

(19)



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS
ESPAÑA



(11) Número de publicación: **2 647 323**

(51) Int. Cl.:

H02J 3/38

(2006.01)

(12)

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

(96) Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **15.04.2013 E 13001937 (5)**

(97) Fecha y número de publicación de la concesión europea: **02.08.2017 EP 2654165**

(54) Título: **Sistema y procedimiento para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica**

(30) Prioridad:

17.04.2012 ES 201200404

(73) Titular/es:

GAMESA INNOVATION & TECHNOLOGY, S.L.

(100.0%)

**Avenida Ciudad de la Innovación 9-11
31621 Sarriguren, Navarra, ES**

(72) Inventor/es:

**LOBATO PEÑA, LUIS MIGUEL y
ZUDAIRE LATIENDA, PEDRO MARÍA**

ES 2 647 323 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

SISTEMA Y PROCEDIMIENTO PARA CONFIGURAR, PONER EN SERVICIO Y CONTROLAR EL FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL EÓLICA

5 CAMPO DE LA INVENCIÓN

La invención se refiere a un sistema y a un procedimiento para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica que comprende una pluralidad de generadores de turbina eólica que están conectados de manera operativa 10 a una red eléctrica.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

15 Una central eólica, denominada también como un parque eólico, comprende una pluralidad de generadores de turbina eólica que convierten la energía cinética del viento en electricidad. La contribución global de todos los generadores de turbina eléctrica constituye la producción energética de la central eólica.

20 Los problemas asociados con la producción de electricidad en una central eólica son muy diferentes de los de otras centrales de energía convencionales, como las que funcionan a base de carbón o gas.

En primer lugar, el recurso natural utilizado en cada caso tiene un comportamiento muy 25 diferente. El viento es un recurso intermitente e impredecible, lo que no permite garantizar que la producción de potencia activa de la central eólica en un momento dado pueda satisfacer una demanda objetivo, que también es variable.

En segundo lugar, aunque en las centrales de energía convencionales los generadores 30 de turbina son máquinas síncronas acopladas directamente a una red eléctrica, los

generadores de turbina eólica pueden ser asíncronos y, normalmente, presentan convertidores de energía que desacoplan el generador con respecto a la red.

Una central eólica está conectada normalmente a una red eléctrica, a la que también 5 están conectadas otras centrales de energía y cargas. El desequilibrio entre la energía producida por todas las centrales de energía y la energía requerida por las cargas da como resultado, por ejemplo, frecuentes variaciones de tensión que complican aún más el suministro de energía estable a la red.

10 Para controlar las variables eléctricas en el punto de conexión a la red, la central eólica necesita utilizar un regulador.

Algunos intentos para regular las variables eléctricas de una central eólica conectada de manera operativa a una red eléctrica se han centrado solamente en regular la 15 potencia activa producida por la central, tal como, por ejemplo, los reguladores descritos en las publicaciones de patente WO2012/019609 y EP1571746.

Otros intentos se han dirigido a regular el bucle de potencia reactiva. En ese sentido, el documento US2010/0312409 desvela un parque eólico en el que dos variables 20 eléctricas relacionadas con la potencia reactiva, en concreto el factor de potencia y la tensión, se controlan simultáneamente.

US2008/150283 describe un sistema y método de regulación de potencia reactiva en un parque eólico que tiene una pluralidad de aerogeneradores que proporciona un 25 control óptimo de la compensación de potencia reactiva en el parque eólico i es capaz de mantener una reserva de potencia reactiva para soportar contingencias de red eventuales.

Para hacer que el funcionamiento de una central eólica sea similar al de una central de 30 energía convencional, es necesario regular simultáneamente el bucle de potencia

activa y el bucle de potencia reactiva.

Sin embargo, la regulación simultánea no es sencilla, ya que los modos de control utilizados en un bucle de regulación dado afectan directamente al otro bucle de regulación. Por ejemplo, el modo de control del factor de potencia o la limitación de potencia aparente utilizados en el bucle de regulación de potencia reactiva dependen directamente de la producción de potencia activa. Además, la potencia producida por los generadores de turbina eólica está relacionada con la capacidad de producción de potencia reactiva a través de sus curvas PQTV. Además, la potencia activa afecta al 10 valor de la tensión en el punto de conexión a la red cuando la relación de cortocircuitos en la red es baja o cuando la relación de la resistencia respecto de la reactancia es alta.

Además, los usuarios, los operadores del sistema de transmisión o las legislaciones 15 locales pueden requerir la implementación de diferentes modos de control en el bucle de regulación de potencia activa o en el bucle de regulación de potencia reactiva, o incluso la selección de diferentes modos de control en momentos diferentes.

Algunas soluciones ofrecen un cierto grado de flexibilidad en la manera de regular una 20 variable eléctrica de una central eólica al permitir que el operador seleccione un modo de control.

Por ejemplo, el documento EP2375562 desvela un sistema de generadores de turbina eólica que comprende dos reguladores, uno que regula la potencia reactiva y otro que 25 regula el factor de potencia, conectados a una unidad de cambio de control que permite seleccionar uno de los dos modos de control. A pesar de proporcionar cierta flexibilidad, esta solución solo proporciona un modo de control en un momento dado.

Asimismo, el documento US2011/0148114 desvela un sistema para controlar el 30 funcionamiento de una central eólica en la que la regulación de una variable eléctrica

de la energía eólica se define por un modelo seleccionado a partir de una pluralidad de modelos.

Un objeto de la presente invención es proporcionar un sistema y un procedimiento que 5 permitan configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica de manera que se comporte como una central de energía convencional que proporcione al operador del sistema de transmisión, o a los usuarios finales, la misma calidad de servicio que la proporcionada por las centrales de energía convencionales.

10 Otro objeto de la presente invención es proporcionar un sistema y un procedimiento para controlar el funcionamiento de una central eólica que permita la regulación simultánea del bucle de potencia activa y del bucle de potencia reactiva.

Otro objeto adicional de la presente invención es presentar un sistema y un 15 procedimiento que permitan controlar el funcionamiento de la central eólica con una mayor flexibilidad y adaptabilidad.

RESUMEN DE LA INVENCIÓN

20

El objeto de la presente invención se consigue con el sistema según la reivindicación 1 y con el procedimiento según la reivindicación 13. En las reivindicaciones dependientes se describen otras realizaciones.

25 La presente invención se refiere a un sistema para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica que presenta una pluralidad de generadores de turbina eólica que están conectados de manera operativa a una red eléctrica. Dicho sistema incluye un controlador de central de energía reconfigurable que comprende:

30 - un primer regulador para regular la potencia activa en un punto de regulación de la

red eléctrica según uno o más modos de control que pueden seleccionarse a partir de una primera pluralidad de modos de control;

- un segundo regulador para regular al menos una variable eléctrica del grupo formado por la tensión, el factor de potencia y la potencia reactiva en un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que pueden seleccionarse a partir de una segunda pluralidad de modos de control; y
- un sistema de gestión conectado de manera operativa al primer regulador y al segundo regulador que determina de manera dinámica los modos de control que se seleccionan simultáneamente en un momento dado en el primer y en el segundo regulador y la parametrización de dichos modos de control en función de los valores de una pluralidad de variables eléctricas de la red eléctrica, señales de comando o una planificación.

Dicho sistema de gestión comprende:

- 15 - una unidad de compatibilidad de modos de control que determina, según una tabla de compatibilidad predefinida, la compatibilidad de cualquier nuevo modo de control que se seleccionará en uno de entre el primer y el segundo regulador con los modos de control actualmente seleccionados; y
- una unidad de priorización de modos de control que establece, según un conjunto predefinido de reglas de prioridad, la secuencia en la que los modos de control seleccionados se implementan en el primer y en el segundo regulador.

La presencia del sistema de gestión para garantizar la compatibilidad de los modos de control seleccionados e implementar esos modos de control según las reglas de prioridad permite que el controlador de central de energía consiga regular simultáneamente el bucle de potencia activa y el bucle de potencia reactiva, evitando los inconvenientes de los sistemas de la técnica anterior.

Preferentemente, la primera pluralidad de modos de control comprende un modo de potencia activa disponible, un modo de restricción de rampa, un modo de control de

delta, un modo de control de equilibrio, un modo de producción limitada de potencia activa, un modo de control de potencia activa y de frecuencia y un modo de emulación de inercia.

5 Preferentemente, la segunda pluralidad de modos de control comprende un modo de control de factor de potencia, un modo de control de potencia reactiva, un modo de control de tensión, un modo de control estático de tensión/potencia reactiva, un modo de control de factor de potencia/potencia activa, un modo de control de potencia reactiva con una producción de potencia activa aproximadamente igual a cero, un
10 modo de producción limitada de potencia aparente y un modo en espera de potencia reactiva.

En algunas realizaciones, la primera pluralidad de modos de control puede comprender un subconjunto de estos modos de control, mientras que en otras realizaciones
15 comprenderá todos ellos. Asimismo, en algunas realizaciones, la segunda pluralidad de modos de control comprende solamente un subconjunto de los modos de control mencionados anteriormente.

