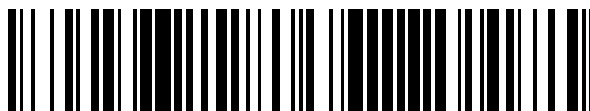


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 738 707**

51 Int. Cl.:

F02C 3/14 (2006.01)
F02C 3/34 (2006.01)
F02C 9/26 (2006.01)
H02K 7/18 (2006.01)
F02C 9/38 (2006.01)
H02P 9/04 (2006.01)
F02C 6/00 (2006.01)
F02C 9/48 (2006.01)
F01D 15/10 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **30.12.2015 PCT/US2015/068151**
- 87 Fecha y número de publicación internacional: **07.07.2016 WO16109725**
- 96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.12.2015 E 15832979 (7)**
- 97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.05.2019 EP 3241273**

54 Título: **Sistemas y métodos para responder a eventos de sobrefrecuencia de red para una turbina de gas de recirculación de escape estequiométrica**

30 Prioridad:

31.12.2014 US 201462098586 P
29.12.2015 US 201514982764

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
24.01.2020

73 Titular/es:

**EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH
COMPANY (100.0%)
CORP-URC-SW 341, P.O. Box 2189
Houston, Texas 77252-2189, US**

72 Inventor/es:

**THATCHER, JONATHAN, CARL;
SLOBODYANSKIY, ILYA, ALEKSANDROVICH y
VOREL, AARON, LAVENE**

74 Agente/Representante:

SUGRAÑES MOLINÉ, Pedro

ES 2 738 707 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

Sistemas y métodos para responder a eventos de sobrefrecuencia de red para una turbina de gas de recirculación de escape estequiométrica

5

Antecedentes

La materia desvelada en este documento se refiere a sistemas de turbina de gas y, más específicamente, a centrales eléctricas accionadas por turbina de gas.

10

Los motores de turbina de gas se usan en una amplia variedad de aplicaciones, tal como generación de energía, aviones, y maquinaria variada. El motor de turbina de gas quema generalmente un combustible con un oxidante (por ejemplo, aire) en una sección de la cámara de combustión para generar productos de combustión calientes, que luego accionan una o más etapas de turbina de una sección de turbina. A su vez, la sección de la turbina acciona una o más etapas del compresor de una sección de compresor, comprimiendo así el oxidante para la entrada en la sección de cámara de combustión junto con el combustible. De nuevo, la mezcla de combustible y oxidante en la sección de la cámara de combustión, y luego la combustión para producir los productos de combustión calientes. Estos productos de combustión pueden incluir combustible sin quemar, oxidante residual y diversas emisiones (por ejemplo, óxidos de nitrógeno) según la condición de la combustión. Además, los motores de turbina de gas consumen típicamente una gran cantidad de aire como oxidante y emiten una cantidad considerable de gas de escape a la atmósfera. En otras palabras, el gas de escape se desperdicia típicamente como subproducto de la operación de la turbina de gas.

15

20

Breve descripción

25

En una realización, un método según la reivindicación 1 incluye la combustión de un combustible y un oxidante en una cámara de combustión de un sistema de turbina de gas de recirculación de gas de escape (EGR) que produce energía eléctrica y proporciona una parte de la energía eléctrica a una red eléctrica. El método incluye además controlar, mediante uno o más procesadores, uno o más parámetros del sistema de turbina de gas EGR para disminuir la parte de la energía eléctrica suministrada a la red eléctrica en respuesta a un evento de sobrefrecuencia asociado con la red eléctrica, en donde el control de uno o más parámetros comprende disminuir la velocidad de flujo del combustible a la cámara de combustión en respuesta al evento de sobrefrecuencia.

30

En otra realización, un sistema según la reivindicación 9 incluye un sistema de turbina de gas de recirculación de gas de escape (EGR) que tiene una cámara de combustión configurada para recibir y quemar un combustible con un oxidante y una turbina accionada por productos de combustión de la cámara de combustión. El sistema incluye un generador accionado mediante un eje de la turbina, en donde el generador está configurado para generar energía eléctrica y para exportar una parte de la energía eléctrica a una red eléctrica. El sistema incluye un sistema de control que tiene un sistema de control del regulador de estatismo configurado para controlar la energía eléctrica. El sistema de control incluye además un sistema de control de relación de equivalencia configurado para controlar uno o más parámetros del sistema de turbina de gas EGR para disminuir la parte de la energía eléctrica exportada a la red eléctrica en respuesta a un evento de sobrefrecuencia, en donde el sistema de control de la relación de equivalencia está configurado para proporcionar señales de control para disminuir el caudal de combustible a la cámara de combustión en respuesta al evento de sobrefrecuencia cuando el sistema de turbina de gas EGR está funcionando en modo estequiométrico.

35

40

45

En otra realización, un producto de programa informático según la reivindicación 14 almacena instrucciones ejecutables mediante uno o más procesadores. Las instrucciones incluyen instrucciones, que cuando se ejecutan mediante los uno o más procesadores, hacen que uno o más procesadores determinen que se está produciendo un evento de sobrefrecuencia en una red eléctrica acoplada a un sistema de turbina de gas EGR, en donde el evento de sobrefrecuencia es un evento de subfrecuencia o subtensión. Las instrucciones incluyen además instrucciones, que cuando se ejecutan mediante los uno o más procesadores, hacen que el uno o más procesadores disminuyan el caudal de combustible a una cámara de combustión del sistema de turbina de gas EGR en respuesta al evento de sobrefrecuencia y disminuyan la tasa de flujo de oxidante a la cámara de combustión después de disminuir la tasa de flujo de combustible a la cámara de combustión, en donde el sistema de turbina de gas EGR está funcionando en un modo de combustión estequiométrica.

50

55

Breve descripción de los dibujos

60

Estas y otras características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor cuando se lea la siguiente descripción detallada con referencia a los dibujos adjuntos en donde caracteres similares representan partes similares en todos los dibujos, en donde:

la Figura 1 es un diagrama de una realización de un sistema que tiene un sistema de servicio basado en turbina acoplado a un sistema de producción de hidrocarburos;

65

la Figura 2 es un diagrama de una realización del sistema de la Figura 1, que ilustra además un sistema de control y un sistema de ciclo combinado;

5 la Figura 3 es un diagrama de una realización del sistema de las Figuras 1 y 2, que ilustra además los detalles de un motor de turbina de gas, un sistema de suministro de gas de escape y un sistema de procesamiento de gas de escape;

la Figura 4 es un diagrama de flujo de una realización de un proceso para operar el sistema de las Figuras 1-3;

10 la Figura 5 es un esquema que ilustra partes de una realización de un sistema de turbina de gas, tal como una planta de energía de tecnología de emisión ultrabaja (ULET), según realizaciones del presente enfoque; y

15 la Figura 6 es un esquema de una realización de un proceso adecuado para responder a eventos de sobrefrecuencia de red.

Descripción detallada

Una o más realizaciones específicas de la presente invención se describirán a continuación. En un esfuerzo por proporcionar una descripción concisa de estas realizaciones, todas las características de una implementación real pueden no estar descritas en la especificación. Debe entenderse que en el desarrollo de cualquier implementación real, tal como en un proyecto de ingeniería o diseño, se toman numerosas decisiones específicas de implementación para alcanzar los objetivos específicos, tales como el cumplimiento de restricciones relacionadas con el sistema y/o relacionadas con el negocio, que pueden variar de una implementación a otra. Además, debe entenderse que tal esfuerzo puede ser complejo y lento, pero sin embargo sería una empresa rutinaria de diseño, fabricación y producción para los expertos en la materia que tienen el beneficio de esta divulgación.

Ejemplos de realización detallados se describen en el presente documento. Sin embargo, los detalles estructurales y funcionales específicos descritos en este documento son meramente representativos para los fines de describir realizaciones de ejemplo. Las realizaciones de la presente invención pueden, sin embargo, realizarse en muchas formas alternativas, y no debe interpretarse como limitadas a solo las realizaciones expuestas en este documento.

Por consiguiente, mientras que las realizaciones de ejemplo son capaces de diversas modificaciones y formas alternativas, sus realizaciones se ilustran a modo de ejemplo en las figuras y se describirán en este documento en detalle. Debería entenderse, sin embargo, que no hay intención de limitar las formas de realización de ejemplo a las formas particulares divulgadas, sino al contrario, las realizaciones de ejemplo son para cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que entran dentro del alcance de la presente invención.

La terminología usada en este documento es solo para describir realizaciones particulares y no pretende limitar las realizaciones de ejemplo. Como se usa en este documento, las formas en singular "una", "uno" y "el" pretenden incluir también las formas en plural, a menos que el contexto indique claramente otra cosa. Los términos "comprende", "que comprende", "incluye" y/o "que incluye", cuando se usan en el presente documento, especifican la presencia de características indicadas, números enteros, etapas, operaciones, elementos, y/o componentes, pero no excluyen la presencia o adición de una o más características adicionales, números enteros, etapas, operaciones, elementos, componentes, y/o grupos de los mismos.

Aunque los términos primero, segundo, primario, secundario, pueden usarse en este documento para describir varios elementos, estos elementos no deben estar limitados por estos términos. Estos términos solo se usan para distinguir un elemento de otro. Por ejemplo, pero sin limitación, un primer elemento podría denominarse un segundo elemento, y, de manera similar, un segundo elemento podría denominarse primer elemento, sin apartarse del alcance de las realizaciones de ejemplo. Como se usa en este documento, el término "y/o" incluye cualquiera, y todas, las combinaciones de uno o más de los elementos enumerados asociados.

Cierta terminología puede usarse en este documento por conveniencia del lector solamente y no debe tomarse como una limitación en el alcance de la invención. Por ejemplo, palabras como "superior", "inferior", "izquierdo", "derecha", "delantero", "trasero", "superior", "inferior", "horizontal", "vertical", "corriente arriba", "corriente abajo", "a proa", "a popa", y similares; describen meramente la configuración mostrada en las Figuras. En efecto, el elemento o elementos de una realización de la presente invención pueden estar orientados en cualquier dirección y la terminología, por tanto, debe entenderse que abarca tales variaciones a menos que se especifique lo contrario.

60 Como se explica con detalle a continuación, las realizaciones descritas se refieren en general a sistemas de turbina de gas con recirculación de gas de escape (EGR), y en particular al funcionamiento estequiométrico de los sistemas de turbina de gas que usan EGR. Por ejemplo, los sistemas de turbina de gas pueden configurarse para recircular gas de escape en una ruta de recirculación de escape, quemar estequiométricamente el combustible y el oxidante junto con al menos algunos del gas de escape recirculado, y capturar el gas de escape para su uso en diversos sistemas de destino. La recirculación del gas de escape junto con la combustión estequiométrica puede ayudar a aumentar el nivel de concentración de dióxido de carbono (CO₂) en el gas de escape, que luego puede postratarse

para separar y purificar el CO₂ y nitrógeno (N₂) para uso en varios sistemas de destino. Los sistemas de turbina de gas también pueden emplear diversos procesos de gas de escape (por ejemplo, recuperación de calor, reacciones de catalizador, etc.), en la ruta de recirculación de escape, aumentando así el nivel de concentración de CO₂, reduciendo los niveles de concentración de otras emisiones (por ejemplo, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno e hidrocarburos no quemados), y el aumento de la recuperación de energía (por ejemplo, con unidades de recuperación de calor). Además, los motores de turbina de gas pueden estar configurados para quemar el combustible y el oxidante con una o más llamas de difusión (por ejemplo, utilizando boquillas de combustible de combustión de difusión), llamas de premezcla (por ejemplo, usando boquillas de combustible de premezcla), o cualquier combinación de ellas. En determinadas realizaciones, las llamas de difusión pueden ayudar a mantener la estabilidad y el funcionamiento dentro de ciertos límites para la combustión estequiométrica, que a su vez ayuda a aumentar la producción de CO₂. Por ejemplo, un sistema de turbina de gas que funcione con llamas de difusión puede permitir una mayor cantidad de EGR, en comparación con un sistema de turbina de gas que funciona con llamas de premezcla. A su vez, la mayor cantidad de EGR ayuda a aumentar la producción de CO₂. Los posibles sistemas de destino incluyen tuberías, tanques de almacenamiento, sistemas de secuestro de carbono y sistemas de producción de hidrocarburos, tales como sistemas mejorados de recuperación de petróleo (EOR).

En particular, las presentes realizaciones están dirigidas a sistemas de turbinas de gas, concretamente sistemas de recirculación de gas de escape estequiométricos (EGR) que incluyen plantas de energía con tecnología de emisión ultra baja (ULET). Estos sistemas incluyen generalmente al menos un motor de turbina de gas que está acoplado a, y genera energía eléctrica para, una red eléctrica. Por ejemplo, las presentes realizaciones incluyen una planta de energía ULET que tiene uno o más generadores eléctricos que convierten una parte de la energía mecánica proporcionada por uno o más motores de turbina de gas EGR en energía eléctrica para su entrega a la red eléctrica. Puede entenderse que una planta de energía ULET de este tipo puede intentar responder a eventos de sobrefrecuencia (por ejemplo, períodos de rápido aumento de la frecuencia) en la red eléctrica. Por ejemplo, una planta de energía ULET puede responder a un evento de sobrefrecuencia reduciendo la producción de energía mecánica de una o más turbinas de gas para reducir la producción de energía eléctrica de uno o más generadores y abordar el evento de sobrefrecuencia. Como ejemplo específico, un evento de sobrefrecuencia en la red eléctrica puede incluir un aumento de frecuencia (por ejemplo, un aumento entre 1 %-3 % en la frecuencia de la red), y una planta de energía ULET puede disminuir su producción de energía eléctrica (por ejemplo, menor entre 5 %-15 % de la capacidad de carga base nominal de la central eléctrica) en un cierto período de tiempo (por ejemplo, aproximadamente entre 1-20 segundos del comienzo del evento transitorio) para abordar el evento de sobrefrecuencia. Por ejemplo, una respuesta al evento de sobrefrecuencia puede incluir una disminución tanto del flujo de oxidante como de combustible a las cámaras de combustión del sistema de turbina de gas SEGR, manteniendo así una combustión sustancialmente estequiométrica al tiempo que aumenta la producción de energía. Desafortunadamente, sin las realizaciones divulgadas, una ULET alimentada por el uso de un sistema de turbina de gas SEGR puede no responder tan rápido como se desea, por ejemplo, debido al tiempo que se tarda en mantener combustión estequiométrica reduciendo el flujo de oxidante y combustible. Debido a que la planta ULET operará principalmente a carga base, tal vez sea igualmente probable que la red confíe en la respuesta primaria por sobrefrecuencia. Además, debido a que la planta ULET probablemente no esté limitada por oxidantes en comparación con una planta de turbina de gas tradicional, la coordinación entre el combustible y oxidante puede no ser tan alta para las operaciones continuas de ULET en comparación con la coordinación cuando se contiene rápidamente la tradicional planta de turbina de gas.

Por consiguiente, como se expone con mayor detalle posteriormente, las presentes realizaciones se refieren a sistemas y métodos para controlar componentes de un sistema de turbina de gas SEGR que produce energía (por ejemplo, una planta de energía ULET) para disminuir rápidamente la producción de energía mecánica y/o eléctrica del sistema para abordar eventos de sobrefrecuencia (por ejemplo, aumentos de frecuencia y/o tensión) en la red eléctrica adjunta. En particular, ciertas realizaciones presentes pueden permitir que una planta de energía ULET disminuya rápidamente la cantidad de combustible disponible en una cámara de combustión para disminuir rápidamente la energía mecánica y eléctrica disponible del sistema. En determinadas realizaciones, en eventos de descarga rápida, los sistemas y métodos pueden desviar una referencia de relación de equivalencia hacia abajo para permitir que el combustible contribuya a la respuesta de descarga sin esperar la respuesta del aire. Por consiguiente, la planta de energía ULET puede responder más rápidamente al evento de sobrefrecuencia. Ventajosamente, las presentes realizaciones permiten que los sistemas de control puedan permitir que una planta de energía ULET opere temporalmente fuera de ciertos límites o restricciones operacionales programados (por ejemplo, una relación de combustible a aire) para abordar el evento de sobrefrecuencia en la red eléctrica.

Con lo anterior en mente, la Figura 1 es un diagrama de una realización de un sistema 10 que tiene un sistema 12 de producción de hidrocarburos asociado con un sistema 14 de servicio basado en turbina. Como se analiza con más detalle a continuación, varias realizaciones del sistema 14 de servicio basado en turbina están configuradas para proporcionar diversos servicios, tales como energía eléctrica, energía mecánica y fluidos (por ejemplo, gas de escape), al sistema 12 de producción de hidrocarburos para facilitar la producción o recuperación de petróleo y/o gas. En la realización ilustrada, el sistema 12 de producción de hidrocarburos incluye un sistema 16 de extracción de petróleo/gas y un sistema 18 mejorado de recuperación de petróleo (EOR), que se acoplan a un depósito 20 subterráneo (por ejemplo, un depósito de petróleo, gas, o hidrocarburos). El sistema 16 de extracción de petróleo/gas incluye una variedad de equipos 22 de superficie, tales como un árbol de Navidad o árbol 24 de

producción, acoplado a un pozo 26 de petróleo/gas. Además, el pozo 26 puede incluir uno o más tubos 28 que se extienden a través de un orificio 30 perforado en la tierra 32 hasta el depósito 20 subterráneo. El árbol 24 incluye una o más válvulas, obturadores, mangas de aislamiento, inhibidores de reventones, y varios dispositivos de control de flujo, que regulan las presiones y controlan los flujos a y desde el depósito 20 subterráneo. Mientras que el árbol 24 se usa generalmente para controlar flujo del fluido de producción (por ejemplo, petróleo o gas) fuera del depósito subterráneo 20, el sistema EOR 18 puede aumentar la producción de petróleo o gas inyectando uno o más fluidos en el depósito subterráneo 20.

