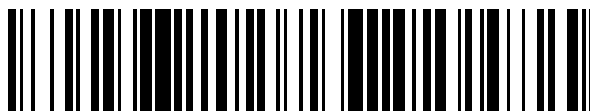


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 640 715**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**H02J 3/38** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **10.05.2013 PCT/DK2013/050139**

87 Fecha y número de publicación internacional: **14.11.2013 WO13167142**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.05.2013 E 13722984 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **16.08.2017 EP 2847458**

54 Título: **Control de frecuencia de central eólica**

30 Prioridad:

**11.05.2012 DK 201270245**

**25.06.2012 US 201261663990 P**

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

**06.11.2017**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)**

**Hedeager 42**

**8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**TARNOWSKI, GERMÁN CLAUDIO**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

**ES 2 640 715 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**

Control de frecuencia de central eólica

**5 Campo de la invención**

La presente invención se refiere a un método para operar una central eólica, con al menos un generador de turbina eólica conectado a una red eléctrica y controlar la frecuencia eléctrica de la red eléctrica. La invención también se refiere a una central eólica que opera de acuerdo con el método.

10

**Antecedentes de la invención**

En una red de suministro eléctrico, los consumidores habitualmente pueden consumir potencia eléctrica de una forma no controlada. Ya que apenas se almacena ninguna energía en la red, no pueden existir desequilibrios entre la potencia producida y la potencia consumida. Por lo tanto, la producción momentánea de potencia debe coincidir con el consumo de potencia momentáneo. La sobreproducción conlleva un aumento de la frecuencia de la red más allá del valor nominal (por ejemplo 50 o 60 Hz), ya que los generadores síncronos convencionales aceleran, mientras que el sobreconsumo conlleva un descenso de la frecuencia de la red más allá del valor nominal (por ejemplo 50 o 60 Hz), ya que, entonces, los generadores síncronos convencionales desacelerarán.

15

20

Convencionalmente, para estabilizar la frecuencia de la red eléctrica, aproximadamente el 10 % de los productores contribuyen a lo que se denomina "control de potencia primario". Estos productores, también conocidos como "controladores primarios", aumentan la salida de potencia cuando la frecuencia cae por debajo del valor nominal y disminuyen la salida de potencia cuando ésta sube por encima del valor nominal.

25

Convencionalmente, los generadores de turbina eólica no contribuyen al control primario, en primer lugar, porque los generadores de turbina eólica normalmente no pueden aumentar su potencia de salida mediante una orden (ya que operan normalmente en carga nominal o, cuando operan en carga parcial, en un punto de trabajo óptimo) y, en segundo lugar, porque la potencia eólica disponible normalmente se aprovechará en su totalidad.

30

En general, la potencia eólica añade un momento adicional de inestabilidad de red porque, con una fracción significativa de potencia eólica en una red, no solo no se controla el consumo, sino que tampoco la producción mediante generadores de turbina eólica. Incluso aunque las previsiones de viento permiten predecir la producción de potencia eólica con una precisión considerable a largo plazo (al nivel de horas), la velocidad del viento normalmente fluctúa de una manera impredecible a corto plazo (a nivel de unos minutos hasta unos pocos segundos). Un generador de turbina eólica que opera a carga parcial (es decir, cuando la velocidad del viento está por debajo de la velocidad del viento nominal del generador de turbina eólica considerado) normalmente transformará estas fluctuaciones de velocidad de viento en las correspondientes fluctuaciones de la cantidad de potencia real producida y suministrada a la red eléctrica. Únicamente con velocidades del viento por encima de la nominal, cuando un generador de turbina eólica opera a carga nominal, los generadores de turbina eólica normalmente controlan su potencia de salida para que sea constante a la potencia de salida nominal.

35

40

La consecuencia una producción de potencia que fluctúa mediante generadores de turbina eólica en la estabilidad de red depende de las características de la red. En redes grandes y estables una fluctuación de potencia mediante un generador de turbina eólica o central eólica no producirá ninguna respuesta significativa en forma de fluctuación de frecuencia. Por lo tanto, tales redes pueden hacer frente a variaciones de potencia mayores.

45

Para garantizar una red eléctrica estable, se han establecido diversos requisitos para la conexión de red de generadores de turbina eólica. Los temas de los códigos de red pueden variar, pero a menudo, son requisitos de control de voltaje y control de frecuencia. Diferentes códigos de red pueden requerir diferentes características de respuesta de frecuencia de la potencia eólica. Cada código de red puede tener pros y contras, dependiendo de las características y necesidades del sistema de potencia particular.

50

El documento EP 2 075 463 A2 es un ejemplo de un parque eólico que proporciona soporte de frecuencia a la red.

55

**Sumario de la invención**

Este sumario se proporciona para introducir, de manera simplificada, una selección de los conceptos que se describen adicionalmente a continuación en la descripción detallada. Este resumen no pretende identificar características clave o características esenciales de la materia objeto reivindicada, ni pretende usarse como una ayuda en la determinación del alcance de la materia objeto reivindicada.

60

En un aspecto, la presente invención se refiere a un método para operar una central eólica de acuerdo con la reivindicación 1, con al menos un generador de turbina eólica conectado a una red eléctrica, en el que el método comprende las etapas de:

65

monitorizar un parámetro de frecuencia y comparar el mismo con un punto de ajuste de frecuencia, para seleccionar un evento de baja o alta frecuencia; determinar una referencia de potencia para el al menos un generador de turbina eólica, basada en el parámetro de frecuencia, en el que:

- 5 En caso de que se detecte un evento de alta frecuencia, la referencia de potencia
- se determina como un mínimo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia mínima,
- 10 En caso de que se detecte un evento de baja frecuencia, la referencia de potencia
- se determina como un máximo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia máxima,
- 15 enviar la referencia de potencia al por lo menos un generador de turbina eólica.