En una realización preferida, la primera y/o la segunda pluralidad de modos de control
20 comprenden al menos los modos de control requeridos por una norma internacional, tal como una norma de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

En una realización más preferida, la primera y/o la segunda pluralidad de modos de control también comprenden los modos de control requeridos por una o más normas
25 nacionales de al menos un país, y más preferentemente de dos o más países. De esta manera, el sistema de la presente invención puede implementarse en centrales eólicas de diferentes países sin tener que adaptar la primera y/o la segunda pluralidad de modos de control a cada país específico.

30 Preferentemente, al menos dos modos de control seleccionados en uno de entre el

primer regulador y el segundo regulador se implementan al mismo tiempo. Esta situación surge cuando la unidad de compatibilidad de modos de control del sistema de gestión ha determinado que dichos modos no solo son compatibles sino que pueden ejecutarse simultáneamente en un regulador dado sin entrar en conflicto entre sí.

5

En algunas realizaciones, dichos al menos dos modos de control seleccionados son modos de control del primer regulador. Además, uno de dichos al menos dos modos de control es el modo de control de potencia activa y de frecuencia o el modo de producción limitada de potencia activa.

10

En otras realizaciones, dichos al menos dos modos de control seleccionados son modos de control del segundo regulador y, preferentemente, uno de dichos al menos dos modos de control es el modo de producción limitada de potencia aparente.

15 En algunas realizaciones de la presente invención, el sistema de gestión suspende la implementación de uno de los dos modos de control seleccionados cuando el otro de los dos modos de control seleccionados se implementa en el mismo regulador. En este caso, la unidad de compatibilidad de modos de control hace que uno de los dos modos de control esté en un "modo dormido" mientras que el otro modo de control está 20 ejecutándose en un regulador dado para evitar conflictos entre los mismos.

En una de tales realizaciones, uno de dichos dos modos de control seleccionados es preferentemente el modo de control de potencia reactiva cuando la producción de potencia activa es aproximadamente igual a cero.

25

Preferentemente, la unidad de priorización de modos de control da prioridad a los modos de control seleccionados del primer regulador sobre los modos de control seleccionados del segundo regulador.

30 En algunas realizaciones, la unidad de priorización de modos de control da prioridad al

modo de emulación de inercia sobre cualquier otro modo de control seleccionado del primer regulador.

En algunas realizaciones es ventajoso que la unidad de priorización de modos de control de prioridad al modo de producción limitada de potencia aparente sobre cualquier otro modo de control seleccionado del segundo regulador.

Además, en algunas realizaciones es ventajoso que la unidad de priorización de modos de control determine la prioridad de un modo de control seleccionado en función de una variable eléctrica de la red eléctrica.

La central eólica puede comprender opcionalmente un transformador de subestación dispuesto entre la pluralidad de generadores de turbina eólica y la red eléctrica. En algunas realizaciones, el punto de regulación del primer regulador o del segundo regulador puede estar de manera ventajosa en el punto de acoplamiento común a la red eléctrica. Sin embargo, en otras realizaciones, dicho punto de regulación puede estar ubicado en el lado de alta tensión (HV) o, como alternativa, en el lado de media tensión (MV), del transformador de subestación.

La central eólica también puede comprender una unidad de supervisión y de adquisición de datos. Dicha unidad detecta de manera ventajosa uno o más valores de una pluralidad de variables eléctricas en un punto de medición de la red eléctrica.

En algunas realizaciones, el punto de regulación del primer regulador y del segundo regulador es diferente de dicho punto de medición. Preferentemente, el punto de regulación y el punto de medición están separados por un transformador o una línea. En tales casos, el primer regulador y el segundo regulador deben tener en cuenta el consumo de potencia activa y la producción/consumo de potencia reactiva de estos elementos para regular el punto requerido de la red eléctrica.

En una realización, el primer y/o el segundo regulador están integrados en dicha unidad de supervisión y de adquisición de datos. Esto resulta ventajoso cuando el controlador de central de energía reconfigurable no requiere un tiempo de respuesta rápido.

- 5 Sin embargo, en otra realización, el primer y/o el segundo regulador están integrados en un hardware diferente a dicha unidad de supervisión y de adquisición de datos. Se prefiere esta alternativa cuando el controlador de central de energía reconfigurable requiere un tiempo de respuesta rápido.
- 10 En el contexto de la presente aplicación, un tiempo de respuesta rápido se refiere preferentemente a un tiempo de reacción de dos segundos, o menos, y a un tiempo de estabilización de diez segundos, o menos.

Preferentemente, el sistema de gestión comprende además:

- 15 - un medio de programación local adaptado para programar el controlador de central de energía reconfigurable en función de señales de comando recibidas desde la unidad de supervisión y de adquisición de datos;
- un medio de programación remoto adaptado para programar el controlador de central de energía reconfigurable en función de señales de comando recibidas desde un
- 20 operador del sistema de transmisión a través de señales digitales o comunicaciones; y
- un medio de programación automático adaptado para programar el controlador de central de energía reconfigurable en función de cálculos realizados con los valores de una pluralidad de variables eléctricas de la red eléctrica o en función de una planificación.

25

Un procedimiento para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica que comprende una pluralidad de generadores de turbina eólica que están conectados de manera operativa a una red eléctrica, y un controlador de central de energía reconfigurable es también parte de la presente invención. Comprende las 30 etapas de:

- proporcionar un primer regulador para regular la potencia activa en un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que pueden seleccionarse a partir de una primera pluralidad de modos de control;
 - proporcionar un segundo regulador para regular al menos una variable eléctrica del 5 grupo formado por la tensión, el factor de potencia y la potencia reactiva en un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que pueden seleccionarse a partir de una segunda pluralidad de modos de control;
 - configurar el controlador de central de energía reconfigurable para definir su configuración;
- 10 - poner en servicio el controlador de central de energía reconfigurable para iniciar el funcionamiento según la configuración predefinida;
- determinar dinámicamente los modos de control de la primera pluralidad y de la segunda pluralidad de modos de control que es necesario seleccionar simultáneamente en cualquier momento dado y la parametrización de dichos modos de control en 15 función de los valores de una pluralidad de variables eléctricas de la red eléctrica, señales de comando o una planificación;
 - determinar, según una tabla de compatibilidad predefinida, la compatibilidad de cualquier nuevo modo de control que se seleccionará en una de la primera pluralidad y la segunda pluralidad de modos de control con los modos de control actualmente 20 seleccionados;
 - seleccionar cualquier nuevo modo de control compatible en uno de entre el primer y el segundo regulador;
 - establecer una secuencia de prioridad para los modos de control seleccionados según un conjunto predefinido de reglas de prioridad; y
- 25 - configurar el primer y el segundo regulador para implementar los modos de control seleccionados según la secuencia de prioridad establecida.

Preferentemente, la etapa de configurar el controlador de central de energía reconfigurable para definir su configuración comprende las etapas de:

- 30 - seleccionar un código de red eléctrica en función de la región geográfica en la que

está instalada la central eólica;

- determinar los modos de control requeridos para la primera pluralidad y para la segunda pluralidad de modos de control en función de la selección del código de red eléctrica;

5 - definir el comportamiento y la parametrización de cada uno de los modos de control requeridos;

- definir una tabla de compatibilidad entre los modos de control requeridos; y

- definir un conjunto de reglas de prioridad entre los modos de control requeridos que pueden seleccionarse simultáneamente.

10

Además, la etapa de poner en servicio el controlador de central de energía reconfigurable para iniciar el funcionamiento según la configuración predefinida comprende preferentemente las etapas de:

- comunicarse con el operador del sistema de transmisión;

15 - aplicar la configuración al controlador de central de energía reconfigurable;

- iniciar el funcionamiento de la central eólica; y

- validar el rendimiento de los modos de control seleccionados.

20 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

A continuación se describirán algunas realizaciones preferidas de la invención con referencia a los dibujos adjuntos. Solo se proporcionan con fines ilustrativos y no limitan el alcance de la invención.

25

La Figura 1 muestra un diagrama de bloques de un sistema para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica según la presente invención.

La Figura 2 muestra un diagrama de bloques de una realización de un controlador de 30 central de energía reconfigurable.

La Figura 3 muestra un diagrama de flujo que se refiere al procedimiento para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica según la presente invención.

5

La Figura 4 muestra un diagrama de flujo de una etapa a modo de ejemplo para configurar el controlador de central de energía reconfigurable para definir su configuración.

10 La Figura 5 muestra un diagrama de flujo de una etapa a modo de ejemplo para poner en servicio el controlador de central de energía reconfigurable para iniciar el funcionamiento según la configuración predefinida.

La Figura 6 muestra un diagrama de flujo que ilustra un primer ejemplo del controlador 15 de central de energía reconfigurable durante el funcionamiento.

La Figura 7 muestra un diagrama de flujo con un ejemplo alternativo del controlador de central de energía reconfigurable durante el funcionamiento.