Por consiguiente, el sistema EOR 18 puede incluir un sistema 34 de inyección de fluido, que tiene uno o más tubos 36 que se extienden a través de un orificio 38 en la tierra 32 hasta el depósito subterráneo 20. Por ejemplo, el sistema EOR 18 puede dirigir uno o más fluidos 40, tales como gas, vapor, agua, productos químicos, o cualquier combinación de los mismos, al sistema 34 de inyección de fluido. Por ejemplo, como se analiza con más detalle a continuación, el sistema EOR 18 puede acoplarse al sistema 14 de servicio basado en turbina, de tal manera que el sistema 14 dirige un gas 42 de escape (por ejemplo, sustancial o completamente libre de oxígeno) al sistema EOR 18 para su uso como el fluido 40 de inyección. El sistema 34 de inyección de fluido dirige el fluido 40 (por ejemplo, el gas 42 de escape) a través de uno o más tubos 36 hacia el depósito subterráneo 20, según lo indicado por las flechas 44. El fluido 40 de inyección entra en el depósito subterráneo 20 a través del tubular 36 a una distancia 46 de compensación lejos del tubular 28 del pozo 26 de petróleo/gas. Por consiguiente, el fluido 40 de inyección desplaza el petróleo/gas 48 dispuesto en el depósito subterráneo 20, e impulsa el petróleo/gas 48 hacia arriba a través de uno o más tubulares 28 del sistema de producción de hidrocarburos 12, según lo indicado por las flechas 50. Como se analiza con más detalle a continuación, el fluido 40 de inyección puede incluir el gas 42 de escape que se origina en el sistema de servicio basado en turbina 14, que es capaz de generar el gas 42 de escape en el sitio según requiera el sistema 12 de producción de hidrocarburos. En otras palabras, el sistema 14 basado en turbina puede generar simultáneamente uno o más servicios (por ejemplo, energía eléctrica, energía mecánica, vapor, agua (por ejemplo, agua desalinizada) y gas de escape (por ejemplo, sustancialmente libres de oxígeno) para uso por el sistema 12 de producción de hidrocarburos, reduciendo o eliminando así la dependencia de fuentes externas de dichos servicios.

En la realización ilustrada, el sistema 14 de servicio basado en turbina incluye un sistema 52 de turbina de gas de recirculación de gas de escape estequiométricos (SEGR) y un sistema 54 de procesamiento de gas de escape (EG). El sistema 52 de turbina de gas puede configurarse para operar en un modo de operación de combustión estequiométrica (por ejemplo, un modo de control estequiométrico) y en un modo de operación de combustión no estequiométrica (por ejemplo, un modo de control no estequiométrico), tal como un modo de control de poca carga de combustible o un modo de control rico en combustible. En el modo de control estequiométrico, la combustión ocurre generalmente en una relación sustancialmente estequiométrica de combustible y oxidante, resultando así una combustión sustancialmente estequiométrica. En particular, la combustión estequiométrica implica generalmente consumir sustancialmente todo el combustible y oxidante en la reacción de combustión, de modo que los productos de la combustión están sustancial o totalmente libres de combustible no quemado y oxidante. Una medida de la combustión estequiométrica es la relación de equivalencia, o ϕ (ϕ), que es la relación de la relación real de combustible/oxidante con respecto a la relación estequiométrica de combustible/oxidante. Una relación de equivalencia de más de 1,0 resulta en una combustión rica en combustible del combustible y el oxidante, mientras que una relación de equivalencia de menos de 1,0 resulta en una combustión pobre en combustible del combustible y el oxidante. Por el contrario, una relación de equivalencia de 1,0 da como resultado una combustión que no es rica en combustible ni pobre en combustible, consumiendo sustancialmente todo el combustible y oxidante en la reacción de combustión. En el contexto de las realizaciones divulgadas, el término estequiométrico o sustancialmente estequiométrico puede referirse a una relación de equivalencia de aproximadamente 0,95 a aproximadamente 1,05. Sin embargo, las realizaciones descritas también pueden incluir una relación de equivalencia de 1,0 más o menos 0,01, 0,02, 0,03, 0,04, 0,05, o más. De nuevo, la combustión estequiométrica de combustible y oxidante en el sistema 14 de servicio basado en turbina puede dar lugar a productos de combustión o gas de escape (por ejemplo, 42) sin que quede prácticamente combustible sin quemar ni oxidante. Por ejemplo, el gas 42 de escape puede tener menos de 1, 2, 3, 4 o 5 por ciento en volumen de oxidante (por ejemplo, oxígeno), combustible no quemado o hidrocarburos (por ejemplo, HC), óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO_x), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (por ejemplo, SO_x), hidrógeno, y otros productos de combustión incompleta. Como ejemplo adicional, el gas 42 de escape puede tener menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 o 5000 partes por millón en volumen (ppmv) de oxidante (por ejemplo, oxígeno), combustible no quemado o hidrocarburos (por ejemplo, HC), óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO_x), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (por ejemplo, SO_x), hidrógeno, y otros productos de combustión incompleta. Sin embargo, las realizaciones descritas también pueden producir otros intervalos de combustible residual, oxidante, y otros niveles de emisiones en el gas 42 de escape. Como se usa en este documento, los términos emisiones, niveles de emisiones y objetivos de emisiones pueden referirse a los niveles de concentración de ciertos productos de combustión (por ejemplo, NO_x, CO, SO_x, O₂, N₂, H₂, HC, etc.), que pueden estar presentes en las corrientes de gas recirculado, corrientes de gas purgadas (por ejemplo, expulsadas a la atmósfera), y corrientes de gas utilizadas en diversos sistemas de destino (por ejemplo, el sistema 12 de producción de hidrocarburos).

Aunque el sistema 52 de turbina de gas SEGR y el sistema 54 de procesamiento de EG pueden incluir una variedad de componentes en diferentes realizaciones, el sistema 54 de procesamiento de EG ilustrado incluye un generador 56 de vapor de recuperación de calor (HRSG) y un sistema 58 de recirculación de gas de escape (EGR), que recibe

y procesa un gas 60 de escape procedente del sistema 52 de turbina de gas SEGR. El HRSG 56 puede incluir uno o más intercambiadores de calor, condensadores, y varios equipos de recuperación de calor, que funcionan colectivamente para transferir calor desde el gas 60 de escape a una corriente de agua, generando así vapor 62. El vapor 62 se puede utilizar en una o más turbinas de vapor, el sistema EOR 18, o cualquier otra parte del sistema 12 de producción de hidrocarburos. Por ejemplo, el HRSG 56 puede generar vapor 62 a baja presión, presión media, y/o alta presión, que se puede aplicar selectivamente a etapas de turbina de vapor de presión baja, media y alta, o diferentes aplicaciones del sistema EOR 18. Además del vapor 62, un agua 64 tratada, tal como agua desalinizada, puede generarse por el HRSG 56, el sistema EGR 58, y/u otra parte del sistema 54 de procesamiento de EG o el sistema 52 de turbina de gas SEGR. El agua tratada 64 (por ejemplo, agua desalinizada) puede ser particularmente útil en áreas con escasez de agua, tales como regiones del interior o del desierto. El agua tratada 64 puede generarse, al menos en parte, debido al gran volumen de aire que impulsa la combustión del combustible dentro del sistema 52 de turbina de gas SEGR. Aunque la generación en el lugar de vapor 62 y agua 64 puede ser beneficiosa en muchas aplicaciones (incluyendo el sistema 12 de producción de hidrocarburos), la generación en el lugar de los gases 42, 60 de escape puede ser particularmente beneficiosa para el sistema EOR 18, debido a su bajo contenido en oxígeno, alta presión y calor derivados del sistema 52 de turbina de gas SEGR. Por consiguiente, el HRSG 56, el sistema EGR 58, y/u otra parte del sistema 54 de procesamiento de EG puede emitir o recircular un gas 66 de escape al sistema 52 de turbina de gas SEGR, mientras que también dirige el gas 42 de escape al sistema EOR 18 para su uso con el sistema 12 de producción de hidrocarburos. Análogamente, el gas 42 de escape se puede extraer directamente del sistema 52 de turbina de gas SEGR (es decir, sin pasar por el sistema 54 de procesamiento de EG) para su uso en el sistema EOR 18 del sistema 12 de producción de hidrocarburos.

La recirculación del gas de escape se maneja mediante el sistema EGR 58 del sistema 54 de procesamiento de EG. Por ejemplo, el sistema EGR 58 incluye uno o más conductos, válvulas, sopladores, sistemas de tratamiento de gas de escape (por ejemplo, filtros, unidades de retirada de partículas, unidades de separación de gas, unidades de purificación de gas, intercambiadores de calor, unidades de recuperación de calor, unidades de retirada de humedad, unidades de catalizador, unidades de inyección química, o cualquier combinación de las mismas, y controles para recircular el gas de escape en una ruta de circulación de gas de escape desde una salida (por ejemplo, gas 60 de escape descargado) a una entrada (por ejemplo, gas de escape 66 de admisión) del sistema 52 de turbina de gas SEGR. En la realización ilustrada, el sistema 52 de turbina de gas SEGR ingresa el gas 66 de escape en una sección de compresor que tiene uno o más compresores, comprimiendo así el gas 66 de escape para su uso en una sección de combustión junto con una entrada de un oxidante 68 y uno o más combustibles 70. El oxidante 68 puede incluir aire ambiente, oxígeno puro, aire enriquecido con oxígeno, aire reducido en oxígeno, mezclas de oxígeno y nitrógeno, o cualquier oxidante adecuado que facilite la combustión del combustible 70. El combustible 70 puede incluir uno o más combustibles gaseosos, combustibles líquidos, o cualquier combinación de los mismos. Por ejemplo, el combustible 70 puede incluir gas natural, gas natural licuado (GNL), gas de síntesis, metano, etano, propano, butano, nafta, queroseno, combustible diésel, etanol, metanol, biocombustible, o cualquier combinación de los mismos.

El sistema 52 de turbina de gas SEGR mezcla y quema el gas 66 de escape, el oxidante 68, y el combustible 70 en la sección de la cámara de combustión, generando así gases calientes de combustión o gas 60 de escape para accionar una o más etapas de turbina en una sección de turbina. En determinadas realizaciones, cada cámara de combustión en la sección de la cámara de combustión incluye una o más boquillas de combustible de premezcla, una o más boquillas de combustible de difusión, o cualquier combinación de las mismas. Por ejemplo, cada boquilla de combustible de premezcla puede configurarse para mezclar el oxidante 68 y el combustible 70 internamente dentro de la boquilla de combustible y/o parcialmente corriente arriba de la boquilla de combustible, inyectando así una mezcla de combustible oxidante desde la boquilla de combustible a la zona de combustión para combustión premezclada (por ejemplo, llama premezclada). Como ejemplo adicional, cada boquilla de combustible de difusión puede configurarse para aislar los flujos de oxidante 68 y combustible 70 en de la boquilla de combustible, por tanto, inyectando por separado el oxidante 68 y el combustible 70 desde la boquilla de combustible a la zona de combustión para la combustión por difusión (por ejemplo, llama de difusión). En particular, la combustión de difusión provista por las boquillas de combustible de difusión retrasa la mezcla del oxidante 68 y el combustible 70 hasta el punto de combustión inicial, es decir, la región de la llama. En realizaciones que emplean boquillas de combustible de difusión, la llama de difusión puede proporcionar una mayor estabilidad de llama, porque la llama de difusión se forma generalmente en el punto de estequiometría entre las corrientes separadas del oxidante 68 y el combustible 70 (es decir, cuando el oxidante 68 y el combustible 70 se están mezclando). En determinadas realizaciones, uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas 60 de escape, vapor, nitrógeno, u otro gas inerte) se pueden mezclar previamente con el oxidante 68, el combustible 70, o ambos, en la boquilla de combustible de difusión o la boquilla de combustible de premezcla. Además, se puede inyectar uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas 60 de escape, vapor, nitrógeno, u otro gas inerte) en la cámara de combustión en o corriente abajo del punto de combustión dentro de cada cámara de combustión. El uso de estos diluyentes puede ayudar a atenuar la llama (por ejemplo, llama de premezcla o llama de difusión), ayudando así a reducir las emisiones de NO_x, tales como monóxido de nitrógeno (NO) y dióxido de nitrógeno (NO₂). Independientemente del tipo de llama, la combustión produce gases de combustión calientes o gas 60 de escape para impulsar una o más etapas de turbina. Como cada etapa de la turbina está accionada por el gas 60 de escape, el sistema 52 de turbina de gas SEGR genera energía mecánica 72 y/o energía eléctrica 74 (por ejemplo, a través de un generador eléctrico). El sistema 52 también emite el gas 60 de escape, y puede emitir además agua 64. De nuevo, el agua 64 puede ser agua tratada, tal como agua desalinizada,

que puede ser útil en una diversidad de aplicaciones en el sitio o fuera del sitio.

El sistema 52 de turbina de gas SEGR también proporciona extracción de escape utilizando uno o más puntos 76 de extracción. Por ejemplo, la realización ilustrada incluye un sistema 78 de suministro de gas de escape (EG) que tiene un sistema 80 de extracción de gas de escape (EG) y un sistema 82 de tratamiento de gas de escape (EG), que reciben el gas 42 de escape de los puntos 76 de extracción, tratan el gas 42 de escape, y luego suministran o distribuyen el gas 42 de escape a varios sistemas de destino. Los sistemas de destino pueden incluir el sistema EOR 18 y/u otros sistemas, tal como una tubería 86, un tanque 88 de almacenamiento, o un sistema 90 de secuestro de carbono. El sistema 80 de extracción de EG puede incluir uno o más conductos, válvulas, controles, y separaciones de flujo, que facilitan el aislamiento del gas 42 de escape del oxidante 68, el combustible 70, y otros contaminantes, mientras que también controla la temperatura, presión y caudal del gas 42 de escape extraído. El sistema 82 de tratamiento de EG puede incluir uno o más intercambiadores de calor (por ejemplo, unidades de recuperación de calor tales como generadores de vapor de recuperación de calor, condensadores, refrigeradores, o calentadores), sistemas de catalizador (por ejemplo, sistemas de catalizador de oxidación), sistemas de retirada de partículas y/o agua (por ejemplo, unidades de deshidratación de gas, separadores inerciales, filtros coalescentes, filtros impermeables al agua, y otros filtros), sistemas de inyección química, sistemas de tratamiento basados en disolventes (por ejemplo, absorbentes, tanques flash, etc.), sistemas de captura de carbono, sistemas de separación de gas, sistemas de purificación de gas y/o un sistema de tratamiento basado en disolventes, compresores de gas de escape, cualquier combinación de los mismos. Estos subsistemas del sistema 82 de tratamiento de EG permiten el control de la temperatura, presión, caudal, contenido de humedad (por ejemplo, cantidad de retirada de agua), contenido de partículas (por ejemplo, cantidad de retirada de partículas) y composición del gas (por ejemplo, porcentaje de CO₂, N₂, etc.).

El gas 42 de escape extraído es tratado por uno o más subsistemas del sistema 82 de tratamiento de EG, dependiendo del sistema de destino. Por ejemplo, el sistema 82 de tratamiento de EG puede dirigir todo o parte del gas 42 de escape a través de un sistema de captura de carbono, un sistema de separación de gas, un sistema de purificación de gas y/o un sistema de tratamiento basado en disolventes, que se controla para separar y purificar un gas carbonáceo (por ejemplo, dióxido de carbono) 92 y/o nitrógeno (N₂) 94 para uso en los diversos sistemas de destino. Por ejemplo, las realizaciones del sistema 82 de tratamiento de EG pueden realizar la separación y purificación de gas para producir una pluralidad de diferentes corrientes 95 de gas 42 de escape, tales como una primera corriente 96, una segunda corriente 97, y una tercera corriente 98. La primera corriente 96 puede tener una primera composición que es rica en dióxido de carbono y/o pobre en nitrógeno (por ejemplo, una corriente rica en CO₂, pobre en N₂). La segunda corriente 97 puede tener una segunda composición que tiene niveles de concentración intermedios de dióxido de carbono y/o nitrógeno (por ejemplo, corriente de concentración intermedia de CO₂, N₂). La tercera corriente 98 puede tener una tercera composición que es pobre en dióxido de carbono y/o rica en nitrógeno (por ejemplo, una corriente pobre en CO₂, rica en N₂). Cada corriente 95 (por ejemplo, 96, 97 y 98) puede incluir una unidad de deshidratación de gas, un filtro, un compresor de gas, o cualquier combinación de los mismos, para facilitar el suministro de la corriente 95 a un sistema de destino. En determinadas realizaciones, la corriente 96 rica en CO₂, pobre en N₂ puede tener una pureza o nivel de concentración de CO₂ superior a aproximadamente 70, 75, 80, 85, 90, 95, 96, 97, 98 o 99 por ciento en volumen, y una pureza o nivel de concentración de N₂ inferior a aproximadamente 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25 o 30 por ciento en volumen. Por el contrario, la corriente 98 pobre en CO₂, rica en N₂ puede tener una pureza o nivel de concentración de CO₂ inferior a aproximadamente 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25 o 30 por ciento en volumen, y una pureza o nivel de concentración de N₂ superior a aproximadamente 70, 75, 80, 85, 90, 95, 96, 97, 98 o 99 por ciento en volumen. La corriente 97 de concentración intermedia de CO₂, N₂ puede tener una pureza o nivel de concentración de CO₂ y/o una pureza o nivel de concentración de N₂ de aproximadamente 30 a 70, 35 a 65, 40 a 60, o 45 a 55 por ciento en volumen. Aunque los intervalos anteriores son meramente ejemplos no limitantes, la corriente 96 rica en CO₂, pobre en N₂ y la corriente 98 pobre en CO₂, rica en N₂ pueden ser especialmente adecuadas para uso con el sistema EOR 18 y los otros sistemas 84. Sin embargo, cualquiera de estas corrientes 95 de concentración rica, pobre o intermedia de CO₂ pueden usarse, solas o en varias combinaciones, con el sistema EOR 18 y los otros sistemas 84. Por ejemplo, el sistema EOR 18 y los otros sistemas 84 (por ejemplo, la tubería 86, el tanque 88 de almacenamiento y el sistema 90 de secuestro de carbono) pueden recibir cada uno una o más corrientes 96 ricas en CO₂, pobres en N₂, una o más corrientes 98 pobres en CO₂, ricas en N₂, una o más corrientes 97 de concentración intermedia de CO₂, N₂, y uno o más flujos de gas 42 de escape no tratados (es decir, sin pasar por el sistema 82 de tratamiento de EG).