Una ventaja del primer aspecto es principalmente que una ventaja de la presente invención es que existe un límite a la respuesta y también que un aumento o disminución debido a una variación en el viento no actuará contra el control de frecuencia.

De acuerdo con la invención, la primera referencia de potencia mínima es una salida de potencia eléctrica previa al evento sustraída una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red  $\Delta P_{FC}$ , y en la que la segunda referencia de potencia mínima es una referencia de potencia eléctrica restringida previa al evento sustraída de una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red  $\Delta P_{FC}$ .

Una ventaja es que el límite a la respuesta es proporcional a la desviación de frecuencia de la red.

De acuerdo con la invención, la primera referencia de potencia máxima es una suma de una salida de potencia eléctrica previa al evento y una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red  $\Delta P_{FC}$ , y en la que la segunda referencia de potencia máxima es una suma de una salida de potencia eléctrica restringida y una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red  $\Delta P_{FC}$ .

Una ventaja es que el límite a la respuesta es proporcional a la desviación de frecuencia de red.

De acuerdo con una realización de la invención, la referencia de potencia eléctrica restringida es una reserva de potencia.

Una ventaja de esta realización es que la eléctrica restringida puede ayudar a soportar la red.

De acuerdo con una realización de la invención, la reserva de potencia se combina con una función de limitación, para reducir fluctuaciones de potencia de la central eólica.

Una ventaja de esta realización es que la función de limitación evita fluctuaciones de potencia.

De acuerdo con una realización de la invención, la cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red,  $\Delta P_{FC}$  comprende además un componente de umbral.

Una ventaja de esta realización es que el umbral trabaja como una zona muerta.

De acuerdo con una realización del componente de umbral, éste consiste en un valor umbral de baja frecuencia y un valor umbral de alta frecuencia.

Una ventaja de esta realización es que el umbral trabaja como una zona muerta con un límite superior e inferior.

En un segundo aspecto, la presente invención se refiere a una central eólica de acuerdo con la reivindicación 6, con al menos un generador de turbina eólica conectado a una red eléctrica y un controlador de la central eléctrica, en la que el controlador de la central eléctrica se dispone para monitorizar un parámetro de frecuencia y comparar el mismo con un punto de ajuste de frecuencia, para seleccionar un evento de baja o alta frecuencia, y dicho controlador de la central eléctrica se dispone para determinar una referencia de potencia para el al menos un generador de turbina eólica, basada en el parámetro de frecuencia, en la que:

- 65 En caso de que se detecte un evento de alta frecuencia, la referencia de potencia
- - se determina como un mínimo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de

potencia mínima,

En caso de que se detecte un evento de baja frecuencia, la referencia de potencia

5 - - se determina como un máximo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia máxima,

y dicho controlador de la central eléctrica se dispone para enviar la referencia de potencia al por lo menos un generador de turbina eólica.

10 Las ventajas del segundo aspecto y sus realizaciones son equivalentes a las ventajas del primer aspecto de la presente invención.

15 Los aspectos individuales de la presente invención pueden combinarse cada uno con cualquiera de los otros aspectos. Estos y otros aspectos de la invención serán evidentes a partir de la siguiente descripción con referencia a las realizaciones descritas.

20 Cualquiera de las consiguientes características se apreciará más fácilmente a medida que las mismas se comprendan mejor por referencia a la siguiente descripción detallada considerada en conexión con los dibujos adjuntos. Las características preferidas pueden combinarse según resulte apropiado, como sería evidente para un experto y pueden combinarse con cualquiera de los aspectos de la invención.

#### Breve descripción de las figuras

25 El sistema de potencia y su método de acuerdo con la invención se describirán con más detalle a continuación, con respecto a las figuras adjuntas. Las figuras muestran una manera de implementar la presente invención y no deben interpretarse como limitantes en cuanto a otras posibles realizaciones que se encuadren dentro del alcance del conjunto de reivindicaciones adjunto.

30 La Figura 1 muestra un generador de turbina eólica de acuerdo con la presente invención.

La Figura 2 muestra una introducción de reserva de potencia.

La Figura 3 muestra un ejemplo de coexistencia de reserva de potencia y limitación de fluctuación.

La Figura 4 muestra una característica de respuesta de frecuencia.

La Figura 5 muestra un cálculo de la característica de respuesta de frecuencia.

35 La Figura 6 muestra valores previos al evento para una respuesta de frecuencia.

La Figura 7 muestra un cálculo de demanda de potencia eólica para una respuesta de frecuencia.

La Figura 8 muestra una característica de respuesta de frecuencia para un evento de alta frecuencia.

La Figura 9 muestra una característica de respuesta de frecuencia para un evento de baja frecuencia.

La Figura 10 muestra ejemplos de los valores numéricos de los requisitos de frecuencia eléctrica.

40 La Figura 11 es un diagrama de flujo esquemático de una realización del método.

#### Descripción detallada de una realización

45 La presente invención se explica a continuación con mayor detalle. Si bien la invención es susceptible de diversas modificaciones y formas alternativas, se han divulgado realizaciones específicas a modo de ejemplos. Debería entenderse, sin embargo, que la invención no pretende limitarse a las formas particulares divulgadas.

50 Los elementos individuales de una realización de la invención pueden implementarse físicamente, funcionalmente y lógicamente de cualquier forma adecuada tales como en una única unidad, en una pluralidad de unidades o como parte de unidades funcionales separadas. La invención puede implementarse en una única unidad o distribuirse tanto física como funcionalmente entre diferentes unidades y procesadores.

55 Las realizaciones de la presente invención pertenecen a un sistema de potencia con una pluralidad de generadores de turbina eólica (por ejemplo, un generador de turbina eólica de velocidad variable). El sistema de potencia busca proporcionar soporte de frecuencia a la red eléctrica a la que está conectado.