20

DESCRIPCIÓN DE LAS REALIZACIONES PREFERIDAS

La Figura 1 presenta una realización del sistema para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica de la presente invención, que 25 comprende un controlador de central de energía reconfigurable (100). La central eólica comprende una pluralidad de generadores de turbina eólica (WTG) conectados de manera operativa a una red eléctrica (no mostrada) y a equipos auxiliares de subestación (FACTS), y también puede incluir baterías de condensadores o reactores en derivación.

30

El controlador de central de energía reconfigurable (100) comprende un primer regulador (101) para regular la potencia activa en un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que pueden seleccionarse a partir de una primera pluralidad de modos de control que integra todos los modos de control necesarios para controlar variables eléctricas según códigos de red eléctrica y otras especificaciones relacionadas con el bucle de regulación de potencia activa. En el ejemplo de la Figura 1, la primera pluralidad de modos de control incluye: un modo de potencia activa disponible (P disponible), un modo de restricción de rampa, un modo de control de delta, un modo de control de equilibrio, un modo de producción limitada de potencia activa (P limitada), un modo de control de potencia activa y de frecuencia (control P-f) y un modo de emulación de inercia.

Además, el controlador de central de energía reconfigurable (100) comprende un segundo regulador (102) para regular al menos una variable eléctrica del grupo formado por la tensión, el factor de potencia y la potencia reactiva en un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que pueden seleccionarse a partir de una segunda pluralidad de modos de control que integra todos los modos de control necesarios para controlar variables eléctricas según códigos de red eléctrica y otras especificaciones relacionadas con el bucle de control de potencia reactiva. En este ejemplo particular, la segunda pluralidad de modos de control incluye un modo de control de factor de potencia (control PF), un modo de control de potencia reactiva, un modo de control de tensión (control V), un modo de control estático de tensión/potencia reactiva (control Q/V), un modo de control de factor de potencia/potencia activa (control PF/P), un modo de control de potencia reactiva con una producción de potencia activa aproximadamente igual a cero (control de Q con P=0), un modo de producción limitada de potencia aparente (S limitada) y un modo en espera de potencia reactiva (Q en espera).

En particular, el segundo regulador (102) puede funcionar preferentemente con algunos, o incluso con todos, de los siguientes dispositivos: generadores de turbinas

eólica (WTG), equipos auxiliares de subestación (FACTS), baterías de condensadores, reactores en derivación, commutadores de tomas bajo carga (u OLTC), dispositivos de medición eléctricos, un sistema de comunicaciones y hardware de control. Puesto que estos dispositivos producen (o consumen) potencia reactiva, resulta ventajoso que el 5 segundo regulador pueda funcionar teniendo en cuenta estos dispositivos.

El controlador de central de energía reconfigurable (100) comprende además un sistema de gestión (103) conectado de manera operativa al primer regulador (101) y al segundo regulador (102). El sistema de gestión (103) puede configurar la central eólica, 10 poner en servicio la central según un código de red local específico, y controlar el funcionamiento de la central determinando dinámicamente los modos de control que se seleccionan simultáneamente en un momento dado en el primer y en el segundo regulador y la parametrización de dichos modos de control en función de los valores de una pluralidad de variables eléctricas de la red eléctrica, señales de comando o una 15 planificación. Las señales de comando pueden enviarse de manera local desde una unidad de supervisión y de adquisición de datos (SCADA) o de manera remota desde el operador del sistema de transmisión (TSO).

El sistema de gestión (103) comprende una unidad de compatibilidad de modos de 20 control (104) para encargarse de las compatibilidades entre los modos de control de los dos reguladores (101, 102) según una tabla de compatibilidad predefinida.

	Emulación de inercia	Control P-f	P limitada	Control de equilibrio	Control de Δ	Restricción de rampa
P disponible	S	Y	Y	N	N	N
Restricción de rampa	S	Y	Y	Y	Y	
Control de Δ	S	Y	Y	N		

Control de equilibrio	S	Y	Y			
P limitada	S	Y				
Control P-f	S					

Tabla 1: Tabla de compatibilidad para los modos de control del primer regulador (bucle de regulación de potencia activa)

	S limitada	Q en espera	Q con P=0	Control PF/P	V/Q estáticas	Control V	Control Q
Control PF	Y	N	S	N	N	N	N
Control Q	Y	N	S	N	N	N	
Control V	Y	N	S	N	N		
V/Q estáticas	Y	N	S	N			
Control PF/P	Y	N	S				
Q con P=0	Y	S					
Q en espera	Y						

5 Tabla 2: Tabla de compatibilidad para los modos de control del segundo regulador (bucle de regulación de potencia reactiva).

Las anteriores Tablas 1 y 2 muestran un ejemplo de una tabla de compatibilidad entre los modos de control del primer regulador (101) y entre los del segundo regulador 10 (102). Además, en este ejemplo, cualquier modo de control del primer regulador (101) puede seleccionarse e implementarse al mismo tiempo con cualquier modo de control

del segundo controlador (102).

Cada celda de estas tablas indica la compatibilidad entre pares de modos de control. Cuando un par de modos de control no es compatible (es decir, los dos modos de control no pueden seleccionarse), esto se indica con una "N". Los pares que pueden seleccionarse e implementarse simultáneamente se indican con una "Y", mientras que los pares que pueden seleccionarse pero no pueden implementarse simultáneamente se indican con una "S". En este último caso, cuando se implementa un modo de control, el otro modo de control está suspendido ("modo dormido") para evitar conflictos entre ellos.

Además, el sistema de gestión (100) comprende una unidad de priorización de modos de control (105) que establece, según un conjunto predefinido de reglas de prioridad, la secuencia en la que los modos de control seleccionados se implementan en el primer y en el segundo regulador (101, 102).

En algunas realizaciones, la unidad de priorización de modos de control (105) utiliza un conjunto de reglas de prioridad que comprende una o más de las siguientes:

- los modos de control del primer regulador tienen prioridad, por defecto, sobre los modos de control del segundo regulador,
- todos los modos de control del segundo regulador pueden implementarse al mismo tiempo que los modos de control del primer regulador, excepto el modo de control "Q con $P=0$ " si $P \neq 0$,
- el modo de emulación de inercia siempre tiene prioridad sobre cualquier otro modo de control del primer regulador,
- el modo de control P-f tiene prioridad sobre P disponible, restricción de rampa, control de delta, control de equilibrio, pero no sobre P limitada,
- de entre los modos de control del primer regulador que se implementan al mismo tiempo, tiene prioridad el valor mínimo de la potencia activa,
- el modo de control de S limitada tiene prioridad sobre otros modos de control del

segundo regulador, y

- el modo de control Q con $P=0$ tiene prioridad sobre los otros modos del segundo regulador solamente cuando $P=0$ (donde $P=0$ indica que el parque eólico no está operativo).

5

En algunas realizaciones, los modos de control del primer regulador (101) y del segundo regulador (102) son compatibles con sistemas de protección medioambiental a nivel de parque eólico, tales como sistemas de detección de hielo, sistemas de eliminación de remolinos, sistemas de control de sombras y sistemas de reducción de 10 ruido.

En estas realizaciones, la unidad de priorización de modos de control (105) da prioridad, por defecto, a los sistemas de protección medioambiental sobre los modos de control del primer regulador (101) y del segundo regulador (102).

15

En una realización preferida, los modos de control seleccionados en el primer regulador (101) comprenden el modo de control de potencia activa y de frecuencia y al menos uno de entre el modo de potencia activa disponible y el modo de emulación de inercia.

20 En otra realización preferida, en el primer regulador (101) se selecciona el modo de control de delta y en el segundo regulador (102) se selecciona el modo de producción limitada de potencia aparente.

Finalmente, cuando se solicita cambiar de modo de control, el sistema de gestión (103) 25 también puede encargarse preferentemente de las transiciones entre los modos de control de manera estable, evitando cruces por cero u oscilaciones innecesarios.

Haciendo referencia ahora a la Figura 2, se muestra un diagrama de bloques de una realización preferida de un controlador de central de energía reconfigurable (100) que 30 comprende un primer regulador (101) y un segundo regulador (102). Un sistema de

gestión (103) está conectado de manera operativa a ambos reguladores para determinar dinámicamente los modos de control seleccionados en los reguladores.

El sistema de gestión (103) comprende un medio de programación local (202) que 5 permite programar el controlador de central reconfigurable en función de señales de comando que un usuario puede enviar al medio de programación local (202) mediante una unidad de supervisión y de adquisición de datos (SCADA) de la central eólica. El sistema de gestión (103) también comprende un medio de programación remoto (203) para permitir tal programación, pero esta vez en función de señales de comando 10 recibidas desde un operador del sistema de transmisión (TSO) a través de señales digitales o comunicaciones.

Las señales de comando recibidas por el medio de programación local (202) o por el medio de programación remoto (203) pueden relacionarse con uno o más de lo 15 siguiente:

- una solicitud para seleccionar o no seleccionar un modo de control de uno de entre el primer regulador (101) y el segundo regulador (102),
- un cambio en un valor de referencia para un modo de control seleccionado, o
- un cambio en la parametrización del modo de control seleccionado.