El sistema 80 de extracción de EG extrae el gas 42 de escape en uno o más puntos 76 de extracción en la sección del compresor, la sección de la cámara de combustión, y/o la sección de la turbina, de modo que el gas 42 de escape se pueda usar en el sistema EOR 18 y otros sistemas 84 a temperaturas y presiones adecuadas. El sistema 80 de extracción de EG y/o el sistema 82 de tratamiento de EG también pueden hacer circular flujos de fluido (por ejemplo, gas 42 de escape) a y desde el sistema 54 de procesamiento de EG. Por ejemplo, una parte del gas 42 de escape que pasa a través del sistema 54 de procesamiento de EG puede ser extraída por el sistema 80 de extracción de EG para uso en el sistema EOR 18 y los otros sistemas 84. En determinadas realizaciones, el sistema 78 de suministro de EG y el sistema 54 de procesamiento de EG pueden ser independientes o integrales entre sí, y por tanto pueden usar subsistemas independientes o comunes. Por ejemplo, el sistema 82 de tratamiento de EG puede utilizarse tanto por el sistema 78 de suministro de EG como por el sistema 54 de procesamiento de EG. El gas 42 de escape extraído del sistema 54 de procesamiento de EG puede sufrir múltiples etapas de tratamiento de

gas, tales como una o más etapas del tratamiento de gas en el sistema 54 de procesamiento de EG seguido de una o más etapas adicionales de tratamiento de gas en el sistema 82 de tratamiento de EG.

5 En cada punto 76 de extracción, el gas 42 de escape extraído puede estar sustancialmente libre de oxidante 68 y combustible 70 (por ejemplo, combustible sin quemar o hidrocarburos) debido a la combustión estequiométrica y/o al tratamiento de gas 54 en el sistema de procesamiento de EG. Además, dependiendo del sistema de destino, el gas 42 de escape extraído puede someterse a un tratamiento adicional en el sistema 82 de tratamiento de EG del sistema 78 de suministro de EG, reduciendo adicionalmente cualquier oxidante residual 68, combustible 70, u otros productos indeseables de combustión. Por ejemplo, antes o después del tratamiento en el sistema 82 de tratamiento con EG, el gas 42 de escape extraído puede tener menos de 1, 2, 3, 4 o 5 por ciento en volumen de oxidante (por ejemplo, oxígeno), combustible no quemado o hidrocarburos (por ejemplo, HC), óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO_x), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (por ejemplo, SO_x), hidrógeno, y otros productos de combustión incompleta. Como ejemplo adicional, antes o después del tratamiento en el sistema 82 de tratamiento con EG, el gas 42 de escape extraído puede tener menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 o 5000 partes por millón en volumen (ppmv) de oxidante (por ejemplo, oxígeno), combustible no quemado o hidrocarburos (por ejemplo, HC), óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO_x), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (por ejemplo, SO_x), hidrógeno, y otros productos de combustión incompleta. Así, el gas 42 de escape es particularmente adecuado para su uso con el sistema EOR 18.

20 La operación de EGR del sistema 52 de turbina permite específicamente la extracción de gas de escape en una multitud de ubicaciones 76. Por ejemplo, la sección del compresor del sistema 52 puede usarse para comprimir el gas 66 de escape sin ningún oxidante 68 (es decir, solo la compresión del gas 66 de escape), de manera que se puede extraer un gas 42 de escape sustancialmente libre de oxígeno de la sección del compresor y/o la sección de la cámara de combustión antes de la entrada del oxidante 68 y el combustible 70. Los puntos 76 de extracción pueden ubicarse en puertos entre etapas entre las etapas adyacentes del compresor, en puertos en la carcasa de descarga del compresor, en puertos en cada cámara de combustión en la sección de la cámara de combustión, o cualquiera de sus combinaciones. En determinadas realizaciones, el gas 66 de escape puede no mezclarse con el oxidante 68 y el combustible 70 hasta que alcance la parte final de la cabeza y/o las boquillas de combustible de cada cámara de combustión en la sección de la cámara de combustión. Además, uno o más separadores de flujo (por ejemplo, paredes, divisores, deflectores, o similares) pueden usarse para aislar el oxidante 68 y el combustible 70 de los puntos 76 de extracción. Con estos separadores de flujo, los puntos 76 de extracción pueden estar dispuestos directamente en una pared de cada cámara de combustión en la sección de la cámara de combustión.

35 Una vez que el gas 66 de escape, oxidante 68 y combustible 70 fluyen a través de la parte final de la cabeza (por ejemplo, a través de las boquillas de combustible) hacia la parte de combustión (por ejemplo, la cámara de combustión) de cada cámara de combustión, el sistema 52 de turbina de gas SEGR se controla para proporcionar una combustión sustancialmente estequiométrica del gas 66 de escape, oxidante 68, y combustible 70. Por ejemplo, el sistema 52 puede mantener una relación de equivalencia de aproximadamente 0,95 a aproximadamente 1,05. Como resultado, los productos de combustión de la mezcla de gas 66 de escape, oxidante 68 y combustible 70 en cada cámara de combustión están sustancialmente libres de oxígeno y combustible sin quemar. Así, los productos de combustión (o gas de escape) pueden extraerse de la sección de turbina del sistema 52 de turbina de gas SEGR para su uso como gas 42 de escape dirigido al sistema EOR 18. En la sección de la turbina, los puntos 76 de extracción pueden ubicarse en cualquier etapa de la turbina, tales como puertos interetapa entre etapas de turbina adyacentes.

45 Así, utilizando cualquiera de los puntos 76 de extracción anteriores, el sistema 14 de servicio basado en turbina puede generar, extraer y entregar el gas 42 de escape al sistema 12 de producción de hidrocarburos (por ejemplo, el sistema EOR 18) para su uso en la producción de petróleo/gas 48 desde el depósito subterráneo 20.

50 La Figura 2 es un diagrama de una realización del sistema 10 de la Figura 1, que ilustra un sistema 100 de control acoplado al sistema 14 de servicio basado en turbina y al sistema 12 de producción de hidrocarburos. El sistema 100 de control puede incluir uno o más procesadores 120 adecuados para ejecutar código de computadora o instrucciones. Los uno o más procesadores pueden incluir procesadores basados en la nube que residen en un sistema basado en la nube, que puede ser externo a una planta que tenga el sistema 52 de turbina. En la realización ilustrada, el sistema 14 de servicio basado en turbina incluye un sistema 102 de ciclo combinado, que incluye el sistema 52 de turbina de gas SEGR como ciclo de cobertura, una turbina 104 de vapor como ciclo de fondo, y el HRSG 56 para recuperar calor del gas 60 de escape para generar el vapor 62 para impulsar la turbina 104 de vapor. De nuevo, el sistema 52 de turbina de gas SEGR recibe, mezcla, y quema estequímicamente el gas 66 de escape, oxidante 68 y combustible 70 (por ejemplo, premezcla y/o llama de difusión), produciendo así el gas 60 de escape, la energía mecánica 72, la energía eléctrica 74, y/o el agua 64. Por ejemplo, el sistema 52 de turbina de gas SEGR puede accionar una o más cargas o maquinaria 106, tales como un generador eléctrico, un compresor de oxidante (por ejemplo, un compresor de aire principal), una caja de cambios, una bomba, equipo del sistema 12 de producción de hidrocarburos, o cualquier combinación de los mismos. En algunas realizaciones, la maquinaria 106 puede incluir otros accionamientos, tales como motores eléctricos o turbinas de vapor (por ejemplo, la turbina 104 de vapor), junto con el sistema 52 de turbina de gas SEGR. Por consiguiente, una producción de la maquinaria 106 accionada por el sistema 52 de turbinas de gas SEGR (y cualquier accionamiento adicional) puede incluir energía mecánica 72 y energía eléctrica 74. La energía mecánica 72 y/o energía eléctrica 74 pueden utilizarse en el sitio

para alimentar el sistema 12 de producción de hidrocarburos, la energía eléctrica 74 puede distribuirse a la red eléctrica, o cualquier combinación de las mismas. La producción de la maquinaria 106 también puede incluir un fluido comprimido, tal como oxidante comprimido 68 (por ejemplo, aire u oxígeno), para admisión en la sección 52 de combustión del sistema de turbina de gas SEGR. Cada una de estas producciones (por ejemplo, el gas 60 de escape, la energía mecánica 72, la energía eléctrica 74, y/o el agua 64) pueden considerarse un servicio del sistema 14 de servicio basado en turbina.

El sistema 52 de turbina de gas SEGR produce el gas 42, 60 de escape, que puede estar sustancialmente libre de oxígeno, y dirige este gas 42, 60 de escape al sistema 54 de procesamiento de EG y/o al sistema 78 de suministro de EG. El sistema 78 de suministro de EG puede tratar y suministrar el gas 42 de escape (por ejemplo, corrientes 95) al sistema 12 de producción de hidrocarburos y/o a los otros sistemas 84. Como se mencionó anteriormente, el sistema 54 de procesamiento de EG puede incluir el HRSG 56 y el sistema EGR 58. El HRSG 56 puede incluir uno o más intercambiadores de calor, condensadores, y varios equipos de recuperación de calor, que pueden usarse para recuperar o transferir calor del gas 60 de escape al agua 108 para generar el vapor 62 para accionar la turbina 104 de vapor. Similar al sistema 52 de turbina de gas SEGR, la turbina 104 de vapor puede accionar una o más cargas o maquinaria 106, generando así la energía mecánica 72 y la energía eléctrica 74. En la realización ilustrada, el sistema 52 de turbina de gas SEGR y la turbina 104 de vapor están dispuestos en tándem para impulsar la misma maquinaria 106. Sin embargo, en otras realizaciones, el sistema 52 de turbina de gas SEGR y la turbina 104 de vapor pueden accionar por separado diferentes máquinas 106 para generar independientemente energía mecánica 72 y/o energía eléctrica 74. Como la turbina 104 de vapor está impulsada por el vapor 62 del HRSG 56, el vapor 62 disminuye gradualmente en temperatura y presión. Por consiguiente, la turbina 104 de vapor recircula el vapor 62 y/o el agua 108 usados nuevamente al HRSG 56 para generar vapor adicional a través de la recuperación de calor del gas 60 de escape. Además de la generación de vapor, el HRSG 56, el sistema EGR 58, y/o otra parte del sistema 54 de procesamiento de EG pueden producir el agua 64, el gas 42 de escape para uso con el sistema 12 de producción de hidrocarburos, y el gas 66 de escape para uso como entrada en el sistema 52 de turbina de gas SEGR. Por ejemplo, el agua 64 puede ser un agua tratada 64, tal como un agua desalinizada para uso en otras aplicaciones. El agua desalinizada puede ser particularmente útil en regiones de baja disponibilidad de agua. Con respecto al gas 60 de escape, las realizaciones del sistema 54 de procesamiento de EG pueden configurarse para recircular el gas 60 de escape a través del sistema EGR 58 con o sin el paso del gas 60 de escape a través del HRSG 56.

En la realización ilustrada, el sistema 52 de turbina de gas SEGR tiene una ruta 110 de recirculación de escape, que se extiende de una salida de escape a una entrada de escape del sistema 52. En la ruta 110, el gas 60 de escape pasa a través del sistema 54 de procesamiento de EG, que incluye el HRSG 56 y el sistema EGR 58 en la realización ilustrada. El sistema EGR 58 puede incluir uno o más conductos, válvulas, sopladores, sistemas de tratamiento de gas (por ejemplo, filtros, unidades de retirada de partículas, unidades de separación de gas, unidades de purificación de gas, intercambiadores de calor, unidades de recuperación de calor tales como generadores de vapor de recuperación de calor, unidades de retirada de humedad, unidades de catalizador, unidades de inyección química, o cualquier combinación de las mismas, en disposiciones en serie y/o paralelo en la ruta 110. En otras palabras, el sistema EGR 58 puede incluir cualquier componente de control de flujo, componente de control de presión, componente de control de temperatura, componente de control de humedad, y componente de control de composición de gas en la ruta 110 de recirculación de escape entre la salida de escape y la entrada 52 de escape del sistema. Por consiguiente, en realizaciones con el HRSG 56 en la ruta 110, el HRSG 56 puede considerarse un componente del sistema EGR 58. Sin embargo, en determinadas realizaciones, el HRSG 56 puede estar dispuesto en una ruta de escape independiente de la ruta 110 de recirculación de escape. Independientemente de si el HRSG 56 se encuentra en una ruta separada o en una ruta común con el sistema EGR 58, el HRSG 56 y el sistema EGR 58 toman el gas 60 de escape y emiten el gas 66 de escape recirculado, el gas 42 de escape para uso con el sistema 78 de suministro de EG (por ejemplo, para el sistema 12 de producción de hidrocarburos y/u otros sistemas 84), u otra salida de gas de escape. De nuevo, el sistema 52 de turbinas de gas SEGR toma, mezcla, y quema estequiométricamente el gas 66 de escape, el oxidante 68 y el combustible 70 (por ejemplo, llamas premezcladas y/o de difusión) para producir un gas 60 de escape sustancialmente libre de oxígeno y combustible para su distribución al sistema 54 de procesamiento de EG, el sistema 12 de producción de hidrocarburos, u otros sistemas 84.

Como se indicó anteriormente por referencia a la Figura 1, el sistema 12 de producción de hidrocarburos puede incluir una variedad de equipos para facilitar la recuperación o producción de petróleo/gas 48 desde un depósito subterráneo 20 a un pozo 26 de petróleo/gas. Por ejemplo, el sistema 12 de producción de hidrocarburos puede incluir el sistema EOR 18 que tiene el sistema 34 de inyección de fluido. En la realización ilustrada, el sistema 34 de inyección de fluido incluye un sistema 112 EOR de inyección de gas de escape y un sistema 114 EOR de inyección de vapor. Aunque el sistema 34 de inyección de fluido puede recibir fluidos de una variedad de fuentes, la realización ilustrada puede recibir el gas 42 de escape y el vapor 62 del sistema 14 de servicio basado en turbina. El gas 42 de escape y/o el vapor 62 producidos por el sistema 14 de servicio basado en turbina también se pueden dirigir al sistema 12 de producción de hidrocarburos para su uso en otros sistemas 116 de petróleo/gas.

La cantidad, calidad y flujo del gas 42 de escape y/o el vapor 62 pueden controlarse por el sistema 100 de control. El sistema 100 de control puede dedicarse por completo al sistema 14 de servicio basado en turbina, o el sistema 100 de control también puede proporcionar opcionalmente control (o al menos algunos datos para facilitar el control) para

el sistema 12 de producción de hidrocarburos y/u otros sistemas 84. En la realización ilustrada, el sistema 100 de control incluye un controlador 118 que tiene un procesador 120, una memoria 122, un control 124 de turbina de vapor, un control 126 de sistema de turbina de gas SEGR y un control 128 de maquinaria. El procesador 120 puede incluir un único procesador o dos o más procesadores redundantes, tales como procesadores triples redundantes para el control del sistema 14 de servicio basado en turbinas. La memoria 122 puede incluir memoria volátil y/o no volátil. Por ejemplo, la memoria 122 puede incluir uno o más discos duros, memoria flash, memoria de solo lectura, memoria de acceso aleatorio, o cualquier combinación de las mismas. Los controles 124, 126 y 128 pueden incluir varias instrucciones o códigos almacenados en la memoria 122 y ejecutables por el procesador 120. El control 124 está configurado para controlar el funcionamiento de la turbina 104 de vapor, el control 126 de sistema de turbina de gas SEGR está configurado para controlar el sistema 52, y el control 128 de maquinaria está configurado para controlar la maquinaria 106. Así, el controlador 118 (por ejemplo, los controles 124, 126 y 128) pueden configurarse para coordinar varios subsistemas del sistema 14 de servicio basado en turbina para proporcionar una corriente adecuada del gas 42 de escape al sistema 12 de producción de hidrocarburos.

En ciertas realizaciones del sistema 100 de control, cada elemento (por ejemplo, sistema, subsistema, y componente) ilustrados en los dibujos o descritos en este documento incluyen (por ejemplo, directamente en, corriente arriba o corriente abajo de dicho elemento) una o más características de control industrial, tales como sensores y dispositivos de control, que están acoplados comunicativamente entre sí mediante una red de control industrial junto con el controlador 118. Por ejemplo, los dispositivos de control asociados con cada elemento pueden incluir un controlador de dispositivo dedicado (por ejemplo, incluyendo un procesador, memoria, e instrucciones de control), uno o más accionadores, válvulas, interruptores, y equipos de control industrial, que permiten el control basado en retroalimentación 130 del sensor, señales de control del controlador 118, señales de control de un usuario, o cualquier combinación de las mismas. Así, cualesquiera de las funciones de control descritas en este documento pueden implementarse con instrucciones de control almacenadas y/o ejecutables por el controlador 118, controladores de dispositivos dedicados asociados con cada elemento, o una combinación de ellos.

Para facilitar dicha funcionalidad de control, el sistema 100 de control incluye uno o más sensores distribuidos en todo el sistema 10 para obtener la retroalimentación 130 del sensor para su uso en la ejecución de los diversos controles, por ejemplo, los controles 124, 126 y 128. Por ejemplo, la retroalimentación del sensor 130 se puede obtener a partir de sensores distribuidos en todo el sistema 52 de turbina de gas SEGR, la maquinaria 106, el sistema 54 de procesamiento de EG, la turbina 104 de vapor, el sistema 12 de producción de hidrocarburos, o cualquier otro componente en todo el sistema 14 de servicio basado en turbinas o el sistema 12 de producción de hidrocarburos. Por ejemplo, la retroalimentación 130 del sensor puede incluir retroalimentación de temperatura, retroalimentación de presión, retroalimentación de tasa de flujo, retroalimentación de temperatura de llama, retroalimentación de dinámica de combustión, retroalimentación de composición de oxidante de admisión, retroalimentación de composición de combustible de admisión, retroalimentación de composición de escape, el nivel de producción de energía mecánica 72, el nivel de producción de energía eléctrica 74, la cantidad de producción de gas 42, 60 de escape, la cantidad o calidad de producción de agua 64, o cualquier combinación de las mismas. Por ejemplo, la retroalimentación 130 del sensor puede incluir una composición de los gases 42, 60 de escape para facilitar la combustión estequiométrica en el sistema 52 de turbina de gas SEGR. Por ejemplo, la retroalimentación 130 del sensor puede incluir la retroalimentación de uno o más sensores de oxidante de admisión en una ruta de suministro de oxidante del oxidante 68, uno o más sensores de combustible de admisión en una ruta de suministro de combustible del combustible 70, y uno o más sensores de emisiones de escape dispuestos en la ruta 110 de recirculación de escape y/o en el sistema 52 de turbina de gas SEGR. Los sensores de oxidante de admisión, sensores de combustible de admisión y sensores de emisiones de escape pueden incluir sensores de temperatura, sensores de presión, sensores de caudal, y sensores de composición. Los sensores de emisiones pueden incluir sensores para óxidos de nitrógeno (por ejemplo, sensores de NO_x), óxidos de carbono (por ejemplo, sensores de CO y sensores de CO₂), óxidos de azufre (por ejemplo, sensores de SO_x), hidrógeno (por ejemplo, sensores de H₂), oxígeno (por ejemplo, sensores de O₂), hidrocarburos sin quemar (por ejemplo, sensores de HC) u otros productos de combustión incompleta, o cualquier combinación de los mismos.