60 El generador de turbina eólica (por ejemplo, un generador de turbina eólica de velocidad variable) que suministra potencia a una red eléctrica puede equiparse con otra capacidad de regulación contra fluctuaciones de frecuencia de red y de potencia activa. "Red eléctrica" o "red" es una red de servicios públicos fuera del límite y punto de acoplamiento común de una central eólica; cuando se hace referencia a la red dentro de una central eólica se usa una expresión con una indicación explícita a la central eólica, por ejemplo, "red de parque eólico". La capacidad de regulación contra fluctuaciones de frecuencia de red viene proporcionada, por ejemplo, por una cierta fracción (habitualmente de aproximadamente un 10 %) de controladores primarios, que habitualmente son productores convencionales, que pueden usar turbinas accionadas por vapor o gas y fuentes de energía fósil o potencia hidroeléctrica). Los controladores primarios aumentan la salida de potencia cuando la frecuencia cae por debajo del valor nominal (por ejemplo 50 o 60 Hz) y disminuye la salida de potencia cuando sube por encima del valor nominal.

Como el presente texto trata sobre potencia activa en vez de potencia reactiva, potencia activa se denomina brevemente "potencia" o "potencia de salida". Donde se trata potencia reactiva, se denomina explícitamente "potencia reactiva".

5 Existe un límite superior a la potencia de salida que puede producirse mediante el generador de turbina eólica, de acuerdo con las realizaciones, por ejemplo, debido a límites estructurales y un límite de corriente en el convertidor de electricidad del generador de turbina eólica. Esta cantidad de potencia se denomina "potencia nominal". La velocidad del viento suficiente para que el generador de turbina eólica produzca la potencia nominal se denomina "velocidad del viento nominal". Cuando el generador de turbina eólica, de acuerdo con las realizaciones, opera a  
10 velocidades de viento superiores a la velocidad del viento nominal, únicamente esa fracción de la potencia eólica disponible se transforma en potencia de salida eléctrica que corresponde a la potencia nominal. Esta reducción de producción de potencia se logra, por ejemplo, variando gradualmente el ángulo de cabeceo de rotor hacia la así llamada posición de bandera. En otras palabras, el generador de turbina eólica no se opera intencionadamente en eficiencia óptima. En algunas realizaciones el generador de turbina eólica también se opera a una tasa de velocidad  
15 de punta de pala inferior a la óptima para reducir cargas estructurales.

Por el contrario, durante una operación en carga parcial, es decir a velocidad del viento por debajo de la velocidad del viento nominal, el generador de turbina eólica, de acuerdo con las realizaciones, se opera a una eficiencia óptima. Por ejemplo, se opera con el ángulo de cabeceo de pala y la tasa de velocidad de punta de pala óptimos. En  
20 general, la velocidad del viento fluctúa de una manera impredecible a corto plazo (a nivel de unos minutos hasta unos pocos segundos). Cuando opera en carga parcial y con eficiencia óptima el generador de turbina eólica, de acuerdo con las realizaciones, transforma estas fluctuaciones de la velocidad del viento prácticamente de una en una en las correspondientes fluctuaciones provocadas por viento de la cantidad de potencia real producida y suministrada a la red eléctrica. Las fluctuaciones en la dirección del viento también pueden contribuir a las  
25 fluctuaciones provocadas por el viento en la cantidad de potencia real producida resultantes y suministradas a la red eléctrica porque un mecanismo de ajuste de guiñada de la turbina eólica generalmente no es capaz de alinear inmediatamente el eje de rotor del generador de turbina eólica con la dirección del viento. Un rotor mal alineado tiene una eficiencia reducida de modo que las fluctuaciones en la dirección del viento son una fuente adicional de fluctuaciones provocadas por viento de la cantidad de potencia real producida y suministrada a la red eléctrica.

30 Como se menciona al principio, la consecuencia de la producción de potencia fluctuante mediante generadores de turbina eólica en la estabilidad de la red depende de las características de la red. En una red grande y estable una fluctuación de potencia mediante un generador de turbina eólica o central eólica no producirá ninguna respuesta significativa en forma de una fluctuación de frecuencia. Sin embargo, en una red aislada pequeña o en redes  
35 débiles, una fluctuación de potencia de este tipo puede producir una fluctuación de frecuencia significativa. Una cierta capacidad de la red para compensar desequilibrios de producción de potencia y compensación y variaciones de frecuencia resultantes de regulación, es decir, un cierto grado de rigidez o debilidad de la red, se denomina "estabilidad de red".

40 El inventor ha reconocido que la estabilidad de red puede variar con el paso del tiempo, por ejemplo, debido a fallos relacionados con la red, tales como aislamiento de esa parte de la red en la que se ubica el generador de turbina eólica, debido a fallos del productor primario, etc. El inventor también ha reconocido que un deterioro de la estabilidad de red puede detectarse, por ejemplo, supervisando fluctuaciones de frecuencia en la red. Además, el inventor ha reconocido que es deseable en el caso de un deterioro de las condiciones de estabilidad de red limitar  
45 las fluctuaciones de potencia de salida producidas por el generador de turbina eólica y suministrada a la red o si el generador de turbina eólica ya ha operado con fluctuaciones de potencia de salida limitadas antes de que se produzca el deterioro - para reducir el límite de fluctuaciones ya existente. "Reducir" el límite de fluctuaciones significa volver el límite más riguroso. Mediante esta medida, aunque el generador de turbina eólica de acuerdo con las realizaciones no opera como un controlador primario, contribuye a la estabilidad de la red reduciendo  
50 fluctuaciones inducidas en la fuente. Sin embargo, al limitar las fluctuaciones de potencia de salida, generalmente se reducirá la salida de potencia acumulada y de este modo disminuirá la eficiencia efectiva del generador de turbina eólica. Sin embargo, restringiendo esta medida a situaciones en las que la estabilidad de red se deteriora (temporalmente), se limitará la pérdida de energía eléctrica producida.