20

Finalmente, el sistema de gestión (103) comprende además un medio de programación automática (204) para programar el controlador de central de energía reconfigurable. Tal programación automática puede basarse en cálculos realizados con los valores de una pluralidad de variables eléctricas de la red eléctrica (por ejemplo, la selección de 25 un modo de control puede realizarse automáticamente cuando una variable paramétrica alcanza un determinado valor de referencia, que también puede definirse de manera paramétrica) o basarse en una planificación (por ejemplo, fijar una fecha y una hora en las que se seleccionará un modo de control dado).

30 El sistema de gestión (103) comprende un selector (205) para determinar cuál de los

tres medios de programación (202, 203, 204) está conectado de manera operativa en un momento dado al primer y al segundo regulador (101, 102). Tal selector (205) está controlado ventajosamente por el usuario desde la unidad de supervisión y de adquisición de datos (SCADA). En algunos ejemplos se determina por defecto que el 5 selector (205) conecte de manera operativa el medio de programación local (202) al primer y al segundo regulador (101, 102).

La Figura 3 ilustra un diagrama de flujo con el procedimiento para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica de la presente invención. Un 10 procedimiento (300) comprende las etapas de:

- configurar el controlador de central de energía reconfigurable (301);
- poner el sistema en servicio (302),
- integrar un primer regulador asociado con el bucle de potencia activa y un segundo regulador asociado con el bucle de potencia reactiva y tratar dinámicamente las 15 compatibilidades y las prioridades entre los modos de control (303), y
- controlar (303) el funcionamiento de la central eólica con tal controlador de central de energía reconfigurable (100).

Haciendo referencia ahora a la Figura 4, se muestra un diagrama de flujo que ilustra 20 una implementación a modo de ejemplo de la configuración del controlador de central de energía reconfigurable. En particular, la etapa de configurar (301) dicho controlador comprende:

- proporcionar el controlador de central de energía reconfigurable en una central eólica (401),
- 25 - seleccionar un código de red eléctrica (402) en función de la región geográfica en la que está instalada la central eólica,
- determinar los modos de control requeridos (403) para la primera y la segunda pluralidad de modos de control necesarios para satisfacer los requisitos del código de red eléctrica seleccionado,
- 30 - definir el comportamiento del sistema para los modos de control requeridos y su

parametrización (404),

- definir una tabla de compatibilidad entre los modos de control requeridos (405), y
- definir un conjunto de reglas de prioridad entre los modos de control requeridos que pueden seleccionarse simultáneamente (406).

5

Si, por ejemplo, se selecciona el código de red eléctrica de Irlanda, entonces es necesario cumplir con los documentos normativos *EIRGRID Grid Code v3.4* y *ESB Networks Distribution Code v2.0*, lo que significa que la primera pluralidad de modos de control requiere al menos el modo de P disponible, la restricción de rampa, el control de 10 equilibrio y el control P-f, y la segunda pluralidad de modos de control requiere al menos el control PF, el control V, el control estático de V/Q y el control en espera Q.

En la Figura 4, la etapa de configurar (301) el controlador de central de energía reconfigurable (100) comprende además definir valores de parámetros eléctricos que 15 implican un cambio en un modo de control actualmente seleccionado o de un valor de referencia utilizado en un modo de control (407). Tales valores pueden referirse a estados de red eléctrica, estados de central eólica o requisitos de operador de sistema de transmisión, y permiten que la central eólica funcione de manera automática y en tiempo real. Además, es necesario definir el comportamiento del sistema con respecto 20 a un cambio de modo de control.

Finalmente, la etapa de configurar el controlador de central de energía reconfigurable puede comprender opcionalmente comprobar la configuración (408) para garantizar la correcta inicialización del sistema.

25

La Figura 5 ilustra mediante un diagrama de flujo una posible implementación de la etapa de poner en servicio el controlador de central de energía reconfigurable. Dicha puesta en servicio (302) del controlador (100) comprende comunicarse con el operador de sistema de transmisión (501), aplicar la configuración al controlador de central de 30 energía reconfigurable (502) e iniciar su funcionamiento, y validar el rendimiento de los

modos de control seleccionados (503).

Cuando se aplica la configuración al controlador (502), es posible realizar cambios en los modos de control y en su parametrización. Tales cambios pueden realizarse en 5 tiempo real mediante señales de comando enviadas por el operador del sistema de transmisión (TSO). Como alternativa, estos cambios pueden realizarse automáticamente, por ejemplo, mediante una planificación.

Además, la etapa de poner en servicio (302) el controlador de central de energía 10 reconfigurable (100) mostrada en la Figura 5 comprende además ajustar la parametrización de los modos de control seleccionados (504). Tal ajuste puede llevarse a cabo, por ejemplo, en respuesta a un rendimiento insatisfactorio de los modos de control tras su validación (503).

15 Una realización del controlador (100) de central de energía reconfigurable durante el funcionamiento se representa mediante el diagrama de flujo de la Figura 6.

Durante el funcionamiento de la central eólica, el operador del sistema de transmisión (TSO) puede enviar una señal de comando al controlador de central de energía 20 reconfigurable (100) a través de, por ejemplo, la unidad de supervisión y de adquisición de datos (SCADA). La SCADA recibe la señal de comando y un primer medio de decisión (601) determina si la señal de comando entrante está dirigida al controlador de central de energía reconfigurable (100) y, si es así, la señal de comando se dirige al sistema de gestión (103).

25

En el sistema de gestión (103), la unidad de compatibilidad de modos de control determina la compatibilidad de cualquier modo de control solicitado en la señal de comando con los modos de control actualmente seleccionados. Además, un segundo medio de decisión (602) establece si la señal de comando está dirigida al primer 30 regulador (101) o al segundo regulador (102).

Después, un tercer medio de decisión (603) y un cuarto medio de decisión (604) determinan si aplicar un cambio en uno de los dos reguladores (101, 102) afecta al funcionamiento actual del otro. Con esta información, la unidad de priorización de 5 modos de control puede establecer la secuencia en la que los modos de control seleccionados van a implementarse en los reguladores (101, 102). Finalmente, el sistema de gestión (103) actualiza en consecuencia la configuración de un solo regulador o de ambos reguladores.

- 10 En los párrafos siguientes se proporcionan algunos ejemplos específicos para ilustrar mejor el funcionamiento del controlador de central de energía reconfigurable que forma parte del sistema según la presente invención.

En un primer ejemplo, la central eólica ya está en funcionamiento. El primer regulador 15 (101) está implementando actualmente el control de delta, mientras que el segundo regulador (102) está implementando actualmente el control Q.

Debido a un cortocircuito en una línea aérea cercana a la central eólica, el operador del sistema de transmisión (TSO) envía a la central eólica una señal de comando para 20 limitar la máxima potencia aparente que puede producirse. El operador del sistema de transmisión (TSO) puede enviar dicha señal de comando al operador de la central eólica para que programe localmente el controlador de central de energía reconfigurable o, como alternativa, puede enviar dicha señal de comando directamente al controlador de central de energía reconfigurable utilizando un protocolo definido de 25 programación remota.

La unidad de supervisión y de adquisición de datos (SCADA) recibe la señal de comando y el primer medio de decisión (601) establece que está relacionada con el controlador de central de energía reconfigurable (100) y, por tanto, la señal de 30 comando llega al sistema de gestión (103).

El sistema de gestión (103) analiza la compatibilidad del nuevo modo de control que va a seleccionarse (es decir, limitación de S) con los modos de control actualmente seleccionados (es decir, control Q y control de delta). Si, por ejemplo, las Tablas 1 y 2 se utilizan para definir la tabla de compatibilidad, entonces los tres modos pueden seleccionarse simultáneamente.

Una vez establecida la compatibilidad entre los modos, el segundo medio de decisión (602) determina que la señal de comando, en concreto la limitación de potencia 10 aparente, se dirige al segundo regulador (102).

Después, el tercer medio de decisión (603) determina si este nuevo modo de control afecta al primer regulador (101). De hecho, esto es así ya que la potencia aparente se ve afectada por la potencia activa. El sistema de gestión necesita establecer una 15 secuencia de prioridad según algunas reglas predefinidas en la que el control de delta va en primer lugar, la limitación de potencia aparente va a en segundo lugar y el control Q ocupa el último lugar.

Como alternativa a este mismo ejemplo, el sistema de gestión puede actuar de la 20 manera ilustrada en el diagrama de flujo de la Figura 7, donde una vez que el tercer medio de decisión (603) determina que una señal de comando dirigida al segundo regulador (102) también afecta al primer regulador (101), el cuarto medio de decisión (604) establece si los cambios necesarios con respecto a la configuración del primer regulador (101) implican un cambio adicional en la configuración del segundo regulador 25 (102). Por consiguiente, y para garantizar el funcionamiento compatible de los dos reguladores, los cambios aplicados en la configuración del segundo regulador (102) pueden ser diferentes de lo que se solicitó con la señal de comando.