Utilizando esta retroalimentación 130, el sistema 100 de control puede ajustar (por ejemplo, incrementar, disminuir, o mantener) el flujo de admisión del gas 66 de escape, oxidante 68 y/o combustible 70 en el sistema 52 de turbina de gas SEGR (entre otros parámetros operativos) para mantener la relación de equivalencia dentro de un intervalo adecuado, por ejemplo, entre aproximadamente 0,95 y aproximadamente 1,05, entre aproximadamente 0,95 y aproximadamente 1,0, entre aproximadamente 1,0 y aproximadamente 1,05, o sustancialmente a 1,0. Por ejemplo, el sistema 100 de control puede analizar la retroalimentación 130 para monitorizar las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración de óxidos de nitrógeno, óxidos de carbono tales como CO y CO₂, óxidos de azufre, hidrógeno, oxígeno, hidrocarburos no quemados, y otros productos de combustión incompleta) y/o determinar la relación de equivalencia, y luego controlar uno o más componentes para ajustar las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración en el gas 42 de escape) y/o la relación de equivalencia. Los componentes controlados pueden incluir cualquiera de los componentes ilustrados y descritos por referencia a los dibujos, incluyendo, pero sin limitación, válvulas en las rutas de suministro para el oxidante 68, el combustible 70, y el gas 66 de escape; un compresor de oxidante, una bomba de combustible, o cualquier componente del sistema 54 de procesamiento de EG; cualquier componente del sistema 52 de turbina de gas SEGR, o cualquier combinación

de los mismos. Los componentes controlados pueden ajustarse (por ejemplo, incrementar, disminuir, o mantener) los caudales, temperaturas, presiones, o porcentajes (por ejemplo, relación de equivalencia) del oxidante 68, el combustible 70 y el gas 66 de escape que se queman dentro del sistema 52 de turbina de gas SEGR. Los componentes controlados también pueden incluir uno o más sistemas de tratamiento de gas, tales como unidades de catalizador (por ejemplo, unidades de catalizador de oxidación), suministros para unidades de catalizador (por ejemplo, combustible de oxidación, calor, electricidad, etc.), unidades de purificación y/o separación de gas (por ejemplo, separadores basados en disolvente, absorbentes, tanques flash, etc.), y unidades de filtración. Los sistemas de tratamiento de gas pueden ayudar a reducir varias emisiones de escape en la ruta 110 de recirculación de escape, una ruta de purga (por ejemplo, escape a la atmósfera), o una ruta de extracción al sistema 78 de suministro de EG.

En determinadas realizaciones, el sistema 100 de control puede analizar la retroalimentación 130 y controlar uno o más componentes para mantener o reducir los niveles de emisiones (por ejemplo, los niveles de concentración en los gases 42, 60, 95 de escape) a un intervalo objetivo, tal como menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000, 5000 o 10000 partes por millón (ppmv). Estos intervalos objetivo pueden ser iguales o diferentes para cada una de las emisiones de escape, por ejemplo, niveles de concentración de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, óxidos de azufre, hidrógeno, oxígeno, hidrocarburos sin quemar, y otros productos de combustión incompleta. Por ejemplo, dependiendo de la relación de equivalencia, el sistema 100 de control puede controlar selectivamente las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración) de oxidante (por ejemplo, oxígeno) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 250, 500, 750 o 1000 ppmv; monóxido de carbono (CO) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 20, 50, 100, 200, 500, 1000, 2500 o 5000 ppmv; y óxidos de nitrógeno (NOx) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 50, 100, 200, 300, 400 o 500 ppmv. En ciertas realizaciones que operan con una relación de equivalencia sustancialmente estequiométrica, el sistema 100 de control puede controlar selectivamente las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración) de oxidante (por ejemplo, oxígeno) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 o 100 ppmv; y monóxido de carbono (CO) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 500, 1000, 2000, 3000, 4000 o 5000 ppmv. En ciertas realizaciones que operan con una relación de equivalencia pobre en combustible (por ejemplo, entre aproximadamente 0,95 y 1,0), el sistema 100 de control puede controlar selectivamente las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración) de oxidante (por ejemplo, oxígeno) dentro de un intervalo objetivo menor que aproximadamente 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1100, 1200, 1300, 1400 o 1500 ppmv; monóxido de carbono (CO) dentro de un intervalo objetivo inferior a aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 150 o 200 ppmv; y óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO_x) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350 o 400 ppmv. Los intervalos objetivo anteriores son meramente ejemplos, y no pretenden limitar el alcance de las realizaciones descritas.

El sistema 100 de control también puede estar acoplado a una interfaz local 132 y una interfaz remota 134. Por ejemplo, la interfaz local 132 puede incluir una estación de trabajo informática dispuesta en el sitio en el sistema 14 de servicio basado en turbina y/o el sistema 12 de producción de hidrocarburos. Por el contrario, la interfaz remota 134 puede incluir una estación de trabajo informática dispuesta fuera del sitio desde el sistema 14 de servicio basado en turbina y el sistema 12 de producción de hidrocarburos, tal como mediante una conexión a Internet. Estas interfaces 132 y 134 facilitan la monitorización y control del sistema 14 de servicio basado en turbina, tal como mediante una o más pantallas gráficas de retroalimentación 130 del sensor, parámetros operacionales, etc.

De nuevo, como se ha señalado anteriormente, el controlador 118 incluye una diversidad de controles 124, 126 y 128 para facilitar el control del sistema 14 de servicio basado en turbina. El control de turbina 124 de vapor puede recibir la retroalimentación 130 del sensor y los comandos de control de producción para facilitar el funcionamiento de la turbina 104 de vapor. Por ejemplo, el control 124 de turbina de vapor puede recibir la retroalimentación 130 del sensor del HRSG 56, la maquinaria 106, sensores de temperatura y presión en una ruta del vapor 62, sensores de temperatura y presión en una ruta del agua 108, y varios sensores indicativos de la energía mecánica 72 y la energía eléctrica 74. Análogamente, el control 126 del sistema de turbina de gas SEGR puede recibir retroalimentación 130 del sensor de uno o más sensores dispuestos en el sistema 52 de turbina de gas SEGR, la maquinaria 106, el sistema 54 de procesamiento de EG, o cualquier combinación de los mismos. Por ejemplo, la retroalimentación 130 del sensor puede obtenerse de sensores de temperatura, sensores de presión, sensores de aclarado, sensores de vibración, sensores de llama, sensores de composición de combustible, sensores de composición de gas de escape, o cualquier combinación de los mismos, dispuestos dentro o fuera del sistema 52 de turbina de gas SEGR. Por último, el control 128 de maquinaria puede recibir retroalimentación 130 del sensor de varios sensores asociados con la energía mecánica 72 y la energía eléctrica 74, así como sensores dispuestos en la maquinaria 106. Cada uno de estos controles 124, 126 y 128 usa la retroalimentación 130 del sensor para mejorar el funcionamiento del sistema 14 de servicio basado en turbina.

En la realización ilustrada, el control 126 del sistema de turbina de gas SEGR puede ejecutar instrucciones para controlar la cantidad y la calidad de los gases 42, 60, 95 de escape en el sistema de procesamiento de EG 54, el sistema 78 de suministro de EG, el sistema 12 de producción de hidrocarburos, y/o los otros sistemas 84. Por ejemplo, el control 126 del sistema de turbina de gas SEGR puede mantener un nivel de oxidante (por ejemplo, oxígeno) y/o combustible sin quemar en el gas 60 de escape por debajo de un umbral adecuado para uso con el

- sistema 112 EOR de inyección de gas de escape. En determinadas realizaciones, los niveles de umbral pueden ser menores que 1, 2, 3, 4 o 5 por ciento de oxidante (por ejemplo, oxígeno) y/o combustible sin quemar por volumen de los gases 42, 60 de escape; o los niveles de umbral de oxidante (por ejemplo, oxígeno) y/o combustible sin quemar (y otras emisiones de escape) pueden ser inferiores a aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 o 5000 partes por millón en volumen (ppmv) en los gases 42, 60 de escape. Como ejemplo adicional, para lograr estos niveles bajos de oxidante (por ejemplo, oxígeno) y/o combustible sin quemar, el control 126 del sistema de turbina de gas SEGR puede mantener una relación de equivalencia para la combustión en el sistema 52 de turbina de gas SEGR entre aproximadamente 0,95 y aproximadamente 1,05. El control 126 del sistema de turbina de gas SEGR también puede controlar el sistema 80 de extracción de EG y el sistema 82 de tratamiento de EG para mantener la temperatura, presión, caudal y composición de gas de los gases 42, 60, 95 de escape dentro de los intervalos adecuados para el sistema EOR de inyección de gas 112 de escape, la tubería 86, el tanque de almacenamiento 88 y el sistema 90 de secuestro de carbono. Como se mencionó anteriormente, el sistema 82 de tratamiento de EG puede controlarse para purificar y/o separar el gas 42 de escape en una o más corrientes 95 de gas, tales como la corriente 96 rica en CO₂, pobre en N₂, la corriente 97 de concentración intermedia de CO₂, N₂, y la corriente 98 pobre en CO₂, rica en N₂. Además de los controles para los gases 42, 60 y 95 de escape, los controles 124, 126 y 128 pueden ejecutar una o más instrucciones para mantener la energía mecánica 72 dentro de un intervalo de energía adecuado, o mantener la energía eléctrica 74 dentro de una frecuencia y un intervalo de energía adecuados.
- La Figura 3 es un diagrama de realización del sistema 10, que ilustra adicionalmente detalles del sistema 52 de turbina de gas SEGR para uso con el sistema 12 de producción de hidrocarburos y/u otros sistemas 84. En la realización ilustrada, el sistema 52 de turbina de gas de SEGR incluye un motor 150 de turbina de gas acoplado al sistema 54 de procesamiento de EG. El motor 150 de turbina de gas ilustrado incluye una sección 152 de compresor, una sección 154 de la cámara de combustión, y una sección 156 de expansión o sección de turbina. La sección 152 del compresor incluye uno o más compresores de gas de escape o etapas 158 del compresor, tal como 1 a 20 etapas de cuchillas de compresor rotativas dispuestas en una disposición en serie. Análogamente, la sección 154 de cámara de combustión incluye uno o más cámaras 160 de combustión, tal como 1 a 20 cámaras 160 de combustión distribuidas circunferencialmente alrededor de un eje 162 de rotación del sistema 52 de turbina de gas SEGR. Además, cada cámara 160 de combustión puede incluir una o más boquillas 164 de combustible configuradas para inyectar el gas 66 de escape, el oxidante 68, y/o el combustible 70. Por ejemplo, una parte 166 de extremo de cabeza de cada cámara 160 de combustión puede alojar 1, 2, 3, 4, 5, 6 o más boquillas 164 de combustible, que pueden inyectar corrientes o mezclas de gas 66 de escape, oxidante 68, y/o combustible 70 en una parte 168 de combustión (por ejemplo, cámara de combustión) de la cámara 160 de combustión.
- Las boquillas 164 de combustible pueden incluir cualquier combinación de boquillas 164 de combustible de premezcla (por ejemplo, configuradas para premezclar el oxidante 68 y el combustible 70 para la generación de una llama de premezcla de combustible/oxidante) y/o boquillas 164 de combustible de difusión (por ejemplo, configuradas para inyectar flujos separados del oxidante 68 y del combustible 70 para la generación de una llama de difusión de oxidante/combustible). Las realizaciones de las boquillas 164 de combustible de premezcla pueden incluir álabes en remolino, cámaras de mezcla u otras características para mezclar internamente el oxidante 68 y el combustible 70 dentro de las boquillas 164, antes de la inyección y combustión en la cámara 168 de combustión. Las boquillas 164 de combustible de premezcla también pueden recibir al menos algo de oxidante parcialmente mezclado 68 y combustible 70. En determinadas realizaciones, cada boquilla 164 de combustible de difusión puede aislar los flujos del oxidante 68 y el combustible 70 hasta el punto de inyección, mientras también se aíslan flujos de uno o más diluyentes (por ejemplo, gas 66 de escape, vapor, nitrógeno, u otro gas inerte) hasta el punto de inyección. En otras realizaciones, cada boquilla 164 de combustible de difusión puede aislar los flujos del oxidante 68 y el combustible 70 hasta el punto de inyección, mientras se mezclan parcialmente uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas 66 de escape, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) con el oxidante 68 y/o el combustible 70 antes del punto de inyección. Además, se pueden inyectar uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas 66 de escape, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) en la cámara de combustión (por ejemplo, en los productos calientes de combustión) en la zona de combustión o corriente abajo de la misma, ayudando así a reducir la temperatura de los productos calientes de combustión y reducir las emisiones de NO_x (por ejemplo, NO y NO₂). Independientemente del tipo de boquilla 164 de combustible, el sistema 52 de turbina de gas SEGR puede controlarse para proporcionar una combustión sustancialmente estequiométrica del oxidante 68 y el combustible 70.
- En realizaciones de combustión por difusión que usan las boquillas 164 de combustible de difusión, el combustible 70 y el oxidante 68 generalmente no se mezclan corriente arriba de la llama de difusión, sino que el combustible 70 y el oxidante 68 se mezclan y reaccionan directamente en la superficie de la llama y/o la superficie de la llama existente en la ubicación de la mezcla entre el combustible 70 y el oxidante 68. En particular, el combustible 70 y el oxidante 68 se aproximan por separado a la superficie de la llama (o frontera/interfaz de difusión), y luego se difunden (por ejemplo, a través de difusión molecular y viscosa) en la superficie de la llama (o frontera/interfaz de difusión) para generar la llama de difusión. Cabe destacar que el combustible 70 y el oxidante 68 pueden estar en una relación sustancialmente estequiométrica en esta superficie de llama (o frontera/interfaz de difusión), que puede resultar en una mayor temperatura de llama (por ejemplo, una temperatura máxima de llama) en esta superficie de llama. La relación estequiométrica de combustible/oxidante generalmente resulta en una mayor temperatura de llama (por ejemplo, una temperatura máxima de llama), en comparación con una relación de combustible/oxidante

pobre en combustible o rica en combustible. Como resultado, la llama de difusión puede ser sustancialmente más estable que una llama de premezcla, porque la difusión del combustible 70 y el oxidante 68 ayuda a mantener una relación estequiométrica (y mayor temperatura) en la superficie de llama. Aunque mayores temperaturas de llama también pueden conducir a mayores emisiones de escape, tales como emisiones de NO_x, las realizaciones descritas utilizan uno o más diluyentes para ayudar a controlar la temperatura y las emisiones, evitando al mismo tiempo cualquier premezcla del combustible 70 y el oxidante 68. Por ejemplo, las realizaciones descritas pueden introducir uno o más diluyentes separados del combustible 70 y el oxidante 68 (por ejemplo, después del punto de combustión y/o corriente abajo de la llama de difusión), ayudando así a reducir la temperatura y reducir las emisiones (por ejemplo, emisiones de NO_x) producidas por la llama de difusión.

En funcionamiento, como se ilustra, la sección 152 del compresor recibe y comprime el gas 66 de escape del sistema 54 de procesamiento de EG, y emite un gas 170 de escape comprimido a cada una de las cámaras 160 de combustión en la sección 154 de cámara de combustión. Tras la combustión del combustible 60, el oxidante 68 y el gas 170 de escape dentro de cada cámara 160 de combustión, el gas de escape adicional o los productos 172 de combustión (es decir, gas de combustión) se envían a la sección 156 de la turbina. Similar a la sección 152 del compresor, la sección 156 de turbina incluye una o más turbinas o etapas 174 de turbina, que pueden incluir una serie de cuchillas rotativas de turbina. Estas cuchillas de turbina están accionadas por los productos de la combustión 172 generados en la sección 154 del quemador, accionando así la rotación de un eje 176 acoplado a la maquinaria 106. De nuevo, la maquinaria 106 puede incluir una variedad de equipos acoplados a cualquiera de los extremos del sistema 52 de turbina de gas SEGR, tales como la maquinaria 106, 178 acoplada a la sección 156 de turbina y/o la maquinaria 106, 180 acoplada a la sección 152 de compresor. En determinadas realizaciones, la maquinaria 106, 178, 180 puede incluir uno o más generadores eléctricos, compresores de oxidante para el oxidante 68, bombas de combustible para el combustible 70, cajas de cambios o accionadores adicionales (por ejemplo, turbina 104 de vapor, motor eléctrico, etc.) acoplados al sistema 52 de turbina de gas SEGR. Los ejemplos no limitantes se explican con más detalle posteriormente por referencia a la TABLA 1. Como se ilustra, la sección 156 de turbina saca el gas 60 de escape para recircular en la ruta 110 de recirculación de escape desde una salida 182 de escape de la sección 156 de turbina a una entrada 184 de escape en la sección 152 de compresor. En la ruta 110 de recirculación de escape, el gas 60 de escape pasa a través del sistema 54 de procesamiento de EG (por ejemplo, el HRSG 56 y/o el sistema EGR 58) como se discutió en detalle anteriormente.