55 Algunas realizaciones pertenecen a un sistema de control dispuesto para controlar al menos una turbina eólica que puede incluir alguna o, todas, las turbinas eólicas de todo un parque eólico, de la manera descrita anteriormente. El sistema de control puede ser un controlador de turbina eólica individual, un controlador de central eólica, un controlador de central eléctrica o un controlador en un nivel superior de la red y conectado al controlador de turbina eólica para enviar órdenes para limitar fluctuaciones. El sistema de control puede estar distribuido, por ejemplo,  
60 incluir controladores a nivel del parque eólico y de la turbina eólica o a nivel de la red de servicios públicos.

Un generador de turbina eólica de velocidad variable, que se usa en al menos una de las realizaciones anteriormente descritas y que es capaz de conectarse a una red eléctrica está equipado con el sistema de control descrito anteriormente. Comprende un rotor con un buje y al menos una pala montada en el rotor como se ha  
65 expuesto anteriormente. El rotor se conecta, por ejemplo, a través de un árbol, a un generador para convertir el momento de giro del rotor en potencia eléctrica. En algunas realizaciones, se interconecta un engranaje entre el

rotor y el generador para convertir la velocidad rotacional del rotor en una velocidad mayor para el generador.

La Figura 1 muestra, un ejemplo de generador de turbina eólica de velocidad variable (WPS) 1 como uno de una pluralidad de generadores de turbina eólica de una central eólica (WPP) 2. Tiene un rotor 3 con un buje en el que, por ejemplo, se montan tres palas 4. El ángulo de cabeceo de las palas de rotor 4 es variable por medio de accionadores de cabeceo. El rotor 3 se soporta mediante una góndola 5 y acciona un generador 12 a través de un árbol 8 principal, una caja de engranajes 10 y un árbol de alta velocidad 11. Esta estructura es ilustrativa; otras realizaciones usan, por ejemplo, un generador de accionamiento directo 15.

El generador 12 (por ejemplo, un generador síncrono o de inducción) produce potencia eléctrica de salida de una frecuencia relativa a la velocidad de rotación del rotor 3, que se convierte en frecuencia de red (por ejemplo, de aproximadamente 50 o 60 Hz) mediante un convertidor 19. El voltaje de la potencia eléctrica así producida se transforma hacia arriba mediante un transformador 9. La salida del transformador 9 son los terminales 9a del generador de turbina eólica. Una red 18 de parque eólico (simbolizada mediante una "a" en la Figura 1) se alimenta con la potencia eléctrica del generador 1 de turbina eólica y de los otros generadores de turbina eólica de la central eólica 2. La red 18 de central eólica se conecta en un punto de acoplamiento común 21 y un transformador 22 de una etapa adicional subida hacia arriba opcional a una red 20 de servicios públicos eléctricos externos de central eólica. La red 20 está equipada con una capacidad de regulación contra fluctuaciones de frecuencia de la red, por ejemplo, en forma de productores convencionales que pueden aumentar y disminuir la producción en una breve escala de tiempo para controlar la frecuencia.

Un sistema de control incluye un controlador 13 de turbina eólica y un controlador 23 de central eólica. El controlador 13 de parque eólico controla la operación del generador 1 de turbina eólica individual, por ejemplo selecciona el modo operativo a carga completa o carga parcial, dependiendo, entre otros, de la velocidad del viento actual, provoca, en el modo de carga parcial, la operación del generador de turbina eólica en el punto de trabajo óptimo ajustando el ángulo de la pala y controlando la tasa de velocidad de la punta de la pala al óptimo aerodinámico con la velocidad del viento actual y controla el convertidor 19 para producir electricidad de acuerdo con las prescripciones del controlador del parque eólico, por ejemplo, una instrucción para proporcionar una cierta cantidad de potencia reactiva además de la potencia activa, etc. El controlador 13 del parque eólico usa diferentes señales de entrada para realizar sus tareas de control, por ejemplo, señales que representan condiciones actuales del viento (por ejemplo, desde un anemómetro 14 y un anemoscopio 15), señales de realimentación que representan el ángulo de cabeceo, la posición de rotor, las amplitudes y fases del voltaje y la corriente en el generador 12 y los terminales 9a, etc., y señales de órdenes desde el controlador 23 del parque eólico. El controlador 23 del parque eólico recibe señales representativas del voltaje, la corriente y la frecuencia en el punto de acoplamiento común 21 (parámetros que pueden considerarse para representar el voltaje, la corriente y la frecuencia en la red 20 de servicios públicos) y, opcionalmente, recibe información o señales de órdenes desde el proveedor de la red de servicios públicos (en "c" en la Figura 1). Basándose en algunos de estos (y, opcionalmente, algunos adicionales) parámetros de entrada el controlador 23 del parque eólico supervisa la estabilidad de la red y, tras la detección de una reducción de la estabilidad de la red, ordena a los controladores 13 de turbina eólica del generador 1 de turbina eólica y a los otros generadores de turbina eólica de la central eólica 2 (en "b" en la Figura 1) cambiar la operación limitando las fluctuaciones de la potencia de salida suministradas. Tras la recepción de una orden de este tipo, el controlador 13 de turbina eólica, tras aumentar la velocidad del viento, corta el pico de salida alta que se produciría entonces en un modo operativo de carga parcial normal con eficiencia máxima, por ejemplo, ajustando el ángulo de cabeceo de la pala hacia la posición de bandera, para cumplir con la orden de limitar la fluctuación del controlador del parque eólico. Por lo tanto, en la realización ilustrativa de la Figura 1 la tarea de control del sistema de control para limitar fluctuaciones de salida la comparten el controlador 23 del parque eólico y el controlador 13 de turbina eólica. En otras realizaciones, esta tarea de control la realiza solo el controlador 13 de turbina eólica; en esas realizaciones, el "sistema de control" está representado únicamente por el controlador 13 de turbina eólica, sin un controlador del parque eólico.