En un segundo ejemplo, los generadores de turbina eólica de una central eólica están 30 funcionando a merced del viento con una reserva de potencia de 700 kW

aproximadamente.

En el controlador de central de energía reconfigurable (100), el primer regulador (101) está implementando actualmente el control P-f, mientras que el segundo regulador 5 (102) está implementando el control Q con un valor de referencia fijado con respecto a los generadores de turbina eólica de 250 kVAr.

En caso de una caída repentina de frecuencia en la red eléctrica, el primer regulador (101) puede fijar un valor de referencia a los generadores de turbina eólica para 10 aumentar la potencia activa producida hasta 800 kW, reduciendo la reserva de potencia activa.

Sin embargo, puesto que las curvas PQTV de los generadores de turbina eólica indican que no puede producirse 800 kW y 250 kVAr al mismo tiempo, el sistema de gestión 15 define la secuencia de prioridad en la que implementar los modos de control en el primer regulador (101) y en el segundo regulador (102) dependiendo de una parametrización predefinida.

En otro ejemplo adicional de un sistema según la presente invención, una central eólica 20 utilizada en Reino Unido está diseñada para implementar diferentes modos de control al mismo tiempo.

En particular, el primer regulador (101) puede seleccionar modos de control de una primera pluralidad de modos de control que comprende el modo de P disponible, la 25 restricción de rampa, el control de delta, el control de equilibrio, el modo de P limitada, el control P-f y la emulación de inercia. Además, el segundo regulador (102) puede seleccionar modos de control de una segunda pluralidad de modos de control que comprende el control PF, el control Q y el control estático de VQ.

30 Puesto que en algún momento puede seleccionarse más de un modo de control en

cada regulador, el sistema de gestión (103) debe resolver la priorización de los modos de control actualmente seleccionados y garantizar el correcto funcionamiento de la central eólica. Es decir, la central eólica debe satisfacer los requisitos de red nacional definidos por el Reino Unido.

5

Por ejemplo, puede ser necesario, en un momento dado, que el primer regulador (101) del controlador de central de energía reconfigurable (100) limite las rampas de potencia activa (es decir, restricción de rampa), regule P-f y emule la inercia.

10 El sistema de gestión (103) verifica, según una tabla de compatibilidad predefinida (por ejemplo, la Tabla 1), que los tres modos de control puedan seleccionarse simultáneamente, aunque la emulación de inercia no puede implementarse simultáneamente con la restricción de rampa y con el control P-f. Después, el sistema de gestión (103) establece una secuencia de prioridad según algunas reglas 15 predefinidas en las que la emulación de inercia tiene prioridad sobre los otros dos modos de control.

Generalmente, todos los términos utilizados en las reivindicaciones deben interpretarse según su significado habitual en el campo técnico a no ser que se indique 20 expresamente lo contrario. Además, las referencias en singular (por ejemplo, "un", "una", "primero", "segundo") no excluyen una pluralidad. Además, las etapas de cualquier procedimiento desvelado en este documento no tienen por qué realizarse en el orden exacto descrito, a no ser que se especifique expresamente.

25 Aunque la invención se ha descrito con respecto a los ejemplos específicos que incluyen los modos actualmente preferidos para llevar a cabo la invención, los expertos en la técnica apreciarán que hay numerosas variaciones y permutaciones del sistema y del procedimiento descritos anteriormente, sin apartarse del alcance de la invención definida en las reivindicaciones adjuntas.

30

REIVINDICACIONES

1. Un sistema para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica que presenta una pluralidad de generadores de turbina eólica (WTG) que están conectados de manera operativa a una red eléctrica, incluyendo el sistema un controlador de central de energía reconfigurable (100, 200, WPPC) que comprende:
 - un primer regulador (101, PFI) para regular la potencia activa en un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que se seleccionan a partir de una primera pluralidad de modos de control;
 - un segundo regulador (102, QVi) para regular al menos una variable eléctrica del grupo formado por la tensión, el factor de potencia y la potencia reactiva en un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que se seleccionan a partir de una segunda pluralidad de modos de control;
 - un sistema de gestión (103, 201, MS) conectado de manera operativa al primer regulador y al segundo regulador que determina de manera dinámica los modos de control que se seleccionan simultáneamente en un momento dado en el primer y en el segundo regulador y la parametrización de dichos modos de control en función de los valores de unas variables eléctricas de la red eléctrica, señales de comando o una planificación; en el que el sistema de gestión comprende
 - una unidad de compatibilidad de modos de control (104) que determina, según una tabla de compatibilidad predefinida, la compatibilidad de cualquier nuevo modo de control que se seleccionará en uno de entre el primer y el segundo regulador con los modos de control actualmente seleccionados; y
 - una unidad de priorización de modos de control (105) que establece, según un conjunto predefinido de reglas de prioridad, la secuencia en la que los modos de control seleccionados se implementan en el primer y en el segundo regulador.

2. El sistema según la reivindicación 1, en el que la primera pluralidad de modos de control comprende un modo de potencia activa disponible, un modo de restricción de rampa, un modo de control de delta, un modo de control de equilibrio, un modo de producción limitada de potencia activa, un modo de control de potencia activa y de frecuencia y un modo de emulación de inercia.
- 5
3. El sistema según la reivindicación 1 ó 2, en el que la segunda pluralidad de modos de control comprende un modo de control de factor de potencia, un modo de control de potencia reactiva, un modo de control de tensión, un modo de control estático de tensión/potencia reactiva, un modo de control de factor de potencia/potencia activa, un modo de control de potencia reactiva con una producción de potencia activa aproximadamente igual a cero, un modo de producción limitada de potencia aparente y un modo en espera de potencia reactiva.
- 10
4. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que al menos dos modos de control seleccionados en uno de entre el primer regulador (101, PFi) y el segundo regulador (102, QVi) se implementan al mismo tiempo, y en el que uno de dichos al menos dos modos de control es el modo de control de potencia activa y de frecuencia, el modo de producción limitada de potencia activa o el modo de producción limitada de potencia aparente.
- 15
5. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el sistema de gestión (103, 201, MS) suspende la implementación de uno de los dos modos de control seleccionados cuando el otro de los dos modos de control seleccionados se implementa en el mismo regulador, y en el que preferentemente uno de los dos modos de control seleccionados es el modo de control de potencia reactiva cuando la producción de potencia activa es aproximadamente igual a cero.
- 20
- 30

6. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la unidad de priorización de modos de control (105) da prioridad a los modos de control seleccionados del primer regulador (101, PFi) sobre los modos de control seleccionados del segundo regulador (102, QVi).
5
7. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la unidad de priorización de modos de control (105) da prioridad al modo de emulación de inercia sobre cualquier otro modo de control seleccionado del primer regulador (101, PFi); y/o en el que la unidad de priorización de modos de control (105) da prioridad al modo de producción limitada de potencia aparente sobre cualquier otro modo de control seleccionado del segundo regulador (102, QVi); y/o en el que la unidad de priorización de modos de control (105) establece la prioridad de un modo de control seleccionado en función de una variable eléctrica de la red eléctrica.
10
15
8. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la central eólica comprende un transformador de subestación dispuesto entre la pluralidad de generadores de turbina eólica (WTG) y la red eléctrica, y en el que el punto de regulación del primer regulador o del segundo regulador está en el punto de acoplamiento común a la red eléctrica.
20
9. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la central eólica comprende una unidad de supervisión y de adquisición de datos (SCADA), en el que dicha unidad detecta uno o más valores de unas de variables eléctricas en un punto de medición de la red eléctrica, y/o en el que el punto de regulación del primer regulador (101, PFI) y del segundo regulador (102, QVI) es diferente del punto de medición.
25
- 30 10. El sistema según la reivindicación 9, en el que el sistema de gestión (103, 201,

MS) comprende:

- un medio de programación local (202) para programar el controlador de central de energía reconfigurable (100) en función de señales de comando recibidas desde la unidad de supervisión y de adquisición de datos (SCADA);
 - 5 - un medio de programación remoto (203) para programar el controlador de central de energía reconfigurable (100) en función de señales de comando recibidas desde un operador del sistema de transmisión (TSO) a través de señales digitales o comunicaciones; y
 - un medio de programación automático (204) para programar el controlador de central de energía reconfigurable (100) en función de unos valores obtenidos de cálculos con unas variables eléctricas de la red eléctrica o en función de una planificación.
- 10
- 11. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que los modos de control seleccionados en el primer regulador (101, PFI) comprenden el modo de control de potencia activa y de frecuencia y al menos uno de entre el modo de potencia activa disponible y el modo de emulación de inercia.
 - 15
 - 12. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que el modo de control de delta se selecciona en el primer regulador (101, PFI) y el modo de producción limitada de potencia aparente se selecciona en el segundo regulador (102, QVI).
 - 20
 - 13. Un procedimiento para configurar, poner en servicio y controlar el funcionamiento de una central eólica que comprende una pluralidad de generadores de turbina eólica (WTG) que están conectados de manera operativa a una red eléctrica y un controlador de central de energía reconfigurable (100, 200, WPPC), comprendiendo el procedimiento las etapas de:
 - proporcionar un primer regulador (101, PFI) para regular la potencia activa en
 - 25

un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que se seleccionan a partir de una primera pluralidad de modos de control;