De nuevo, cada cámara 160 de combustión en la sección 154 de cámara de combustión recibe, mezcla, y quema estequiométricamente el gas 170 de escape comprimido, el oxidante 68 y el combustible 70 para producir el gas de escape adicional o productos de combustión 172 para accionar la sección 156 de turbina. En determinadas realizaciones, el oxidante 68 está comprimido por un sistema 186 de compresión de oxidante, tal como un sistema de compresión de oxidante principal (MOC) (por ejemplo, un sistema de compresión de aire principal (MAC)) que tiene uno o más compresores de oxidante (MOC). El sistema 186 de compresión de oxidante incluye un compresor 188 de oxidante acoplado a un accionador 190. Por ejemplo, el accionador 190 puede incluir un motor eléctrico, un motor de combustión, o cualquier combinación de los mismos. En determinadas realizaciones, el accionador 190 puede ser un motor de turbina, tal como el motor 150 de turbina de gas. Por consiguiente, el sistema 186 de compresión de oxidante puede ser una parte integral de la maquinaria 106. En otras palabras, el compresor 188 puede accionarse directa o indirectamente por la energía mecánica 72 suministrada por el eje 176 del motor 150 de turbina de gas. En dicha realización, la unidad 190 puede excluirse, porque el compresor 188 se basa en la producción de energía del motor 150 de turbina. Sin embargo, en ciertas realizaciones que emplean más de un compresor de oxidante se emplea, un primer compresor de oxidante (por ejemplo, un compresor de oxidante de baja presión (LP)) puede accionarse por el accionador 190 mientras que el eje 176 acciona un segundo compresor de oxidante (por ejemplo, un compresor de oxidante de alta presión (HP)), o viceversa. Por ejemplo, en otra realización, el HP MOC se acciona por el accionador 190 y el compresor de oxidante LP se acciona por el eje 176. En la realización ilustrada, el sistema 186 de compresión de oxidante está separado de la maquinaria 106. En cada una de estas realizaciones, el sistema 186 de compresión comprime y suministra el oxidante 68 a las boquillas 164 de combustible y las cámaras 160 de combustión. Por consiguiente, parte o toda la maquinaria 106, 178, 180 puede configurarse para aumentar la eficiencia operativa del sistema 186 de compresión (por ejemplo, el compresor 188 y/o compresores adicionales).

La variedad de componentes de la maquinaria 106, indicada por los números de elemento 106A, 106B, 106C, 106D, 106E y 106F, puede disponerse en la línea del eje 176 y/o paralela a la línea del eje 176 en una o más disposiciones en serie, disposiciones paralelas, o cualquier combinación de disposiciones en serie y paralelo. Por ejemplo, la maquinaria 106, 178, 180 (por ejemplo, 106A a 106F) puede incluir cualquier disposición en serie y/o paralelo, en cualquier orden, de: una o más cajas de cambios (por ejemplo, eje paralelo, cajas de cambios epicicloidales), uno o más compresores (por ejemplo, compresores de oxidante, compresores de refuerzo tales como los compresores de refuerzo de EG), una o más unidades de generación de energía (por ejemplo, generadores eléctricos), uno o más accionadores (por ejemplo, motores de turbina de vapor, motores eléctricos), unidades de intercambio de calor (por ejemplo, intercambiadores de calor directos o indirectos), embragues, o cualquier combinación de los mismos. Los compresores pueden incluir compresores axiales, compresores radiales o centrífugos, o cualquier combinación de los mismos, cada uno con una o más etapas de compresión. Con respecto a los intercambiadores de calor, los intercambiadores de calor directos pueden incluir refrigeradores por aspersión (por ejemplo, refrigeradores intermedios por aspersión), que inyectan una pulverización líquida en un flujo de gas (por ejemplo, flujo de oxidante)

para el enfriamiento directo del flujo de gas. Los intercambiadores de calor indirectos pueden incluir al menos una pared (por ejemplo, un intercambiador de calor de carcasa y tubos) que separa los flujos primero y segundo, tales como un flujo de fluido (por ejemplo, flujo de oxidante) separado de un flujo de refrigerante (por ejemplo, agua, aire, refrigerante, o cualquier otro refrigerante líquido o gaseoso), en donde el flujo de refrigerante transfiere calor del flujo de fluido sin ningún contacto directo. Ejemplos de intercambiadores de calor indirectos incluyen intercambiadores de calor de refrigerador intermedio y unidades de recuperación de calor, tales como generadores de vapor de recuperación de calor. Los intercambiadores de calor también pueden incluir calentadores. Como se analiza con más detalle a continuación, cada uno de estos componentes de maquinaria se puede usar en varias combinaciones, como se indica en los ejemplos no limitantes expuestos en la TABLA 1.

En general, la maquinaria 106, 178, 180 puede configurarse para aumentar la eficiencia del sistema 186 de compresión, por ejemplo, ajuste de las velocidades operativas de uno o más compresores de oxidante del sistema 186, facilitando la compresión del oxidante 68 por enfriamiento y/o extracción de la energía excedente. Las realizaciones descritas pretenden incluir todas y cada una de las permutaciones de los componentes anteriores en la maquinaria 106, 178, 180 en disposiciones en serie y paralelo, en donde uno, más de uno, todos, o ninguno de los componentes obtiene energía del eje 176. Como se ilustra a continuación, la TABLA 1 representa algunos ejemplos no limitantes de disposiciones de la maquinaria 106, 178, 180 dispuestas próximas y/o acopladas a las secciones 152, 156 de compresor y turbina.

TABLA 1

106A	106B	106C	106D	106E	106F
MOC	GEN				
MOC	GBX	GEN			
LP MOC	HP MOC	GEN			
HP MOC	GBX	LP MOC	GEN		
MOC MOC	GBX	GEN			
HP MOC	GBX	GEN	LP MOC		
MOC MOC	GBX GBX	GEN DRV			
DRV	GBX	LP MOC	HP MOC	GBX	GEN
DRV	GBX	HP MOC	LP MOC	GEN	
HP MOC	GBX CLR	LP MOC	GEN		
HP MOC	GBX CLR	LP MOC	GBX	GEN	
HP MOC	GBX HTR STGN	LP MOC	GEN		
MOC	GEN	DRV			
MOC	DRV	GEN			
DRV	MOC	GEN			
DRV	CLU	MOC	GEN		
DRV	CLU	MOC	GBX	GEN	

Como se ilustra anteriormente en la TABLA 1, una unidad de refrigeración se representa como CLR, un embrague se representa como CLU, un accionador está representado por DRV, una caja de cambios se representa como GBX, un generador está representado por GEN, una unidad de calefacción está representada por HTR, una unidad compresora de oxidante principal está representada por MOC, estando representadas las variantes de baja presión y alta presión como LP MOC y HP MOC, respectivamente, y una unidad de generador de vapor se representa como STGN. Aunque la TABLA 1 ilustra la maquinaria 106, 178, 180 en secuencia hacia la sección 152 de compresor o la sección 156 de turbina, la TABLA 1 también pretende cubrir la secuencia inversa de la maquinaria 106, 178, 180. En la TABLA 1, cualquier celda que incluye dos o más componentes está diseñada para cubrir una disposición paralela de los componentes. La TABLA 1 no pretende excluir ninguna permutación no ilustrada de la maquinaria 106, 178, 180. Estos componentes de la maquinaria 106, 178, 180 pueden permitir el control de retroalimentación de temperatura, presión y caudal del oxidante 68 enviado al motor 150 de turbina de gas. Como se analiza con más detalle a continuación, el oxidante 68 y el combustible 70 pueden suministrarse al motor 150 de turbina de gas en lugares seleccionados específicamente para facilitar el aislamiento y la extracción del gas 170 de escape comprimido sin ningún oxidante 68 o combustible 70 que degraden la calidad del gas 170 de escape.

El sistema 78 de suministro de EG, como se ilustra en la Figura 3, está dispuesto entre el motor 150 de turbina de gas y los sistemas de destino (por ejemplo, el sistema 12 de producción de hidrocarburos y los otros sistemas 84). En particular, el sistema 78 de suministro de EG, por ejemplo, el sistema de extracción de EG (EGES) 80) puede acoplarse al motor 150 de turbina de gas en uno o más puntos 76 de extracción en la sección 152 de compresor, la sección 154 de la cámara de combustión, y/o la sección 156 de turbina. Por ejemplo, los puntos 76 de extracción pueden ubicarse entre etapas adyacentes del compresor, tales como 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 o 10 puntos 76 de extracción entre etapas entre las etapas del compresor. Cada uno de estos puntos 76 de extracción entre etapas proporciona una temperatura y presión diferentes del gas 42 de escape extraído. De manera similar, los puntos 76 de extracción pueden ubicarse entre etapas adyacentes de la turbina, tales como 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 o 10 puntos 76

de extracción entre etapas entre las etapas de la turbina. Cada uno de estos puntos 76 de extracción entre etapas proporciona una temperatura y presión diferentes del gas 42 de escape extraído. Como ejemplo adicional, los puntos 76 de extracción se pueden ubicar en una multitud de ubicaciones en la sección 154 de cámara de combustión, que pueden proporcionar diferentes temperaturas, presiones, caudales, y composiciones de gas. Cada uno de estos puntos 76 de extracción puede incluir un conducto de extracción de EG, una o más válvulas, sensores, y controles, que pueden usarse para controlar selectivamente el flujo del gas 42 de escape extraído al sistema 78 de suministro de EG.

El gas 42 de escape extraído, que se distribuye por el sistema 78 de suministro de EG, tiene una composición controlada adecuada para los sistemas objetivo (por ejemplo, el sistema 12 de producción de hidrocarburos y los otros sistemas 84). Por ejemplo, en cada uno de estos puntos 76 de extracción, el gas 170 de escape puede estar sustancialmente aislado de los puntos de inyección (o flujos) del oxidante 68 y el combustible 70. En otras palabras, el sistema 78 de suministro de EG puede estar diseñado específicamente para extraer el gas 170 de escape del motor 150 de turbina de gas sin ningún oxidante 68 o combustible 70 agregado. Además, en vista de la combustión estequiométrica en cada una de las cámaras 160 de combustión, el gas 42 de escape extraído puede estar sustancialmente libre de oxígeno y combustible. El sistema 78 de suministro de EG puede dirigir el gas 42 de escape extraído directa o indirectamente al sistema 12 de producción de hidrocarburos y/u otros sistemas 84 para uso en diversos procesos, tales como recuperación mejorada de petróleo, secuestro de carbono, almacenamiento, o transporte a una ubicación externa. Sin embargo, en determinadas realizaciones, el sistema 78 de suministro de EG incluye el sistema 82 de tratamiento de EG (EGTS) para el tratamiento adicional del gas 42 de escape, antes de usar con los sistemas objetivo. Por ejemplo, el sistema 82 de tratamiento de EG puede purificar y/o separar el gas 42 de escape en una o más corrientes 95, tales como la corriente 96 rica en CO₂, pobre en N₂, la corriente 97 de concentración intermedia de CO₂, N₂, y la corriente 98 pobre en CO₂, rica en N₂. Estas corrientes 95 de gas de escape tratadas pueden usarse individualmente, o en cualquier combinación, con el sistema 12 de producción de hidrocarburos y los otros sistemas 84 (por ejemplo, la tubería 86, el tanque 88 de almacenamiento y el sistema 90 de secuestro de carbono).

Similar a los tratamientos de gas de escape realizados en el sistema 78 de suministro de EG, el sistema 54 de procesamiento de EG puede incluir una pluralidad de componentes 192 de tratamiento de gas de escape (EG), tal como se indica mediante los números 194, 196, 198, 200, 202, 204, 206, 208 y 210 de elemento. Estos componentes 192 de tratamiento de EG (por ejemplo, 194 a 210) pueden disponerse en la ruta 110 de recirculación de escape en una o más disposiciones en serie, disposiciones paralelas, o cualquier combinación de disposiciones en serie y paralelo. Por ejemplo, los componentes 192 de tratamiento de EG (por ejemplo, 194 a 210) pueden incluir cualquier disposición en serie y/o paralelo, en cualquier orden, de: uno o más intercambiadores de calor (por ejemplo, unidades de recuperación de calor tales como generadores de vapor de recuperación de calor, condensadores, refrigeradores, o calentadores), sistemas de catalizador (por ejemplo, sistemas de catalizador de oxidación), sistemas de retirada de partículas y/o agua (por ejemplo, separadores inerciales, filtros coalescentes, filtros impermeables al agua, y otros filtros), sistemas de inyección química, sistemas de tratamiento basados en disolventes (por ejemplo, absorbentes, tanques flash, etc.), sistemas de captura de carbono, sistemas de separación de gas, sistemas de purificación de gas, y/o un sistema de tratamiento basado en disolventes, o cualquier combinación de los mismos. En determinadas realizaciones, los sistemas de catalizador pueden incluir un catalizador de oxidación, un catalizador de reducción de monóxido de carbono, un catalizador de reducción de óxidos de nitrógeno, un óxido de aluminio, un óxido de circonio, un óxido de silicón, un óxido de titanio, un óxido de platino, un óxido de paladio, un óxido de cobalto, o un óxido metálico mixto, o una combinación de los mismos. Las realizaciones divulgadas pretenden incluir todas y cada una de las permutaciones de los componentes 192 anteriores en disposiciones en serie y paralelo. Como se ilustra a continuación, la TABLA 2 representa algunos ejemplos no limitantes de las disposiciones de los componentes 192 en la ruta 110 de recirculación de escape.

TABLA 2

194	196	198	200	202	204	206	208	210
CU	HRU	BB	MRU	PRU				
CU	HRU	HRU	BB	MRU	PRU	DIL		
CU	HRSG	HRSG	BB	MRU	PRU			
OCU	HRU	OCU	HRU	OCU	BB	MRU	PRU	
HRU CU	HRU CU	BB	MRU	PRU				
HRSG OCU	HRSG OCU	BB	MRU	PRU	DIL			
OCU	HRSG OCU	OCU	HRSG OCU	OCU	BB	MRU	PRU	DIL
OCU	HRSG ST	HRSG ST	BB	COND	INER	WFIL	CFIL	DIL
OCUHRSG ST	OCUHRSG ST	BB	COND	INER	FIL	DIL		

(continuación)

194	196	198	200	202	204	206	208	210
OCU	HRSG ST	HRSG ST	OCU	BB	MRU HE COND	MRU WFIL	PRU INER	PRU FIL CFIL
CU	HRU COND	HRU COND	HRU COND	BB	MRU HE COND WFIL	PRU INER	PRU FIL CFIL	DIL

Como se ilustra anteriormente en la TABLA 2, una unidad de catalizador está representada por CU, una unidad de catalizador de oxidación está representada por OCU, un soplador de refuerzo está representado por BB, un intercambiador de calor está representado por HX, una unidad de recuperación de calor está representada por HRU, un generador de vapor de recuperación de calor está representado por HRSG, un condensador está representado por COND, una turbina de vapor está representada por ST, una unidad de retirada de partículas está representada por PRU, una unidad de retirada de humedad está representada por MRU, un filtro está representado por FIL, un filtro coalescente está representado por CFIL, un filtro impermeable al agua está representado por WFIL, un separador inercial está representado por INER, y un sistema de suministro de diluyente (por ejemplo, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) está representado por DIL. Aunque la TABLA 2 ilustra los componentes 192 en secuencia de la salida 182 de escape de la sección 156 de turbina a la entrada 184 de escape de la sección 152 de compresor, la TABLA 2 también pretende cubrir la secuencia inversa de los componentes 192 ilustrados. En la TABLA 2, cualquier celda que incluye dos o más componentes está diseñada para cubrir una unidad integrada con los componentes, una disposición paralela de los componentes, o cualquier combinación de los mismos. Además, en el contexto de la TABLA 2, HRU, HRSG, y COND son ejemplos de HE; HRSG es un ejemplo de HRU; COND, WFIL, y CFIL son ejemplos de WRU; INER, FIL, WFIL y CFIL son ejemplos de PRU; y WFIL y CFIL son ejemplos de FIL. De nuevo, la TABLA 2 no pretende excluir ninguna permutación no ilustrada de los componentes 192. En determinadas realizaciones, los componentes 192 ilustrados (por ejemplo, 194 a 210) pueden integrarse parcial o totalmente en el HRSG 56, el sistema EGR 58, o cualquier combinación de los mismos. Estos componentes 192 de tratamiento de EG pueden permitir el control de retroalimentación de temperatura, presión, caudal y composición de gas, además de retirar la humedad y partículas del gas 60 de escape. Además, el gas 60 de escape tratado puede extraerse en uno o más puntos 76 de extracción para usar en el sistema 78 de suministro de EG y/o recircularse a la entrada 184 de escape de la sección 152 del compresor.

Según lo tratado, el gas 66 de escape recirculado pasa a través de la sección 152 del compresor, el sistema 52 de turbina de gas SEGR puede purgar una parte del gas de escape comprimido en una o más líneas 212 (por ejemplo, conductos de purga o conductos de derivación). Cada línea 212 puede dirigir el gas de escape a uno o más intercambiadores 214 de calor (por ejemplo, unidades de refrigeración), enfriando así el gas de escape para recirculación al sistema 52 de turbina de gas SEGR. Por ejemplo, después de pasar por el intercambiador 214 de calor, una parte del gas de escape enfriado puede dirigirse a la sección 156 de turbina en la línea 212 para enfriar y/o sellar la carcasa de la turbina, cubiertas de turbina, rodamientos, y otros componentes. En dicha realización, el sistema 52 de turbina de gas SEGR no dirige ningún oxidante 68 (u otros contaminantes potenciales) a la sección 156 de turbina con fines de enfriamiento y/o sellado, y por tanto cualquier fuga del gas de escape enfriado no contaminaría los productos calientes de la combustión (por ejemplo, gas de escape de trabajo) que fluyen a través de y accionan las etapas de turbina de la sección 156 de turbina. Como ejemplo adicional, después de pasar por el intercambiador 214 de calor, una parte del gas de escape enfriado puede dirigirse a la línea 216 (por ejemplo, un conducto de retorno) a una etapa del compresor corriente arriba de la sección 152 del compresor, mejorando así la eficiencia de compresión por la sección 152 del compresor. En dicha realización, el intercambiador 214 de calor puede configurarse como una unidad de enfriamiento entre etapas para la sección 152 del compresor. De esta manera, el gas de escape enfriado ayuda a aumentar la eficiencia operativa del sistema 52 de turbina de gas SEGR, mientras simultáneamente ayuda a mantener la pureza del gas de escape (por ejemplo, sustancialmente libre de oxidante y combustible).