Aunque el generador 1 de turbina eólica mostrado en la Figura 1 se espera que tenga tres palas 4, se ha de observar que un generador de turbina eólica puede tener un número diferente de palas. Es común encontrar generadores de turbina eólica que tienen de dos a cuatro palas. El generador 1 de turbina eólica mostrado en la Figura 1 es una Turbina Eólica de Eje Horizontal (HAWT) ya que el rotor 4 rota alrededor de un eje horizontal. Se ha de observar que el rotor 4 puede rotar alrededor de un eje vertical. Los generadores de turbina eólica de este tipo que tienen un rotor que rota alrededor del eje vertical se conocen como Turbina Eólica de Eje Vertical (VAWT). Las realizaciones descritas en lo sucesivo no se limitan a las HAWT que tienen 3 palas. Pueden implementarse tanto en HAWT como en VAWT y con cualquier número de palas 4 en el rotor 4.

Para garantizar una red eléctrica estable, se han establecido diversos requisitos para la conexión de la red de generadores de turbina eólica. Los temas de los códigos de red pueden variar, pero a menudo, son requisitos de control de voltaje y control de frecuencia. Diferentes códigos de red pueden requerir diferentes características de respuesta de frecuencia de la potencia eólica. Cada código de red puede tener pros y contras, dependiendo de las características y necesidades del sistema de potencia particular.

Se sabe que un sistema de potencia aislado con alta penetración de potencia eólica provoca un gran impacto en la

frecuencia del sistema. Por lo tanto, se identifican dos fuentes principales de desviaciones de frecuencia:

- 1- Desviaciones de frecuencia provocadas por eventos de red (operación normal o perturbaciones), independientemente de la producción de potencia eólica controlada, por ejemplo, cambios de carga, cambios de generación u otras fluctuaciones de fuentes de potencia eólica "no controladas" en el sistema de potencia.
- 2- Desviaciones de frecuencia provocadas por fluctuaciones de potencia eólica controlables.

Al implementar un primer conjunto de requisitos de control de frecuencia eólica en un sistema de potencia con grandes cantidades de potencia eólica, algunos problemas pueden generarse durante situaciones particulares de viento-red. Por lo tanto, las siguientes situaciones pueden tener lugar:

- Situaciones de eventos de alta frecuencia seguidos de un aumento en  $P_{Ava}$  (potencia disponible real): El aumento en  $P_{Ava}$  produce un aumento de potencia generada, incluso si la potencia generada se redujese automáticamente por el evento de alta frecuencia. Como resultado, la alta frecuencia de red puede aumentar aún más. Este comportamiento puede evitarse.
- Situaciones de eventos de baja frecuencia seguidos de una reducción en PAva: La reducción en PAva produce una reducción de potencia generada, incluso si la potencia generada se incrementase automáticamente por el evento de baja frecuencia y se aplicase anteriormente suficiente descarga (restricción). Como resultado, la baja frecuencia de red puede disminuir aún más.

Este comportamiento puede evitarse siempre que se asigne anteriormente suficiente descarga.

Al implementar un segundo conjunto de requisitos de control de frecuencia eólica en un sistema de potencia con grandes cantidades de potencia eólica, no se identificaron problemas críticos, pero sí algunas características a considerar, tales como:

- Situaciones de eventos de alta frecuencia seguidos de una reducción en PAva: si en FSM (Modo Sensible a la Frecuencia), la reducción de PAva no reducirá la potencia generada incluso si la potencia generada se redujese automáticamente por el evento de alta frecuencia; a no ser que la PAva disminuyese más allá del valor restringido más la reducción de generación. Por lo tanto, la frecuencia de red no se beneficiará adicionalmente por esta reducción de PAva. Este comportamiento es diferente del que habría sido el comportamiento con el primer conjunto de requisitos.
- Situaciones de eventos de baja frecuencia y aumento de PAva: si en FSM, el aumento de PAva no aumentará la potencia generada incluso si la potencia generada se incrementase automáticamente por el evento de baja frecuencia. Por lo tanto, la frecuencia de red no se beneficiará adicionalmente por este aumento de PAva. Este comportamiento también es diferente del que habría sido el comportamiento con el primer conjunto de requisitos.
- Situaciones de eventos de baja frecuencia y descenso de PAva: si en FSM, necesita aplicarse previamente una cantidad de descarga. La reducción adicional de PAva reducirá el margen de reserva de potencia, por lo tanto, en eventos de baja frecuencia la planta eólica (o sistema de potencia eólica) puede quedarse sin reserva para respuesta de frecuencia. Este comportamiento no es posible con el primer conjunto de requisitos ya que siempre considera la potencia disponible para asignar la reserva (descarga, es decir restricción).

En esta presente invención, se ha identificado una respuesta de frecuencia de potencia eólica particular adecuada para sistemas de potencia aislados con alta penetración de potencia eólica. En este punto la frecuencia del sistema es estable siempre que las potencias generales se equilibren a nivel del sistema.

La presente invención es un método de control con una respuesta de frecuencia que combina ambas metodologías, la del primer y el segundo conjunto de requisitos, la parte beneficiosa de cada una se explica con más detalle. Su respuesta depende de las características de la desviación de frecuencia, es decir, eventos de alta frecuencia o eventos de baja frecuencia y se describe como sigue:

- Eventos de alta frecuencia: la nueva salida de producción de potencia eólica será el valor mínimo de lo siguiente:
  - $P_{RefA}$ : la demanda de potencia eólica disminuirá una cantidad  $\Delta P_{FC}$  por debajo de la salida eléctrica previa al evento y proporcional a la desviación de frecuencia de red.
  - $P_{RefB}$ : la demanda de potencia eólica disminuirá una cantidad  $\Delta P_{FC}$  por debajo de la potencia restringida previa al evento (relacionada con  $P_{Ava}$ ) proporcional a la desviación de frecuencia de red.
- Eventos de baja frecuencia: la nueva salida de producción de potencia eólica será el valor máximo de lo siguiente:

$P_{RefA}$ : la demanda de potencia eólica aumentará una cantidad  $\Delta P_{FC}$  por encima de la salida eléctrica previa al evento y proporcional a la desviación de frecuencia de red.