5 - proporcionar un segundo regulador (102, QVI) para regular al menos una variable eléctrica del grupo formado por la tensión, el factor de potencia y la potencia reactiva en un punto de regulación de la red eléctrica según uno o más modos de control que se seleccionan a partir de una segunda pluralidad de modos de control;

10 - configurar el controlador de central de energía reconfigurable para definir su configuración (400);

- poner en servicio el controlador de central de energía reconfigurable para iniciar el funcionamiento según la configuración predefinida (500);

- determinar dinámicamente los modos de control de la primera pluralidad y de la segunda pluralidad de modos de control que es necesario seleccionar simultáneamente en cualquier momento dado y la parametrización de dichos modos de control en función de los valores de una pluralidad de variables eléctricas de la red eléctrica, señales de comando o una planificación;

15 - determinar, según una tabla de compatibilidad predefinida, la compatibilidad de cualquier nuevo modo de control que se seleccionará en una de la primera pluralidad y la segunda pluralidad de modos de control con los modos de control actualmente seleccionados;

20 - seleccionar cualquier nuevo modo de control compatible en uno de entre el primer y el segundo regulador (101, 102, PFI, QVI);

- establecer una secuencia de prioridad para los modos de control seleccionados según un conjunto predefinido de reglas de prioridad; y

25 - configurar el primer y el segundo regulador (101, 102, PFI, QVI) para implementar los modos de control seleccionados según la secuencia de prioridad establecida.

14. El procedimiento según la reivindicación 13, en el que la etapa de configurar el controlador de central de energía reconfigurable para definir su configuración

comprende las etapas de:

- seleccionar un código de red eléctrica (402) en función de la región geográfica en la que está instalada la central eólica;
- determinar los modos de control requeridos (403) para la primera pluralidad y para la segunda pluralidad de modos de control en función de la selección de código de red eléctrica;
- definir el comportamiento y la parametrización de cada uno de los modos de control requeridos (404);
- definir una tabla de compatibilidad entre los modos de control requeridos (405); y
- definir un conjunto de reglas de prioridad entre los modos de control requeridos que pueden seleccionarse simultáneamente (406).

15. El procedimiento según la reivindicación 13 ó 14, en el que la etapa de poner en servicio el controlador de central de energía reconfigurable para iniciar el funcionamiento según la configuración predefinida comprende las etapas de:

- comunicarse con el operador del sistema de transmisión (501);
- aplicar la configuración al controlador de central de energía reconfigurable (502);
- iniciar el funcionamiento de la central eólica; y
- validar el rendimiento de los modos de control seleccionados (503).