La Figura 4 es un diagrama de flujo de una realización de un proceso operativo 220 del sistema 10 ilustrado en las Figuras 1-3. En determinadas realizaciones, el proceso 220 puede ser un proceso implementado por computadora, que accede a una o más instrucciones almacenadas en la memoria 122 y ejecuta las instrucciones en el procesador 120 del controlador 118 mostrado en la Figura 2. Por ejemplo, cada paso en el proceso 220 puede incluir instrucciones ejecutables por el controlador 118 del sistema 100 de control descrito con referencia a la Figura 2.

El proceso 220 puede comenzar iniciando un modo de arranque del sistema 52 de turbina de gas SEGR de las Figuras 1-3, como indica el bloque 222. Por ejemplo, el modo de arranque puede implicar un aumento gradual del sistema 52 de turbina de gas SEGR para mantener los gradientes térmicos, vibración y holgura (por ejemplo, entre partes rotativas y estacionarias) en umbrales aceptables. Por ejemplo, durante el modo 222 de arranque, el proceso 220 puede comenzar a suministrar un oxidante comprimido 68 a las cámaras 160 de combustión y las boquillas 164 de combustible de la sección 154 del quemador, como indica el bloque 224. En determinadas realizaciones, el oxidante comprimido puede incluir aire comprimido, oxígeno, aire enriquecido con oxígeno, aire reducido en oxígeno, mezclas de oxígeno-nitrógeno, o cualquier combinación de los mismos. Por ejemplo, el oxidante 68 puede comprimirse mediante el sistema 186 de compresión de oxidante ilustrado en la Figura 3. El proceso 220 también

5 puede comenzar a suministrar combustible a las cámaras 160 de combustión y las boquillas 164 de combustible durante el modo 222 de arranque, como indica el bloque 226. Durante el modo 222 de arranque, el proceso 220 también puede comenzar a suministrar gas de escape (según esté disponible) a las cámaras 160 de combustión y las boquillas 164 de combustible, como indica el bloque 228. Por ejemplo, las boquillas 164 de combustible pueden producir una o más llamas de difusión, llamas de premezcla, o una combinación de llamas de difusión y premezcla. Durante el modo 222 de arranque, el gas 60 de escape generado por el motor 156 de turbina de gas puede ser insuficiente o inestable en cantidad y/o calidad. Por consiguiente, durante el modo de arranque, el proceso 220 puede suministrar el gas 66 de escape desde una o más unidades de almacenamiento (por ejemplo, el tanque 88 de almacenamiento), la tubería 86, otros sistemas 52 de turbinas de gas SEGR u otras fuentes de gas de escape.

10 El proceso 220 puede entonces quemar una mezcla del oxidante comprimido, combustible y gas de escape en las cámaras 160 de combustión para producir gas 172 de combustión caliente, como indica el bloque 230. En particular, el proceso 220 puede controlarse por el sistema 100 de control de la Figura 2 para facilitar la combustión estequiométrica (por ejemplo, combustión de difusión estequiométrica, combustión de premezcla, o ambas) de la mezcla en las cámaras 160 de combustión de la sección 154 de cámara de combustión. Sin embargo, durante el modo 222 de arranque, puede ser particularmente difícil mantener la combustión estequiométrica de la mezcla (y, por tanto, pueden estar presentes bajos niveles de oxidante y combustible sin quemar en el gas 172 de combustión caliente). Como resultado, en el modo 222 de arranque, el gas 172 de combustión caliente puede tener mayores cantidades de oxidante residual 68 y/o combustible 70 que durante un modo en estado estacionario, como se describe con más detalle posteriormente. Por esta razón, el proceso 220 puede ejecutar una o más instrucciones de control para reducir o eliminar el oxidante residual 68 y/o el combustible 70 en el gas 172 de combustión caliente durante el modo de a arranque.

25 El proceso 220 acciona la sección 156 de turbina con el gas 172 de combustión caliente, como indica el bloque 232. Por ejemplo, el gas 172 de combustión caliente puede accionar una o más etapas 174 de turbina dispuestas dentro de la sección 156 de turbina. Corriente abajo de la sección 156 de turbina, el proceso 220 puede tratar el gas 60 de escape de la etapa 174 final de turbina, como indica el bloque 234. Por ejemplo, el tratamiento del gas 234 de escape puede incluir filtración, reacción catalítica de cualquier oxidante residual 68 y/o combustible 70, tratamiento químico, recuperación de calor con el HRSG 56, etc. El proceso 220 también puede recircular al menos parte del gas 60 de escape a la sección 152 de compresor del sistema 52 de turbina de gas SEGR, como indica el bloque 236. Por ejemplo, la recirculación del gas 236 de escape puede implicar el paso a través de la ruta 110 de recirculación de gas de escape que tiene el sistema 54 de procesamiento de EG como se ilustra en las Figuras 1-3.

35 A su vez, el gas 66 de escape recirculado puede comprimirse en la sección 152 del compresor, como indica el bloque 238. Por ejemplo, El sistema 52 de turbina de gas SEGR puede comprimir secuencialmente el gas 66 de escape recirculado en una o más etapas 158 de compresor de la sección 152 de compresor. Posteriormente, el gas 170 de escape comprimido puede suministrarse a las cámaras 160 de combustión y a las boquillas 164 de combustible, como indica el bloque 228. Los pasos 230, 232, 234, 236 y 238 pueden repetirse entonces, hasta que el proceso 220 finalmente pase a un modo de estado estacionario, como indica el bloque 240. Tras la transición 240, el proceso 220 puede continuar realizando los pasos 224 a 238, pero también puede comenzar a extraer el gas 42 de escape a través del sistema 78 de suministro de EG, como indica el bloque 242. Por ejemplo, el gas 42 de escape se puede extraer de uno o más puntos 76 de extracción en la sección 152 del compresor, la sección 154 de cámara de combustión y la sección 156 de turbina como se indica en la Figura 3. A su vez, el proceso 220 puede suministrar el gas 42 de escape extraído del sistema 78 de suministro de EG al sistema 12 de producción de hidrocarburos, como indica el bloque 244. El sistema 12 de producción de hidrocarburos puede inyectar el gas 42 de escape en la tierra 32 para mejorar la recuperación de petróleo, como indica el bloque 246. Por ejemplo, el gas 42 de escape extraído puede usarse por el sistema 112 de inyección de gas de escape EOR del sistema EOR 18 ilustrado en las Figuras 1-3.

50 Como se ha expuesto anteriormente, las presentes realizaciones permiten el control del sistema 52 de turbina de gas SEGR (por ejemplo, una planta de energía ULET) para soportar una red eléctrica durante eventos de red de sobrefrecuencia. En otras palabras, las presentes realizaciones permiten que una planta de energía ULET disminuya rápidamente su carga para soportar una red eléctrica que experimenta un evento de sobrefrecuencia. Como ejemplo específico, una planta de energía ULET según el presente enfoque puede proporcionar una Respuesta primaria o Respuesta de frecuencia primaria (PFR) para responder a eventos de sobrefrecuencia en la red eléctrica. Por ejemplo, en caso de aumento de la frecuencia del sistema de red, PFR generalmente puede implicar una planta de energía que reduce rápidamente una parte correspondiente de su producción de carga base para contrarrestar el aumento de frecuencia de red.

60 Para sistemas de turbina de gas no estequiométricos que funcionan en modo de bajo consumo de combustible, el oxidante en exceso puede estar presente en las cámaras de combustión durante la operación. Como tal, la tasa de flujo de combustible a las cámaras de combustión del sistema de turbina de gas no puede ajustarse rápidamente para disminuir la energía mecánica y eléctrica producida por el sistema al detectar un evento de sobrefrecuencia debido a la posibilidad incrementada de explosión (LBO). Por el contrario, para el sistema 52 de turbina de gas SEGR divulgado, el oxidante y el combustible se pueden equilibrar en una relación sustancialmente estequiométrica durante una parte sustancial de su operación (por ejemplo, operación de carga base). Por consiguiente, para el

sistema 52 de turbina de gas SEGR, el combustible puede reducirse para disminuir la energía eléctrica y mecánica de producción para soportar la red durante el evento transitorio con menos posibilidades de explosión. Para ciertas realizaciones del sistema 52 de turbina de gas SEGR, en general, los ajustes de flujo de aire generalmente pueden verse afectados por un ritmo más lento que los ajustes de flujo de combustible. Para tales realizaciones, este efecto puede deberse a la capacidad de respuesta más lenta de ciertos efectores de flujo de aire (por ejemplo, palas guía de admisión y/o palas de estator) cuando se compara con la capacidad de respuesta de ciertos efectores de flujo de combustible (por ejemplo, válvulas de control).

Con lo anterior en mente, la Figura 5 es un esquema de un sistema 52 de turbina de gas SEGR (por ejemplo, una planta de energía ULET), según las realizaciones de la presente técnica adecuada para responder a eventos de sobrefrecuencia, así como a eventos de subfrecuencia. El sistema 52 de turbina de gas SEGR ilustrado en la Figura 5 incluye un sistema 186 de compresor de oxidante principal (MOC) que recibe un flujo de oxidante 68 (por ejemplo, aire, oxígeno, aire enriquecido, o aire reducido en oxígeno) y un flujo de recirculación de gas 42 de escape (EGR), y produce un flujo 300 de oxidante comprimido. En determinadas realizaciones, el flujo 300 de oxidante comprimido puede dirigirse a través de un sistema 302 compresor de oxidante de refuerzo (BOC) para compresión adicional antes de alcanzar la cámara 160 de combustión. En otras realizaciones, el BOC 302 puede no estar presente. La cámara 160 de combustión ilustrada recibe el flujo 300 de oxidante comprimido, así como un flujo de combustible 70 que atraviesa una válvula 303 de control moduladora (por ejemplo, una válvula 303 de control accionada hidráulicamente) y un flujo de gas 42 de escape comprimido de la sección 152 del compresor, y produce una mezcla de oxidante/combustible que se quema para formar un gas 172 de escape de alta presión (es decir, gas de combustión o productos de combustión), que posteriormente se dirige a la sección 156 de turbina. En determinadas realizaciones, una parte del flujo del gas 42 de escape comprimido recibido por la cámara 160 de combustión desde la sección 152 del compresor se puede pasar en partes de la cámara 160 de combustión (por ejemplo, a través de uno o más colectores o cubiertas de la cámara 160 de combustión) para enfriar las superficies exteriores del hardware de combustión. Como se ilustra en la FIG. 5, después de atravesar y enfriar los colectores o cubiertas de la cámara 160 de combustión, este flujo de gas 42 de escape comprimido puede dirigirse posteriormente al sistema 78 de suministro de EG para su uso posterior por otros sistemas (por ejemplo, el sistema 12 de producción de hidrocarburos descrito anteriormente).

La sección 156 de turbina ilustrada en la Figura 5 genera energía mecánica al expandir el gas 172 de escape de alta presión, y esta energía mecánica se puede usar para accionar varias partes del sistema 52 de turbina de gas SEGR, incluyendo, por ejemplo, el MOC 186, la sección 152 de compresor, y el generador eléctrico 106. Después de salir de la sección 156 de turbina, el gas 42 de escape puede proporcionarse al sistema 54 de procesamiento de EG ilustrado. Como se ha expuesto anteriormente, el sistema 54 de procesamiento de EG puede incluir un HRSG 56 y un soplador 304 de reciclaje (también denominado soplador de refuerzo o soplador de EGR), entre otros componentes. Después de procesarse por el sistema 54 de procesamiento de EG, una parte 42 del gas de escape puede dirigirse a la entrada o captación de la sección 152 del compresor, mientras que otra parte del gas 42 de escape se puede dirigir a través de la válvula 308 de control de modulación y en la entrada o captación 309 del MOC 186. La ruta que el gas 42 de escape toma de la sección 156 de turbina a la sección 152 de compresor, incluyendo el sistema 54 de procesamiento de EG, en general, puede denominarse ciclo 305 de retorno de gas de escape (EGR). Además, la energía eléctrica producida por el generador 106 puede suministrarse a la red eléctrica 306.

Además, el sistema 52 de turbina de gas SEGR ilustrado incluye un sistema controlador 100 que está acoplado comunicativamente y controla varios componentes del sistema 52 de turbina de gas SEGR. En general, el sistema 100 de control puede recibir datos operativos y/o proporcionar señales de control a estos componentes según las estrategias de control que se describen a continuación. El sistema 100 de control incluye un controlador 118A de ciclo cerrado capaz de implementar una estrategia de control de ciclo cerrado en donde se generan señales de control basadas en los parámetros operativos de uno o más componentes del sistema 52 de turbina de gas SEGR para proporcionar un control de retroalimentación basado en los diversos componentes del sistema 52 de turbina de gas SEGR. El sistema 100 de control también incluye un controlador 118B de ciclo abierto, implementado en paralelo al controlador 118A de ciclo cerrado, y capaz de implementar una estrategia de control de ciclo abierto en la que se generan señales de control que no se basan en los parámetros operativos de uno o más componentes, sino que se basan en otros factores (por ejemplo, determinación de una aparición de evento de sobrefrecuencia o paso de cierta cantidad de tiempo). En determinadas realizaciones, las estrategias de control de ciclo abierto y de ciclo cerrado pueden implementarse en un solo controlador que puede coordinar operaciones (por ejemplo, suponer y renunciar adecuadamente al control de partes del sistema 52 de turbina de gas SEGR) según los métodos establecidos a continuación. Además, el sistema 100 controlador puede estar acoplado comunicativamente a uno o más sensores 310 que realizan mediciones de la red eléctrica 306 y facilitan la detección de eventos transitorios (por ejemplo, eventos de subtensión o subfrecuencia) en la red eléctrica 306. En otras realizaciones, el sistema 100 controlador puede determinar la aparición de un evento transitorio en base a instrucciones de un controlador o sistema de control de la red eléctrica 306.

El sistema 100 de control puede incluir adicionalmente un sistema de control del regulador de estatismo o un controlador 314 y un controlador 316 de relación de equivalencia. El sistema 314 de control regulador de estatismo puede incluir uno o más procesadores adecuados para ejecutar código o instrucciones de computadora. Los uno o más procesadores pueden incluir procesadores basados en la nube que residen en un sistema basado en la nube,

que puede ser externo a una planta que tenga el sistema 52 de turbina. El controlador del regulador de estatismo puede controlar adecuadamente la energía del generador 106 de manera que múltiples generadores 106 conectados (por ejemplo, conectados en paralelo) a la red eléctrica 306 puedan compartir (por ejemplo, compartir proporcionalmente) los cambios en la demanda de carga. En una realización, una referencia de velocidad como porcentaje de la velocidad real se establece mediante el control 314 de estatismo. A medida que el generador 106 se carga sin ninguna carga a la carga base, la velocidad real de un motor primario (por ejemplo, turbina 156) para el generador 106 tiende a disminuir. Para aumentar la producción de energía, se aumenta la referencia de velocidad del motor primario. Debido a que la velocidad real del motor primario suele fijarse por la red 306, esta diferencia en la referencia de velocidad y la velocidad real del motor primario se usa para aumentar el flujo de fluido de trabajo (combustible) hacia el motor primario, y por tanto aumenta la producción de energía. Al contrario será cierto para disminuir la producción de energía. La referencia de velocidad del motor primario generalmente es mayor que la velocidad real del motor primario. Se permite que la velocidad real del motor primario se "estatic" o disminuya con respecto a la referencia. Un sistema de control de relación de equivalencia o controlador 316 del sistema 100 de control puede ser adecuado para mantener o controlar una relación de equivalencia de aire/combustible deseada, tal como una relación estequiométrica (es decir, entre aproximadamente 0,95 y 1,05). El sistema de control 316 de relación de equivalencia puede incluir uno o más procesadores 120 adecuados para ejecutar código o instrucciones de computadora. Los uno o más procesadores pueden incluir procesadores basados en la nube que residen en un sistema basado en la nube, que puede ser externo a una planta que tenga el sistema 52 de turbina.

En ciertos ejemplos de realización presentados posteriormente, el sistema 100 de control puede relajar temporalmente (por ejemplo, disminuir) uno o más límites operacionales programados del sistema 52 de turbina de gas SEGR mientras responde al evento de sobrefrecuencia en la red eléctrica 306. Por ejemplo, en determinadas realizaciones, además o alternativamente a los ejemplos que se exponen posteriormente, el controlador 100 puede disminuir temporalmente un límite de combustible programado, un límite de oxidante, un límite de par, un límite de velocidad, un límite de presión, un límite de caudal, un límite de tensión, un límite de corriente, un límite de potencia, u otra restricción adecuada del sistema 52 de turbina de gas SEGR.

En determinadas realizaciones, el sistema 52 de turbina de gas SEGR ilustrado en la Figura 5 (por ejemplo, una planta de energía ULET) puede operarse en o cerca de una relación estequiométrica (es decir, entre aproximadamente 0,95 y 1,05). En esta realización de ejemplo, el sistema 52 de turbina de gas SEGR incluye la válvula 308 de control moduladora mencionada anteriormente que regula el flujo del gas 42 de escape desde el soplador 304 de reciclaje hasta la entrada del MOC 186. Los controladores 118A y 118B, respectivamente, pueden implementar, por ejemplo, en estrategias de control de circuito cerrado y circuito abierto para controlar el caudal del gas 42 de escape a través de la válvula 308 de control, el control de combustible a través de la válvula 303, el control de la pala 312 guía de admisión para el MOC 186, el control de BOC 302, el sistema 78 de suministro de control de EG, y similares. Por ejemplo, cuando se determina que ocurre un evento de sobrefrecuencia en la red eléctrica (por ejemplo, utilizando los sensores 310), el sistema 100 de control puede proporcionar un proceso de control como se describe con más detalle posteriormente con respecto a la Figura 6.