$P_{RefB}$ : la demanda de potencia eólica aumentará una cantidad  $\Delta P_{FC}$  por encima de la potencia restringida previa al evento (relacionada con  $P_{Ava}$ ) proporcional a la desviación de frecuencia de red.

5 Para responder a eventos de baja frecuencia con potencia eólica, se tiene que asignar una cantidad de reserva de potencia. Esta reserva de potencia puede asignarse mediante un controlador de la central eólica (nivel de sistema). En las realizaciones de la presente invención, el controlador de la central eólica puede dividirse entre controladores descentralizados, tales como grupos, planta de potencia o nivel de generador de turbina eólica).

10 Sin embargo, la respuesta de frecuencia eólica descrita en esta sección puede trabajar con independencia del nivel de implementación, pero deberían ajustarse unos parámetros en consecuencia. Por lo tanto, para simplificar, en el análisis asumimos en este punto que se implementa a nivel de sistema. La reserva de potencia eólica se logra restringiendo la generación a una cantidad  $P_{ReservaWPS}$  por debajo de la potencia disponible. La Figura 3 muestra la introducción de  $P_{ReservaWPS}$ . La Figura 2 muestra la coexistencia de  $P_{ReservaWPS}$  con la funcionalidad de limitación de fluctuaciones ( $\Delta P_{VientoFLuct}$ ). Ambas fluctuaciones están garantizadas por el controlador.

15 El valor  $\Delta P_{FC}$  en pu se calcula independientemente de la potencia disponible como sigue:

$$\Delta P_{FC}[pu] = \begin{cases} \frac{1}{R_{HF}} \frac{(\Delta f - Thr_{HF})}{f_0}, \forall \Delta f > Thr_{HF} \\ \frac{1}{R_{LF}} \frac{(\Delta f - Thr_{LF})}{f_0}, \forall \Delta f < Thr_{LF} \\ 0, Thr_{LF} < \Delta f < Thr_{HF}, \end{cases} \quad (1)$$

20 donde  $R_{HF}$  y  $R_{LF}$  son constantes de proporcionalidad (estatismo) respectivamente para altas frecuencias y bajas frecuencias,  $Thr_{HF}$  y  $Thr_{LF}$  son valores umbrales para altas frecuencias y bajas frecuencias, respectivamente. La Figura 4 muestra la característica de regulación de potencia eólica y la Figura 5 muestra el diagrama de bloques para su cálculo de acuerdo con la Ec. (1).

25 Cuando la desviación de frecuencia de red va más allá de los umbrales, se activa el control de frecuencia, la producción eléctrica real se memoriza como  $P_{elWPS0}$  y la potencia disponible real se memoriza como  $P_{AvaWPS0}$ . La potencia restringida previa al evento viene dada por:

$$P_{DescargaWPS0} = P_{AvaWPS} - P_{ReservaWPS0} = P_{AvaWPS} - (P_{AvaWPS0} - P_{elWPS0}) \quad (2)$$

30 La  $\Delta P_{FC}$  se aplica a continuación a la  $P_{elWPS0}$  para obtener  $P_{RefA}$  y a la  $P_{DescargaWPS0}$  para obtener la  $P_{RefB}$ . Entonces la demanda de producción de potencia eólica se elige de acuerdo con la Ec. (3).

$$P_{DemandaWPS} = \begin{cases} P_{RefWPS}, & \text{para frecuencias normales} \\ \min \{ (P_{DescargaWPS0} \pm \Delta P_{FC}), (P_{el0} \pm \Delta P_{FC}) \}, & \text{para altas frecuencias} \\ \max \{ (P_{DescargaWPS0} \pm \Delta P_{FC}), (P_{el0} \pm \Delta P_{FC}) \}, & \text{para bajas frecuencias} \end{cases} \quad (3)$$

35 La Figura 6 muestra los diagramas de bloque para las funciones de memoria como en la Ec. (2). La Figura 7 muestra el cálculo de la demanda para la producción de potencia eólica, similar a la Ec. (3).

40 La Figura 8 muestra un ejemplo de respuesta de generación a un evento ficticio de alta frecuencia y la Figura 9 muestra de manera similar una respuesta a un evento de baja frecuencia. En la Figura 8 si la  $P_{Ava}$  aumenta, la generación nunca puede ser mayor que  $P_{RefA}$ ; pero si  $P_{Ava}$  disminuye, la generación puede seguir la  $P_{RefB}$  y eventualmente bajar la frecuencia de la red. En la Figura 8 si la  $P_{Ava}$  disminuye, la generación no es más baja que  $P_{RefA}$  (siempre que haya disponible suficiente reserva); pero si  $P_{Ava}$  aumenta, la generación puede seguir la  $P_{RefB}$  y eventualmente subir la frecuencia de red. Dado que las fluctuaciones de frecuencia de red también se generan mediante fluctuaciones de potencia eólicas, un controlador de frecuencia de estas características para la producción de potencia eólica introduce un mecanismo de auto estabilización.

45 La Figura 10 muestra una tabla con diferentes ejemplos de intervalos de frecuencia para diversos requisitos de red en función del estado de sistema de red. Cuanto mayor es el intervalo de frecuencia más severo es el sistema de red.