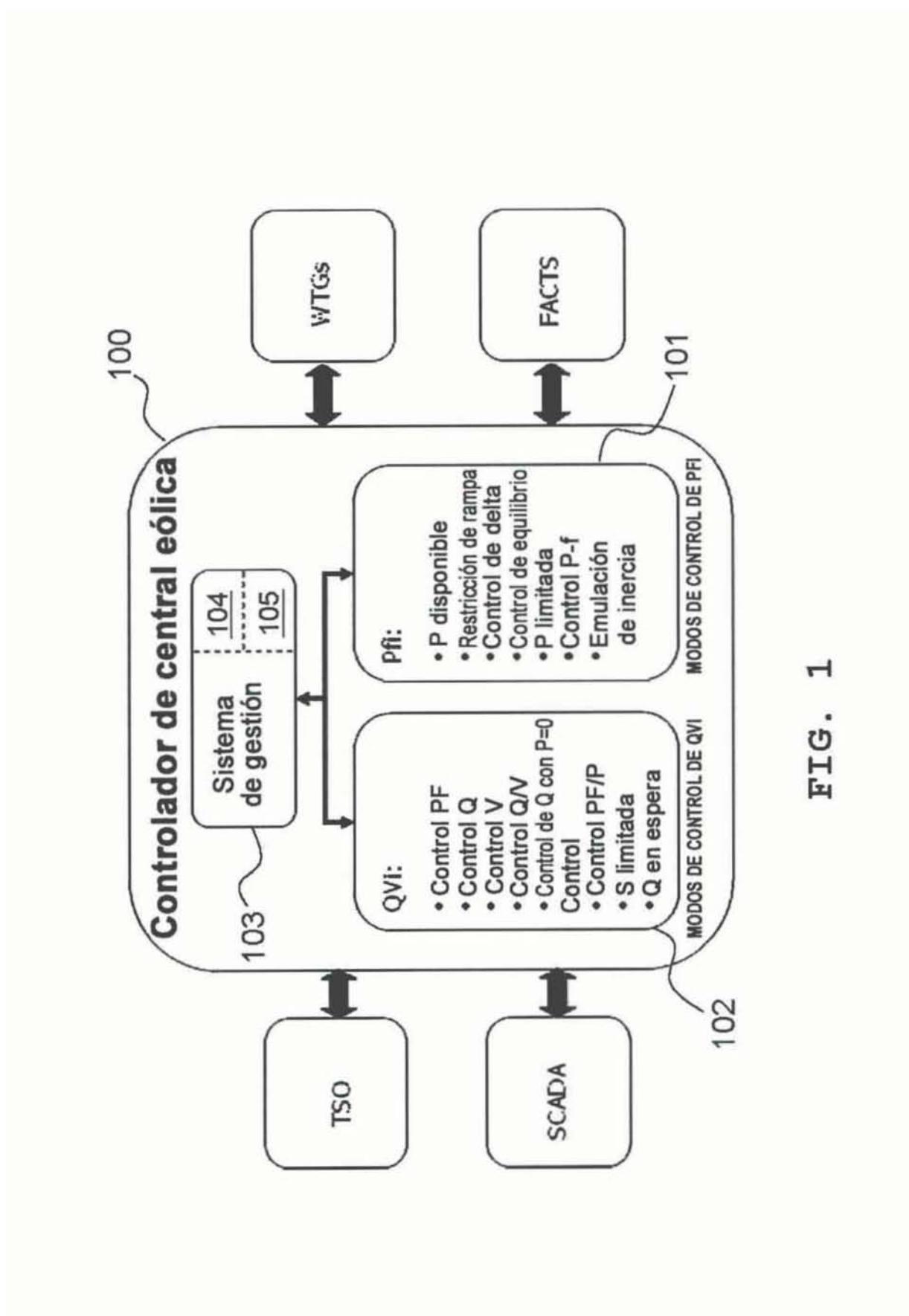


FIG. 1

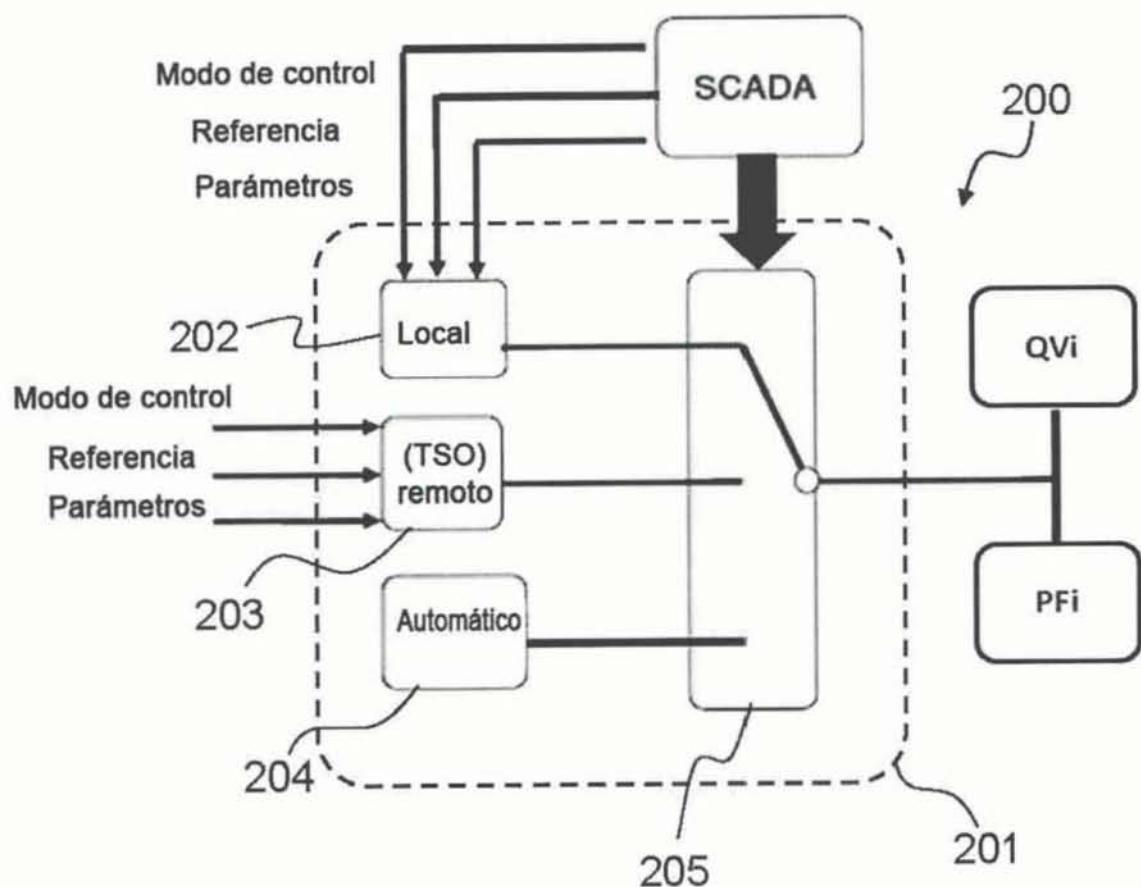


FIG. 2

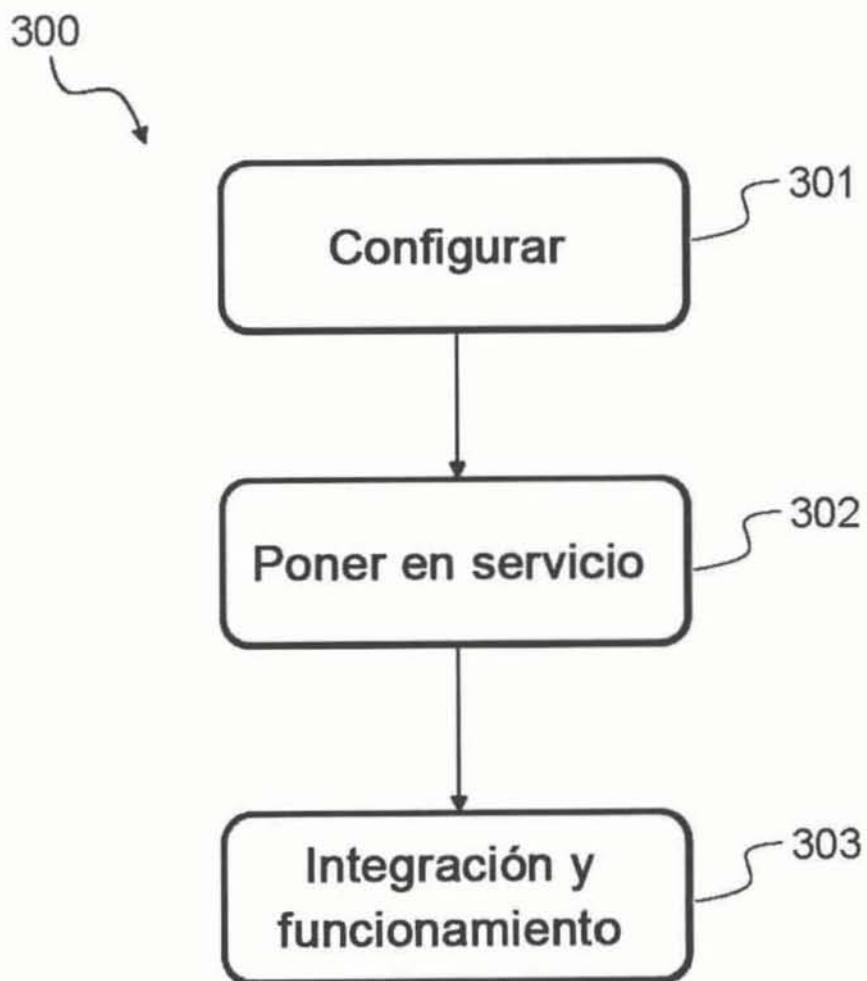


FIG. 3

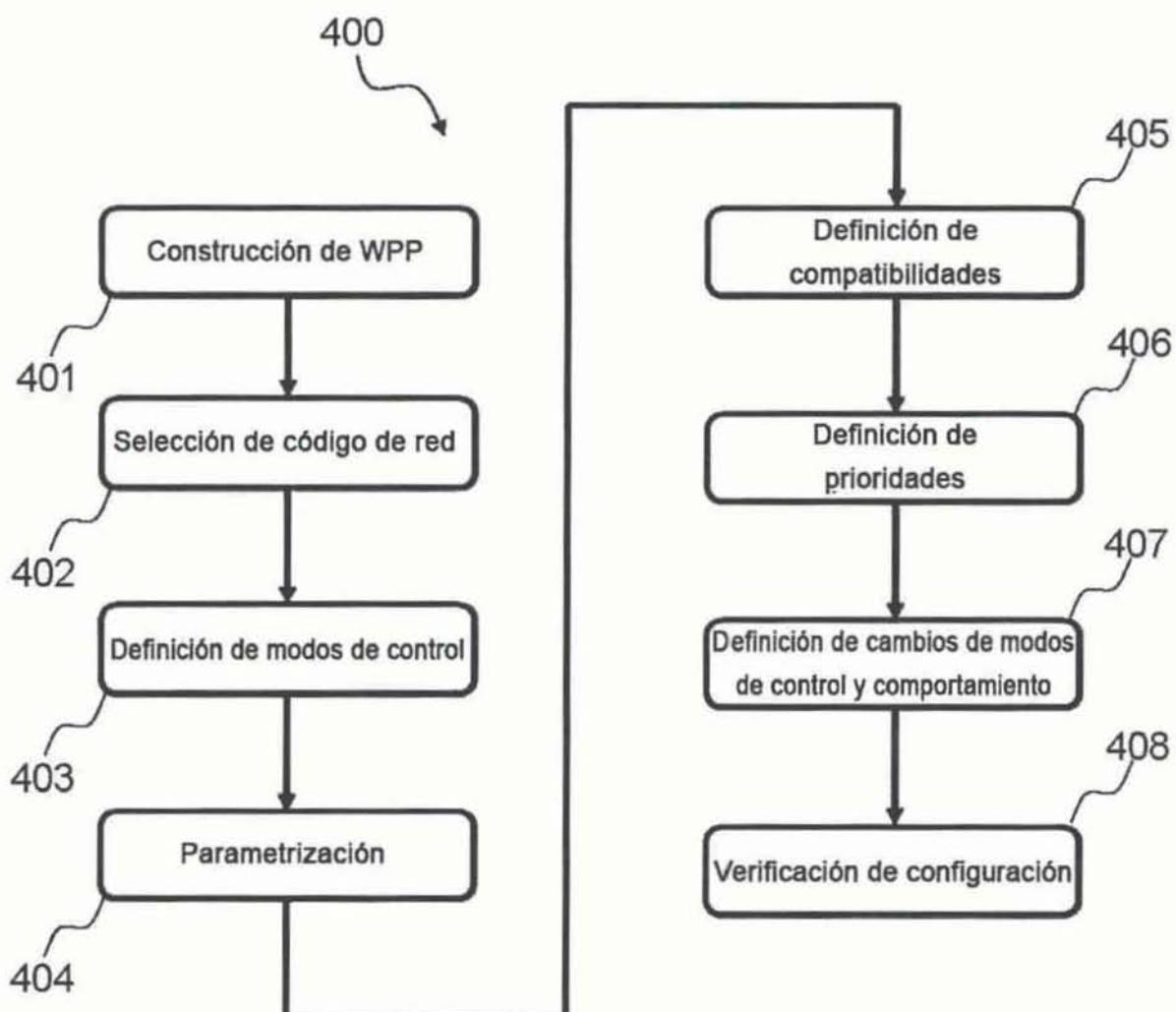