La Figura 6 es un diagrama esquemático de una realización de un proceso 400 adecuado para controlar el sistema 52 de turbina de gas SEGR (por ejemplo, planta de energía ULET), según realizaciones de la presente técnica. El proceso 400 puede implementarse como instrucciones ejecutables almacenadas en memoria (por ejemplo, memoria 122) y ejecutadas por un procesador (por ejemplo, procesador 120) del sistema 100 de control. En la realización representada, una referencia 402 de velocidad y/o carga se compara con una velocidad 404 de eje medida (por ejemplo, velocidad 311 del eje). Entonces puede obtenerse una diferencia 406 (por ejemplo, error de velocidad/carga). El error 406 de velocidad/carga puede proporcionarse al controlador 314 del regulador de estatismo para el control de caída del generador 106 como se mencionó anteriormente. El error 406 de velocidad/carga también puede resultar en la derivación de una referencia 408 de recorrido de aire (ASR) adecuada para determinar una cantidad de oxidante 68 (por ejemplo, aire) entregado en la cámara 160 de combustión (por ejemplo, mediante BOC 302, sección 152 del compresor, MOC 186). Durante eventos de sobrefrecuencia, se puede desear reducir la energía al reducir el suministro de oxidante 68 y/o el suministro de combustible 70. Sin embargo, la reducción del suministro de oxidante 68 puede llevar más tiempo en comparación con la reducción del suministro de combustible 70. La respuesta asimétrica del sistema de combustible debe considerarse en el diseño del controlador 314 del regulador de estatismo; de manera específica, cuando el sistema de combustión está funcionando en o cerca de condiciones estequiométricas, aumentar el combustible 70 más rápidamente que el oxidante 68 puede no mejorar la tasa de aumento de energía en respuesta a un evento de subfrecuencia en la red. Sin embargo, reducir el combustible 70 más rápidamente que el oxidante 68 puede mejorar sustancialmente la tasa de disminución de energía en respuesta a un evento de sobrefrecuencia de la red.

Por consiguiente, el error 406 de velocidad/carga puede usarse para obtener un término 410 de canal cruzado útil para reducir el suministro de combustible 70. En una realización, el término 410 de canal cruzado puede ser el resultado de multiplicar una constante o un valor escalar con el error 406 de velocidad/carga. En otra realización, el término 410 de canal cruzado puede ser una función dinámica (por ejemplo, una función de transferencia dinámica total como una función basada en el tiempo, ventaja/retardo, etc.) que pueden usar el error 406 de velocidad/carga como entrada para obtener una producción útil para reducir el suministro de combustible 70.

- Para obtener una referencia 412 de recorrido de combustible deseada (FSR), una referencia 414 de relación de equivalencia puede compararse con una relación 416 de equivalencia medida para obtener una diferencia 418 (por ejemplo, error de relación de equivalencia). El término 410 de canal cruzado puede filtrarse por una banda muerta/circuito de bloqueo 420. Más específicamente, la banda muerta/circuito de bloqueo 420 puede imponer una respuesta unilateral a los cambios de la velocidad 404 del eje, de modo que la respuesta más rápida del combustible 70 solo se aplicará en el caso de una sobrefrecuencia de la red. Además, la banda muerta/circuito de bloqueo 420 puede filtrar valores más pequeños para evitar que pequeños cambios en la velocidad 404 del eje se filtren a través del proceso 400. Por consiguiente, solo se pueden permitir ciertos valores dentro de un intervalo deseado a través de la banda muerta/circuito de bloqueo 420. Estos valores pueden compararse con el error 418 de relación de equivalencia, y se puede proporcionar una diferencia 422 (por ejemplo, error de relación de equivalencia menos el término de canal cruzado filtrado) al controlador 316 de relación de equivalencia como entrada. El controlador 316 de relación de equivalencia puede entonces proporcionar el FSR 412, por ejemplo, reduciendo el suministro de combustible 70.
- El término 410 de canal cruzado puede obtenerse por simulación de operaciones de sobrefrecuencia del sistema 52 de turbina de gas SEGR, o mediante observaciones. Por ejemplo, los modelos basados en física del sistema 52 de turbina de gas SEGR pueden ejecutarse para simular operaciones durante eventos de frecuencia excesiva, y el término 410 de canal cruzado puede obtenerse al analizar la simulación para determinar una constante, un valor escalar, o una función que resulta en un rendimiento más óptimo del sistema 52 de turbina de gas SEGR. Debe entenderse que, en una realización, tal como una realización que usa el controlador 118B de ciclo abierto, el proceso 400 puede simplemente sesgar una referencia de combustible a un valor más bajo, dando como resultado un FSR 412 correlativamente más bajo. Sin embargo, las técnicas ilustradas en la Figura 6 proporcionan un proceso 400 más equilibrado y más óptimo que incorpora tanto control de oxidante 68 como control de combustible 70, pero puede responder a eventos de sobrefrecuencia de una manera adecuada.
- La presente descripción escrita utiliza ejemplos para divulgar la invención, incluyendo el mejor modo, y también para permitir que cualquier experto en la materia practique la invención, incluyendo la fabricación y el uso de dispositivos o sistemas y la realización de cualquier método incorporado. El ámbito patentable de la invención está definido por las reivindicaciones, y puede incluir otros ejemplos que se ocurran a los expertos en la materia. Se pretende que esos otros ejemplos estén dentro del ámbito de las reivindicaciones si tienen elementos estructurales que no difieran del lenguaje literal de las reivindicaciones, o si incluyen elementos estructurales equivalentes con diferencias insustanciales del lenguaje literal de las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método, que comprende:

5 quemar un combustible (70) y un oxidante (68) en una cámara de combustión de un sistema de turbina de gas de recirculación de gas de escape (EGR) que produce energía eléctrica y proporciona una parte de la energía eléctrica a una red eléctrica; y controlar, mediante uno o más procesadores (120), uno o más parámetros del sistema de turbina de gas EGR para disminuir la parte de la energía eléctrica proporcionada a la red eléctrica en respuesta a un evento de sobrefrecuencia asociado a la red eléctrica, en donde controlar uno o más parámetros
10 comprende disminuir un caudal de combustible a la cámara de combustión en respuesta al evento de sobrefrecuencia; y, disminuir una concentración y/o caudal de oxidante en la cámara de combustión en respuesta al evento de sobrefrecuencia, en donde el sistema de turbina de gas EGR comprende un eje (176) acoplado a un generador eléctrico (106), y en donde se aplica un control regulador de estatismo (314) para controlar el generador eléctrico, en donde el caudal del oxidante se reduce mediante una referencia (408) de recorrido de aire (ASR) de un caudal superior a un caudal inferior posterior al evento de sobrefrecuencia.

2. El método de la reivindicación 1, que comprende operar el sistema de turbina de gas EGR en un modo de combustión estequiométrica antes de disminuir el caudal de combustible, en donde el caudal de combustible disminuye más rápidamente que una disminución en el oxidante.

3. El método de la reivindicación 1, que comprende obtener un error (406) de velocidad/carga para un eje del sistema de turbina de gas EGR y aplicar un término (410) de canal cruzado al error de velocidad/carga para disminuir el caudal de combustible.

4. El método de la reivindicación 3, que comprende filtrar el término de canal cruzado a través de una banda muerta/circuito de bloqueo (420) después de aplicar el término de canal cruzado al error de velocidad/carga para disminuir el caudal de combustible.

5. El método de la reivindicación 3, en donde el término de canal cruzado comprende un valor constante, un valor escalar, una función de transferencia, o una combinación de los mismos.

6. El método de la reivindicación 1 que comprende:

35 obtener un error de relación de equivalencia basado en una referencia (414) de relación de equivalencia y una relación (416) de equivalencia medida;
obtener un error de velocidad/carga para un eje del sistema de turbina de gas EGR;
aplicar un término de canal cruzado al error de velocidad/carga para obtener un resultado de canal cruzado;
aplicar un filtro al resultado de canal cruzado para obtener un resultado de canal cruzado filtrado; y
40 comparar el error de relación de equivalencia con el resultado de canal cruzado filtrado para obtener una referencia (412) de recorrido de combustible,
en donde la referencia de recorrido de combustible se aplica para disminuir el caudal de combustible a la cámara de combustión.

7. El método de la reivindicación 1, que comprende aplicar el control de relación de equivalencia para disminuir el caudal de combustible.

8. El método de la reivindicación 1, en donde el sistema de turbina de gas EGR es parte de una planta de energía de tecnología de emisiones ultrabajas (ULET).

9. Un sistema, que comprende:

un sistema de turbina de gas de recirculación de gas de escape (EGR), que comprende:

55 una cámara de combustión configurada para recibir y quemar un combustible con un oxidante;
una turbina accionada por productos de combustión de la cámara de combustión;
un generador accionado mediante un eje de la turbina, en donde el generador está configurado para generar energía eléctrica y para exportar una parte de la energía eléctrica a una red eléctrica;
un sistema de control que comprende uno o más procesadores, comprendiendo el sistema de control:

60 un sistema de control regulador de estatismo configurado para controlar la energía eléctrica; y
un sistema de control de relación de equivalencia configurado para controlar uno o más parámetros del sistema de turbina de gas EGR para disminuir la parte de la energía eléctrica exportada a la red eléctrica en respuesta a un evento de sobrefrecuencia, en donde el sistema de control de relación de equivalencia está configurado para proporcionar señales de control para disminuir el caudal de combustible a la cámara de combustión en respuesta al evento de sobrefrecuencia cuando el sistema de turbina de gas EGR está operando en modo estequiométrico; y
65

- 5 al menos un compresor de oxidante dispuesto corriente arriba de la cámara de combustión y configurado para recibir un flujo de admisión que comprende un flujo de oxidante y un flujo de gas de escape recirculado, en donde el sistema de control de relación de equivalencia está configurado para proporcionar señales de control a una válvula (308) de control para disminuir una relación del flujo de oxidante al flujo de gas de escape recirculado reduciendo el flujo de gas de escape recirculado en respuesta al evento de sobrefrecuencia.
- 10 10. El sistema de la reivindicación 9, en donde el sistema de control de relación de equivalencia está configurado para disminuir el caudal de combustible más rápidamente que una disminución en el oxidante.
- 15 11. El sistema de la reivindicación 9, que comprende al menos un compresor de oxidante dispuesto corriente arriba de la cámara de combustión, y en donde el sistema de control de relación de equivalencia está configurado para proporcionar señales de control a al menos un compresor de oxidante para modular uno o más parámetros de rendimiento del al menos un compresor de oxidante en respuesta al evento de sobrefrecuencia, y en donde los uno o más parámetros de rendimiento del al menos un compresor de oxidante comprenden: una posición de la pala de guía de admisión, una posición variable de la pala del estator, una velocidad, una posición de la válvula de mariposa de admisión, una posición de la válvula de mariposa de descarga, o una posición de la válvula de reciclaje.
- 20 12. El sistema de la reivindicación 9, en donde el sistema de control está configurado para:
- 25 obtener un error de relación de equivalencia basado en una referencia de relación de equivalencia y una relación de equivalencia medida;
obtener un error de velocidad/carga para el eje de la turbina;
aplicar un término de canal cruzado al error de velocidad/carga para obtener un resultado de canal cruzado;
aplicar un filtro al resultado de canal cruzado para obtener un resultado de canal cruzado filtrado; y
comparar el error de relación de equivalencia con el resultado de canal cruzado filtrado para obtener una referencia de recorrido de combustible, en donde el sistema de control de relación de equivalencia está configurado para aplicar la referencia de recorrido de combustible para proporcionar señales de control para disminuir el caudal de combustible a la cámara de combustión.
- 30 13. El sistema de la reivindicación 9, en donde el sistema de turbina de gas EGR es parte de una planta de energía de tecnología de emisiones ultrabajas (ULET).
- 35 14. Un producto de programa de computadora que almacena instrucciones ejecutables por uno o más procesadores, incluyendo las instrucciones:
- 40 instrucciones, que cuando se ejecutan mediante los uno o más procesadores, provocan que los uno o más procesadores determinen que se está produciendo un evento de sobrefrecuencia en una red eléctrica acoplada a un sistema de turbina de gas EGR; instrucciones, que cuando se ejecutan mediante los uno o más procesadores, provocan que los uno o más procesadores disminuyan el caudal de combustible a una cámara de combustión del sistema de turbina de gas EGR en respuesta al evento de sobrefrecuencia; e instrucciones, que cuando se ejecutan mediante los uno o más procesadores, hacen que los uno o más procesadores disminuyan el caudal de oxidante a la cámara de combustión después de disminuir el caudal de combustible a la cámara de combustión,
- 45 en donde el sistema de turbina de gas EGR opera en un modo de combustión estequiométrica; en donde las instrucciones para disminuir el caudal de oxidante a la cámara de combustión comprenden instrucciones, que cuando se ejecutan mediante los uno o más procesadores, hacen que los uno o más procesadores modulen una o más de: una posición de la pala de guía de admisión, una posición variable de la pala del estator, una velocidad, una posición de la válvula de mariposa de admisión, una posición de la válvula de mariposa de descarga, o una posición de la válvula de reciclaje de al menos un compresor de oxidante dispuesto corriente
- 50 arriba de la cámara de combustión en respuesta al evento de sobrefrecuencia.
- 55 15. El producto de programa de computadora de la reivindicación 14, que comprende instrucciones, que cuando se ejecutan mediante los uno o más procesadores, hacen a los uno o más procesadores:
- 60 obtener un error de relación de equivalencia basado en una referencia de relación de equivalencia y una relación de equivalencia medida;
obtener un error de velocidad/carga para un eje del sistema de turbina de gas EGR;
aplicar un término de canal cruzado al error de velocidad/carga para obtener un resultado de canal cruzado;
aplicar un filtro al resultado de canal cruzado para obtener un resultado de canal cruzado filtrado; y
comparar el error de relación de equivalencia con el resultado de canal cruzado filtrado para obtener una referencia de recorrido de combustible, en donde la referencia de recorrido de combustible se aplica para disminuir el caudal de combustible a la cámara de combustión.