50 La Figura 11 muestra un diagrama de flujo de un método de acuerdo con la invención para operar una central eólica,



con al menos un generador de turbina eólica conectado a una red eléctrica. La etapa 900 es la monitorización de un parámetro de frecuencia y compararlo con un punto de ajuste de frecuencia, para seleccionar un evento de baja o alta frecuencia, y la etapa 901 es la determinación de una referencia de potencia para el al menos un generador de turbina eólica, basada en el parámetro de frecuencia, en el que:

- 5 En caso de que se detecte un evento de alta frecuencia, la referencia de potencia
- se determina como un mínimo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia mínima,
- 10 En caso de que se detecte un evento de baja frecuencia, la referencia de potencia
- se determina como un máximo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia máxima,
- 15 y la etapa 902 es el envío de la referencia de potencia al por lo menos un generador de turbina eólica.

En las realizaciones, la limitación de las fluctuaciones de potencia activa se logra, por ejemplo, por medio de un ajuste del cabeceo de la pala. En algunas realizaciones, las fluctuaciones de potencia activa también se limitan eléctricamente, mediante el correspondiente control del convertidor de potencia eléctrica del generador de turbina eólica. Sin embargo, el último tiene como resultado un desequilibrio entre la cantidad de potencia eólica convertida en potencia mecánica del rotor del generador de turbina eólica y la potencia eléctrica de salida que, por ejemplo, tiene como resultado una aceleración del rotor.

Por lo tanto, en algunas realizaciones, la limitación eléctrica de potencia se realiza únicamente en combinación con el ajuste del cabeceo de la pala para hacer frente a velocidades de viento transitorias. Por ejemplo, cuando la velocidad del viento sube más rápido de lo que el cabeceo puede ajustarse para compensar la subida de velocidad del viento, la potencia de salida se limita primero eléctricamente y una vez que las palas se han inclinado a su nuevo ángulo de cabeceo, entonces se limita mediante el ajuste de cabeceo.

La presente descripción se centra en limitar, o limitar adicionalmente, las fluctuaciones de potencia de salida. Sin embargo, la invención también va en la otra dirección, esto es, relajar o cancelar el límite, de una manera análoga. Es decir, tras la detección de una estabilidad de red aumentada, la operación del generador de turbina eólica se cambia cancelando o relajando un límite de fluctuación establecido.

La función de supervisión y ajuste de límite es una función de autodiagnóstico y autoajuste realizada mediante un sistema de control al nivel de los generadores de turbina eólica individuales o al nivel de una central eólica o a un nivel superior en la red de servicios públicos. El sistema de control también puede distribuirse, por ejemplo, incluir controladores a nivel del parque eólico y de turbina eólica.

En algunas realizaciones, el intervalo de frecuencia cubierto por fluctuaciones de frecuencia de red se determina permanentemente y una variación de la frecuencia de red fuera de un intervalo de frecuencia permitido  $F_{max}/F_{min}$  (entre una frecuencia máxima permitida  $F_{max}$  y una frecuencia mínima permitida  $F_{min}$ ) se considera que es una detección de una condición de estabilidad de red reducida, es decir, una zona muerta de frecuencia. Como alternativa o, además, la varianza de la frecuencia de red se determina permanentemente y una subida más allá de un umbral de varianza se considera que es una detección de una condición de estabilidad de red reducida. La fluctuación permitida de la salida de potencia del generador de turbina eólica o de la central eólica se reduce a continuación.

En algunas realizaciones, supervisar si las fluctuaciones de frecuencia de red están dentro del intervalo de frecuencias permitidas o si su varianza está por debajo del umbral de varianza se realiza de una manera absoluta, es decir, sin tener en cuenta ninguna correlación de la frecuencia de red y la potencia de salida producida mediante el generador de turbina eólica o central eólica.

Sin embargo, la supervisión sin correlación de fluctuaciones de frecuencia de red es de alguna manera inespecífica en el sentido de que no se garantiza que la fluctuación de la turbina eólica o central eólica considerada realmente contribuya a las fluctuaciones de frecuencia de red observadas. Por lo tanto, en estas realizaciones, la reducción del límite de fluctuaciones podría ser en vano y únicamente produciría costes (mediante la reducción de la salida de potencia acumulada provocada por la misma). Por lo tanto, en otras realizaciones, la supervisión de estabilidad de red comprende determinar una correlación entre potencia suministrada a la red eléctrica y frecuencia de red. Correlación significa que si la salida de potencia aumenta también aumenta la frecuencia de red. La frecuencia de red se mide, por ejemplo, en el terminal del generador de turbina eólica o en un punto de acoplamiento a la red de la central eólica. Si, sin embargo, no se observa ningún aumento de la frecuencia de red tras un aumento de la potencia de salida, no hay correlación. En realidad, "correlación" puede ser un parámetro continuo que mide el grado de coincidencia entre el aumento de potencia de salida y la subida de frecuencia de red.

En algunas de las realizaciones, cuanto mayor es la correlación así determinada, menor es la estabilidad de red detectada. Para ser considerado como un indicador de estabilidad de red reducida, una subida de la correlación tiene que ser significativa en algunas realizaciones, por ejemplo, la subida tiene que exceder un umbral máximo de correlación aceptable. La fluctuación permitida de la potencia de salida del generador de turbina eólica se reduce a continuación. Enlazando la reducción del límite de fluctuaciones con la correlación observada entre fluctuaciones de potencia de salida y fluctuaciones de frecuencia de red garantiza que el límite de reducción de la fluctuación de potencia de salida contribuye realmente a la reducción de las fluctuaciones de frecuencia de red.

En algunas realizaciones, la información de correlación se usa para determinar si la variación de la frecuencia de red se extiende más allá del intervalo de frecuencias permitidas  $F_{max}/F_{min}$  o si la varianza de frecuencia excede el límite de varianza, teniendo en cuenta únicamente esos picos (o caídas) en la frecuencia de red que puede atribuirse a un pico (caída) correspondiente de la potencia de salida del generador de turbina eólica o central eólica considerada. Esto es tener en cuenta correlación en una base de pico a pico.