FIG. 4

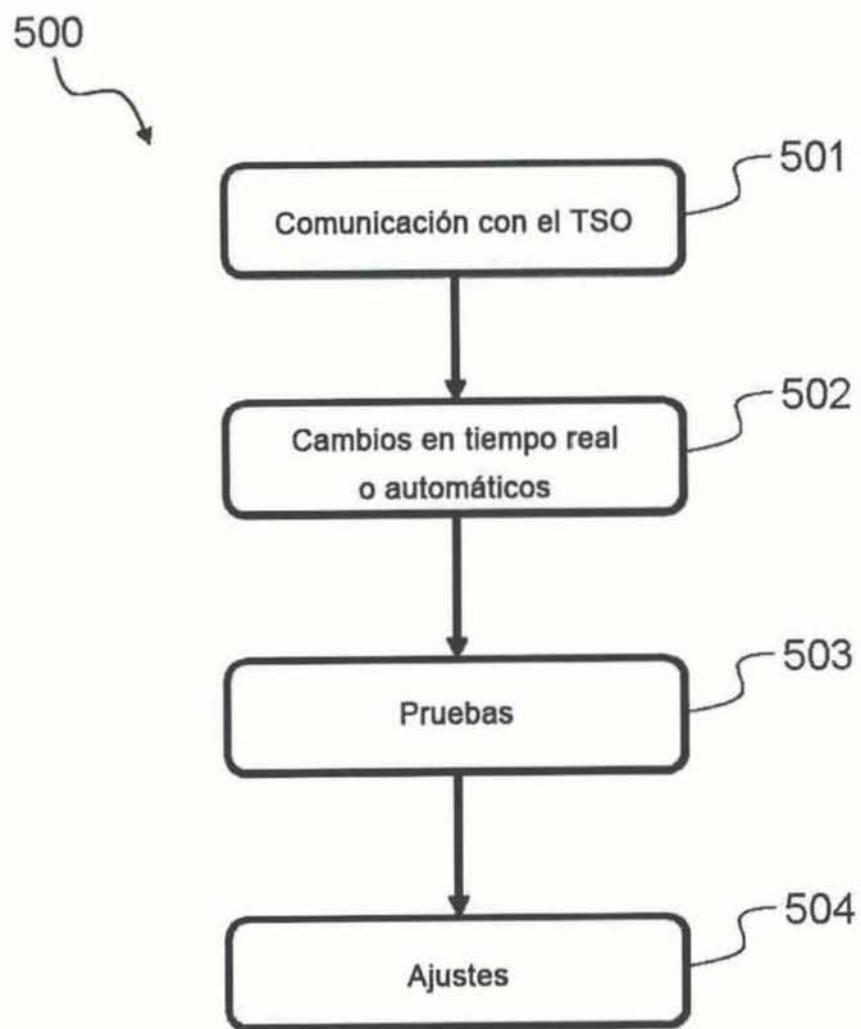


FIG. 5

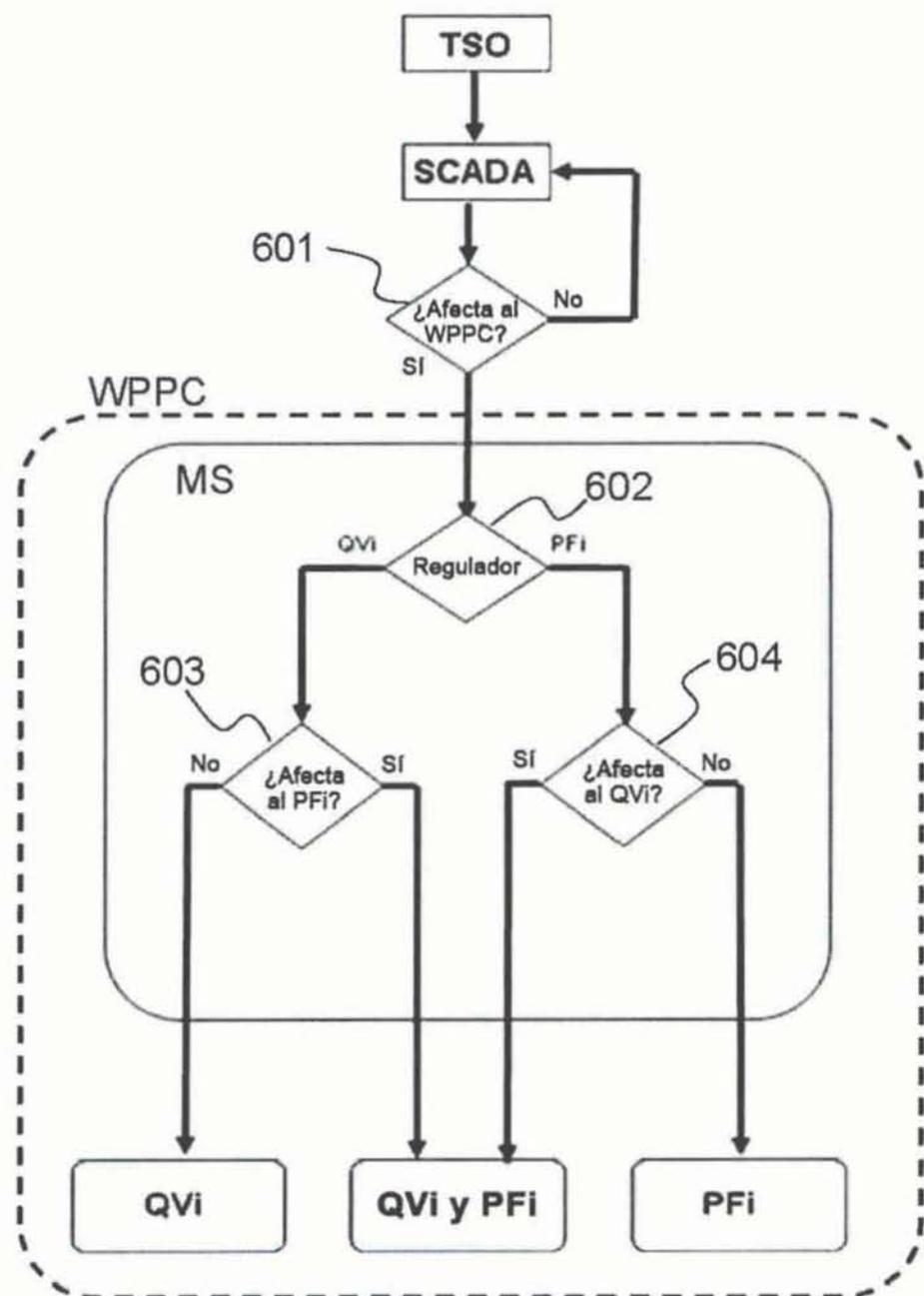


FIG. 6

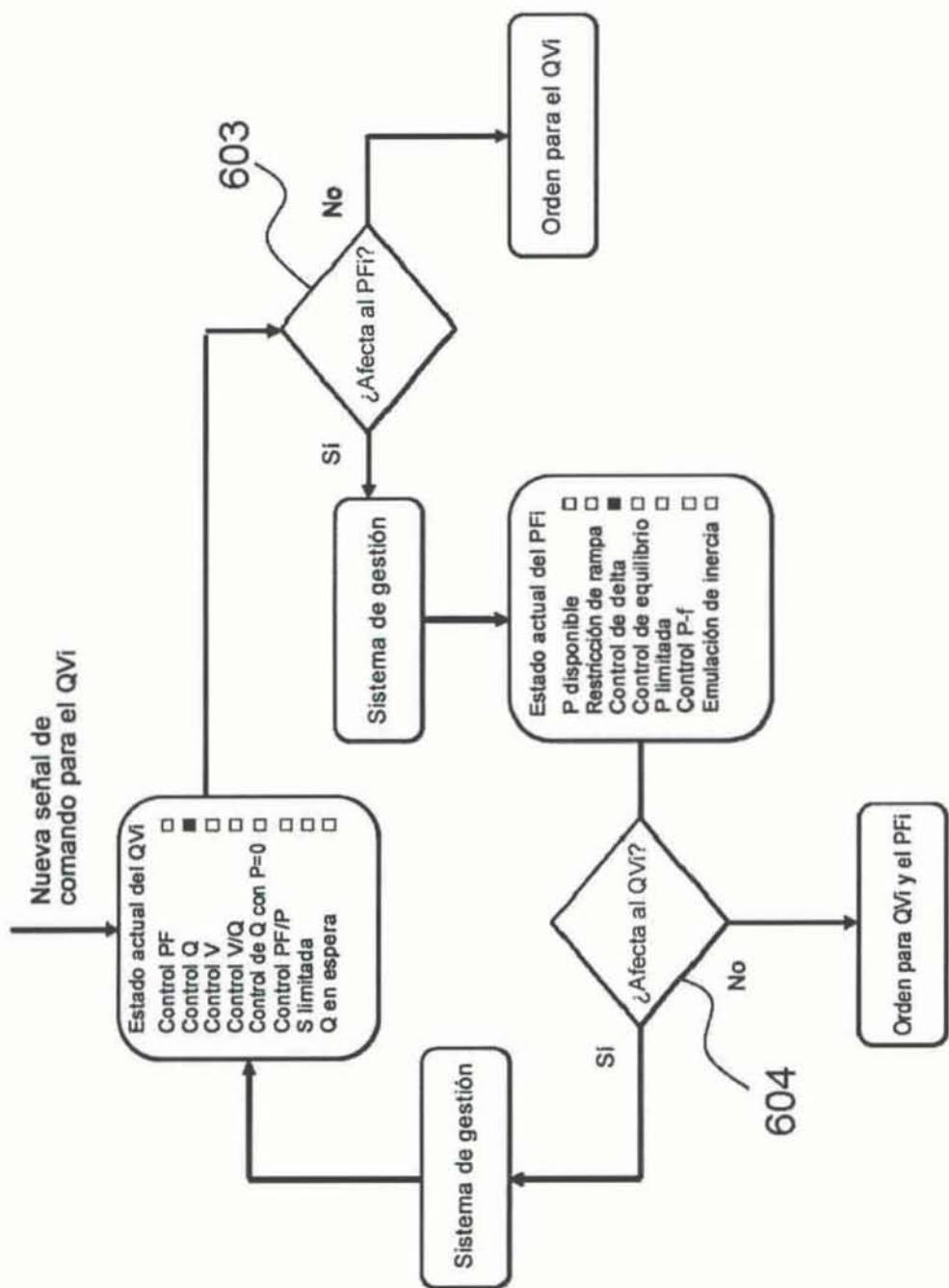


FIG. 7