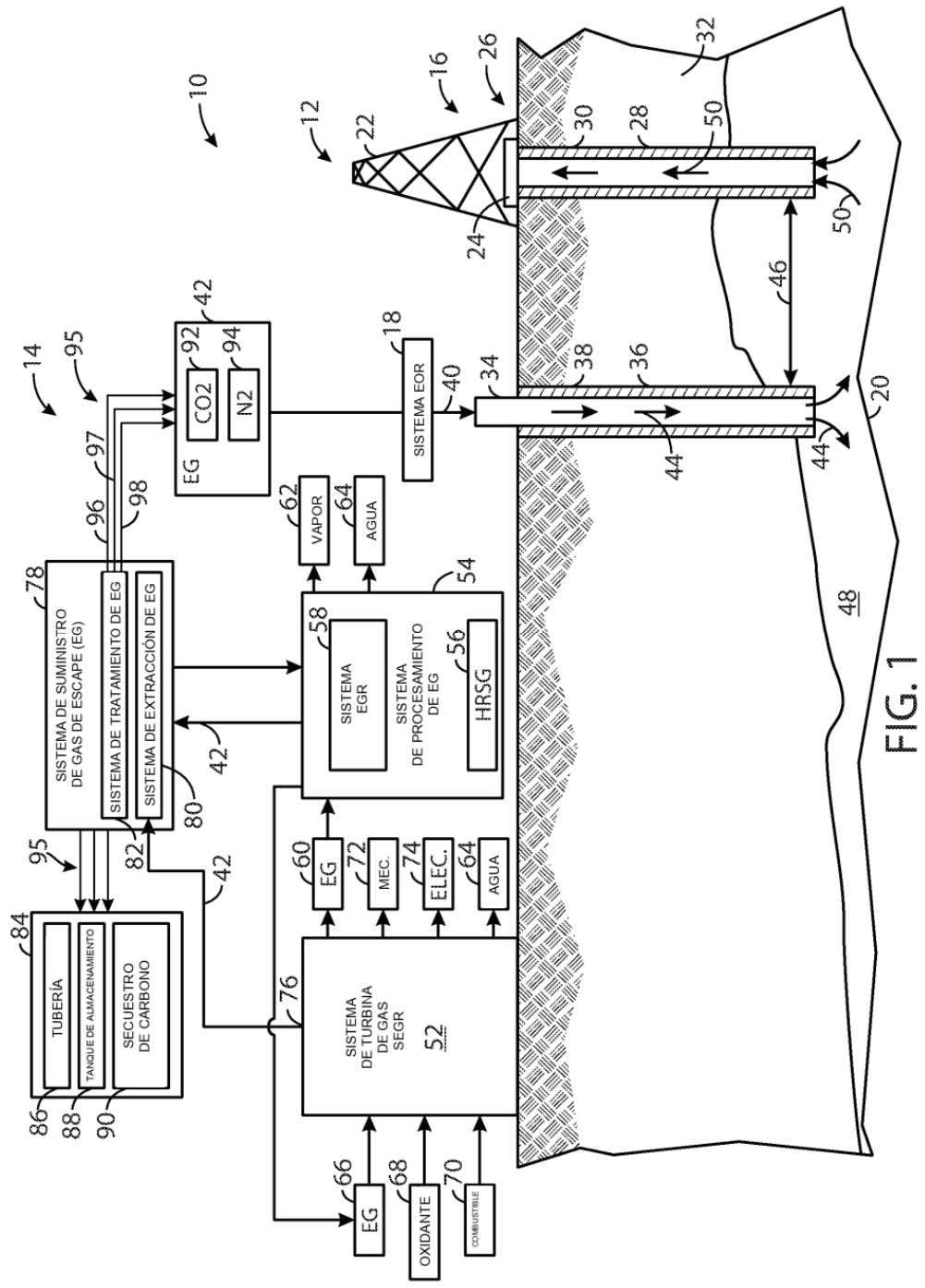


FIG. 1

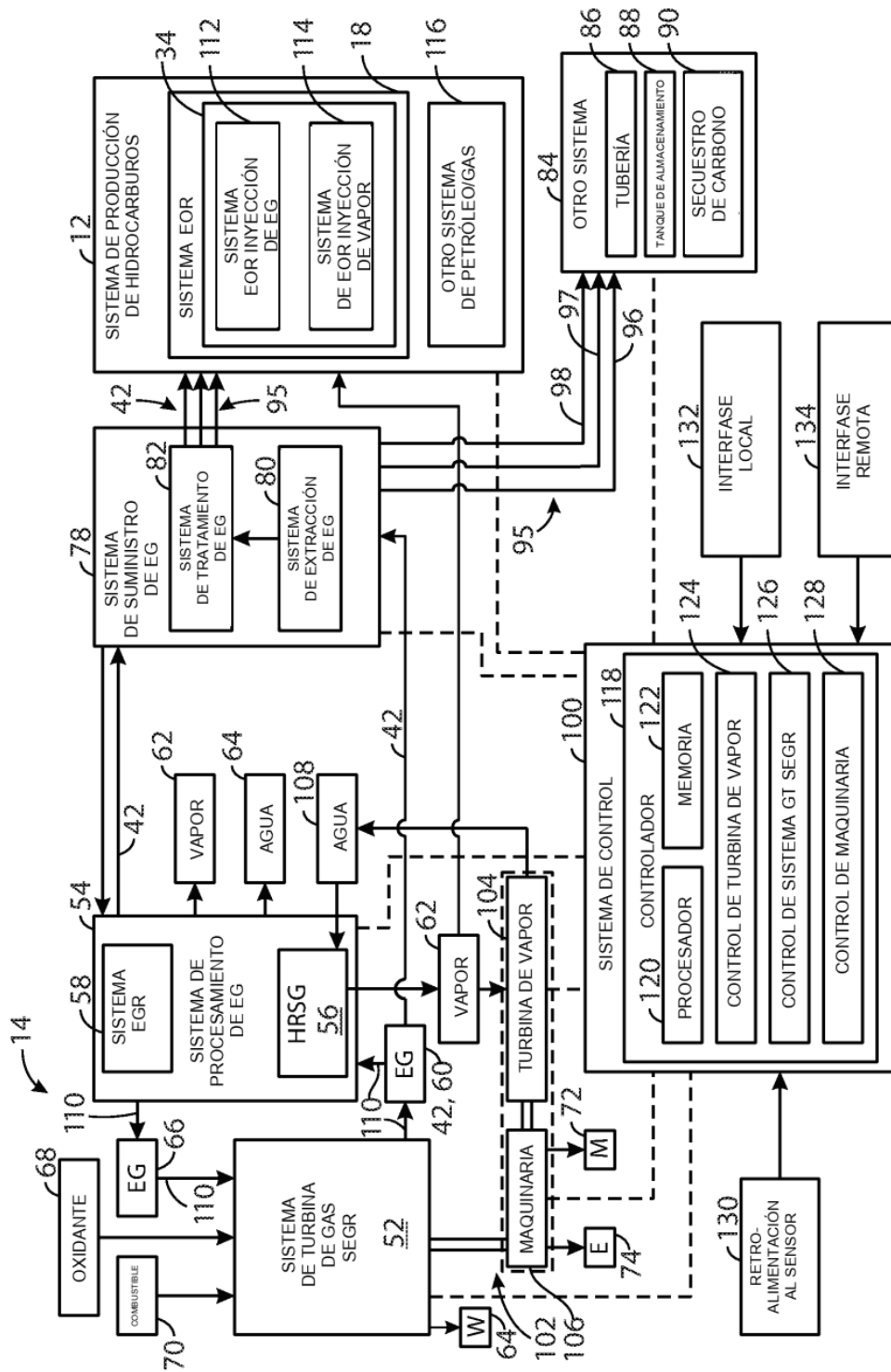


FIG. 2

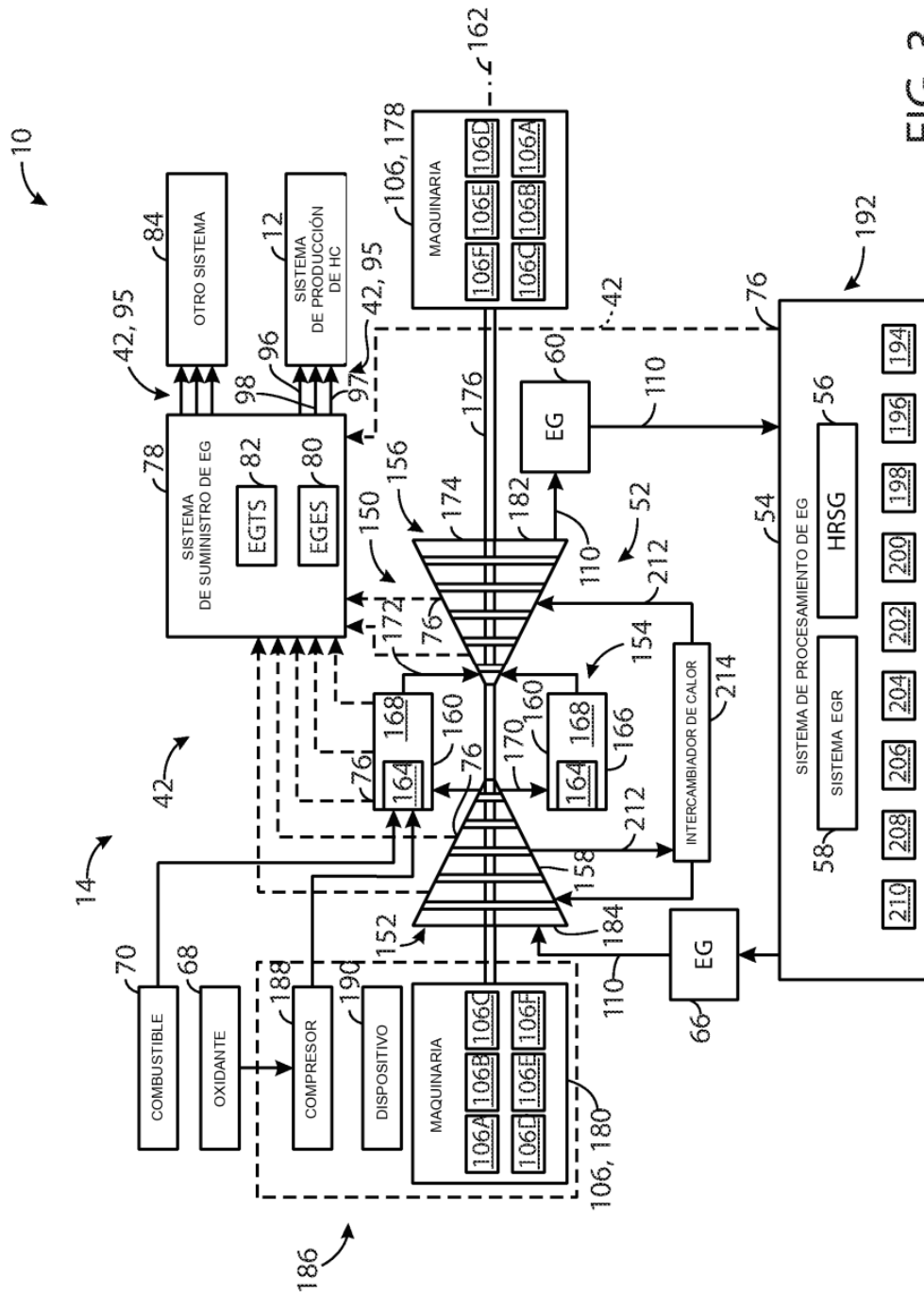


FIG. 3

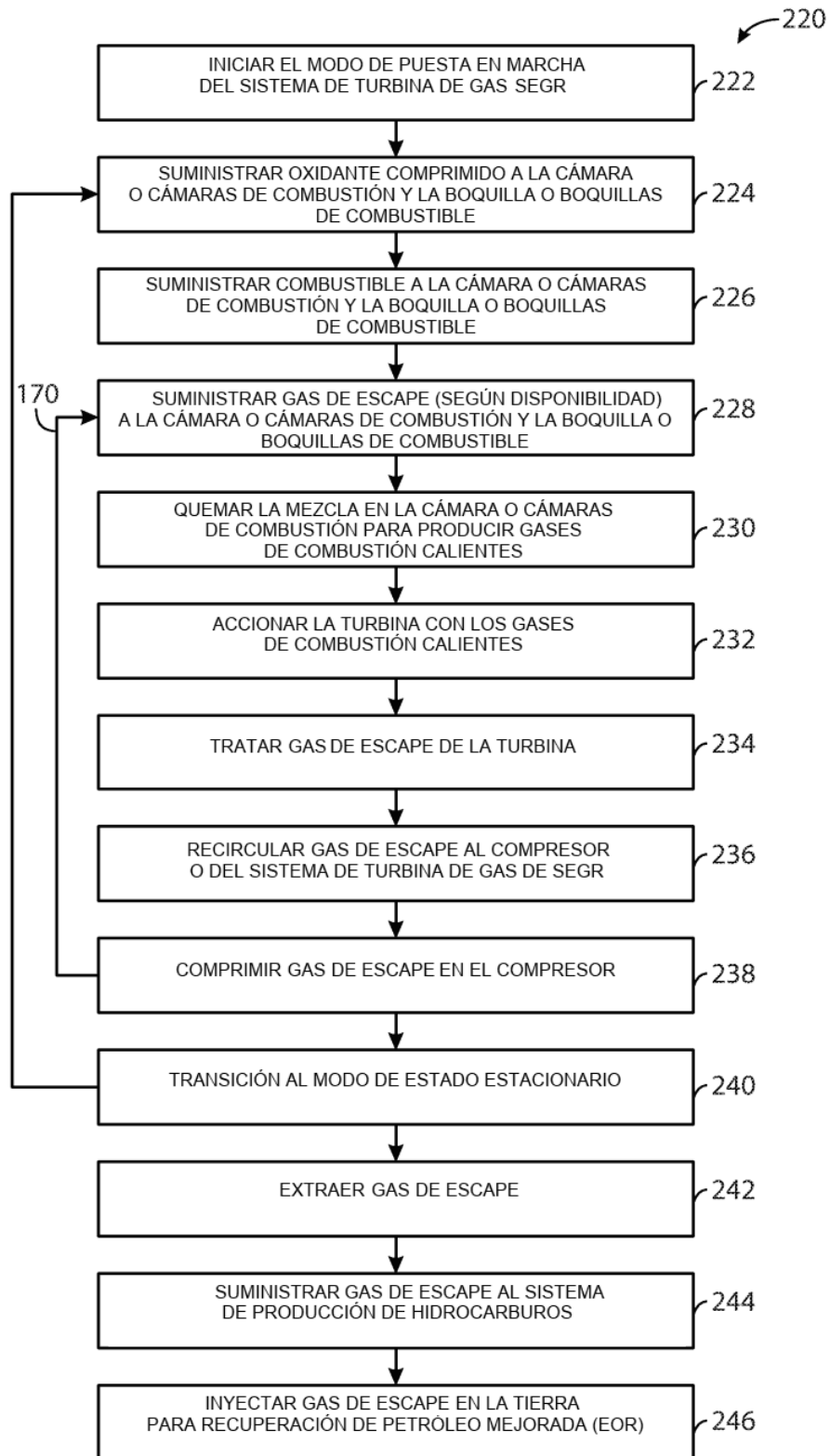


FIG. 4

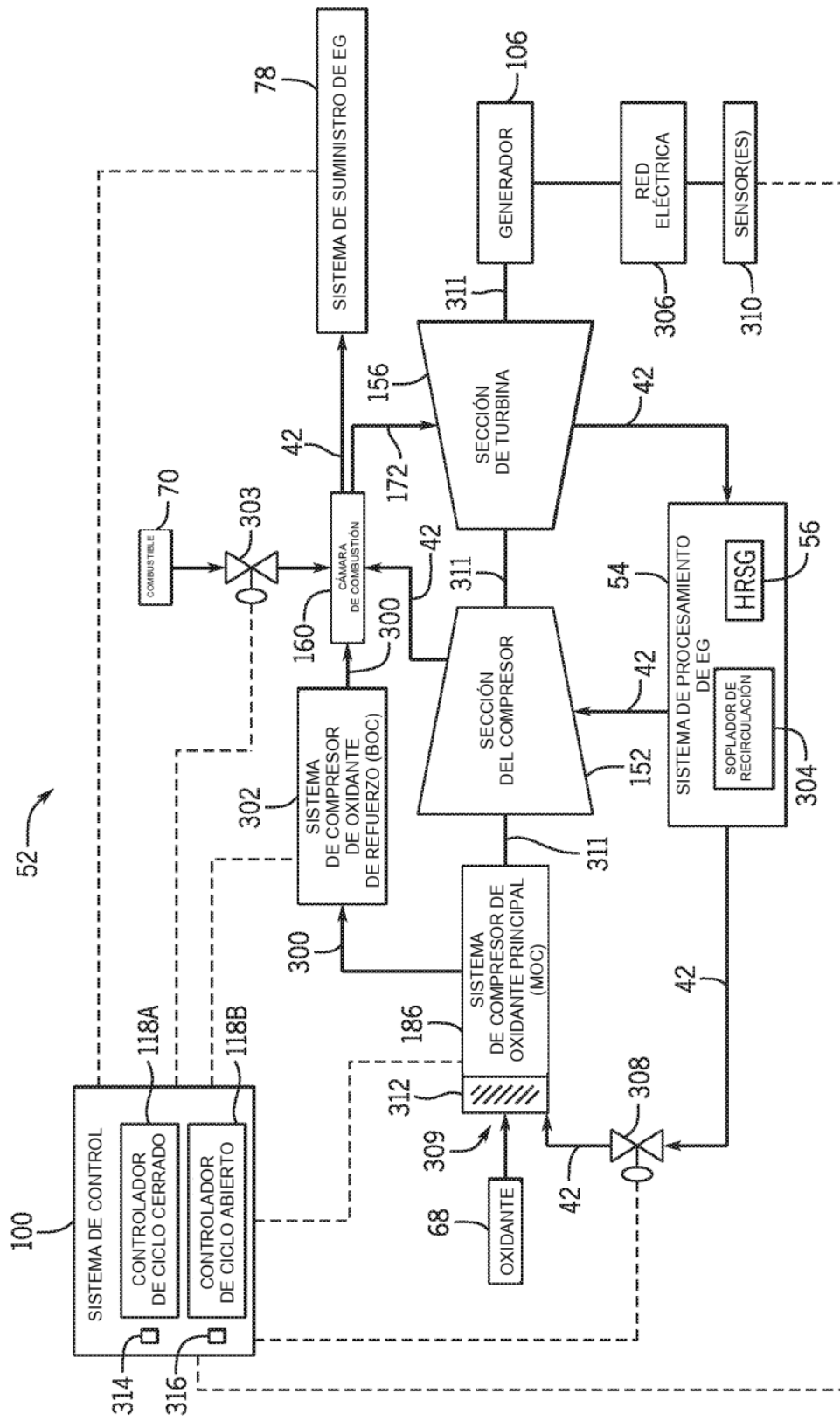


FIG. 5

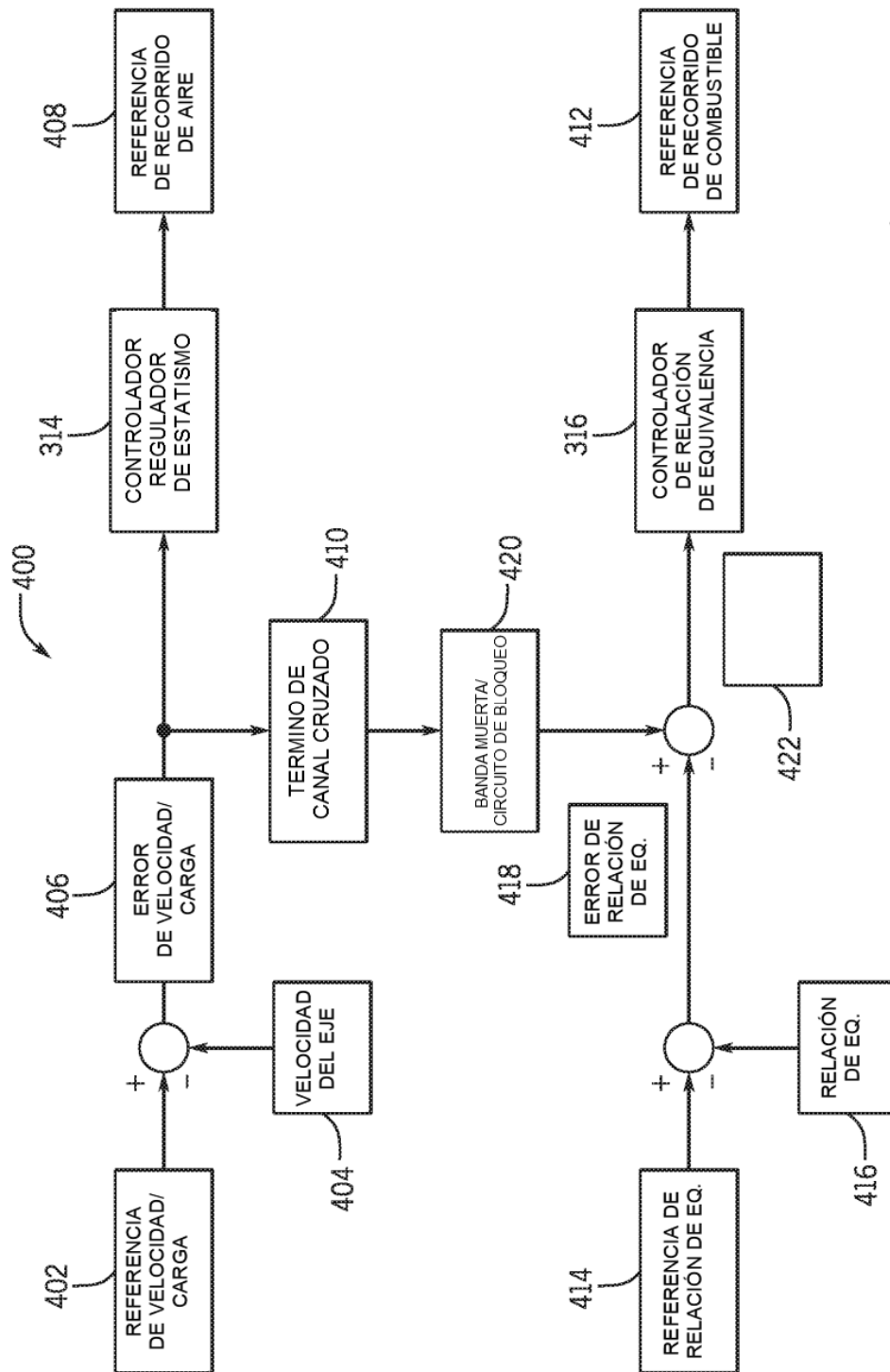


FIG. 6