En otras realizaciones, la información de correlación se usa para el mismo propósito de manera más global, (no pico a pico) multiplicando la amplitud de fluctuación no correlacionada por la magnitud de la correlación, que puede ser un número entre 0 y 1 (o multiplicando la varianza de fluctuación no correlacionada por el cuadrado de la fluctuación). "Diluyendo" la amplitud o varianza de fluctuación no correlacionada de esta manera se tiene en cuenta que únicamente una fracción de la amplitud o varianza de fluctuación no correlacionada se debe a las fluctuaciones de potencia de salida del generador de turbina eólica o central eólica considerada.

Un requisito previo de tal medida de correlación es que existe una variación de la potencia de salida del generador de turbina eólica. En algunas realizaciones, también denominadas "realizaciones de variación pasiva", se hace uso de las variaciones de potencia de salida provocadas por las variaciones naturales de la velocidad del viento. Estas variaciones de potencia pasiva se rastrean y correlacionan con la frecuencia de red medida.

En algunas realizaciones, el límite en fluctuaciones de potencia se elige de tal forma que las fluctuaciones de frecuencia de red provocadas por el suministro de potencia se mantienen dentro del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  o la varianza de fluctuaciones de frecuencia de red provocadas por el suministro de potencia se mantiene por debajo del límite de varianza.

En algunas de estas realizaciones, toda la fluctuación de frecuencia de red (incluida la contribución no provocada por la turbina eólica o parque eólico considerado) se mantendrá dentro del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  o por debajo del umbral de varianza, mientras que en otras realizaciones, únicamente esa fracción de las fluctuaciones de frecuencia de red que se provocan mediante el suministro de potencia de la turbina eólica o parque eólico considerado se mantiene dentro del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  o por debajo del umbral de varianza.

En algunas de las realizaciones, en las que (toda o una fracción) la fluctuación de frecuencia de red se mantendrá dentro del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  o por debajo del umbral de varianza, el límite de fluctuaciones a la potencia de salida se ajusta continuamente hasta ese punto de límite que solo se necesita para mantener la frecuencia de red dentro del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  o la varianza por debajo del umbral de varianza. Eso significa que la producción de potencia mediante la turbina eólica o parque eólico se maximiza dejando que la potencia de salida fluctúe, pero la fluctuación se limita, o modula, si la frecuencia de red va más allá de  $F_{max}/F_{min}$ . Por lo tanto, el objetivo del ajuste continuo es evitar que la frecuencia de red se salga del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  sin perder más producción de potencia de la necesaria.

En algunas realizaciones, la operación de la turbina eólica se conmuta automáticamente entre dos modos de operación discretos, es decir, desde un modo de operación normal (es decir, un modo sin límite de fluctuación de potencia o con un límite de fluctuación de potencia relativamente relajado) a un modo de fluctuación reducida (en el que se activa el límite de fluctuación de potencia). La conmutación automática del modo de operación normal al modo de fluctuación reducida se activa, en algunas de estas realizaciones, detectando una reducción de la estabilidad de red más allá de un umbral de conmutación de modo inferior. La conmutación del modo de fluctuación reducida de vuelta al modo de operación normal puede activarse, asimismo, detectando un aumento de la estabilidad de red más allá de un umbral de conmutación de modo superior.

En algunas de las realizaciones de conmutación de modo, el modo de fluctuación reducida se mantiene un intervalo de tiempo mínimo antes de que el modo pueda conmutarse de nuevo al modo de operación normal. Mediante esta medida se puede evitar una conmutación de modo demasiado frecuente. Además, puede existir un acuerdo contractual con el proveedor de red según el cual un productor de potencia eólica se compromete a suministrar potencia de salida con fluctuación de potencia de salida fuertemente limitada durante un intervalo de tiempo predeterminado, digamos 15 min. El productor de potencia eólica puede ser compensado por la pérdida de producción sufrida debido a este periodo de 15 min (ilustrativo) de suministro de potencia de salida fluido.

En algunas de las realizaciones de conmutación de modo, el límite de fluctuación de potencia se mantiene constante durante el modo de fluctuación reducida. La constancia del límite de fluctuación de potencia se refiere a la anchura del límite relativo a una potencia de salida media; no significa necesariamente que los valores absolutos de los

límites de potencia superior e inferior se mantengan constantes. En algunas realizaciones, el límite es relativo al valor medio de la potencia producida. Por ejemplo, si la potencia media producida aumenta con el tiempo, los valores absolutos de los límites de fluctuación de potencia superior e inferior también aumentarán.

5 En otras realizaciones de conmutación de modo, el límite de fluctuaciones también se ajusta para evitar que la frecuencia de red se salga del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  sin perder más producción de potencia de la necesaria, como se ha descrito anteriormente. Este ajuste puede ser escalonado (un ajuste ajustado al inicio de la conmutación de modo y a continuación, se mantiene constante durante cierto periodo de tiempo) o continuo. Por lo tanto, el ajuste de potencia de salida para mantener la frecuencia de red dentro del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  o por debajo del umbral de  
10 varianza, hasta ese punto de límite solo necesario para mantener la frecuencia de red dentro del intervalo  $F_{max}/F_{min}$  o la varianza por debajo del umbral de varianza se aplica tanto a realizaciones de ajuste continuo como a realizaciones de conmutación de modo.

Ya se ha mencionado que limitar la fluctuación de potencia puede resultar en una pérdida de potencia acumulada. Una pérdida de potencia acumulada podría evitarse si no se cortaran únicamente picos de la potencia de salida ("fluctuaciones positivas"), sino también si se levantaran caídas de la potencia de salida ("fluctuaciones negativas"), o rellenaran, de una manera simétrica. Sin embargo, en algunas realizaciones, la turbina eólica está en su punto de trabajo óptimo durante la operación en modo normal, que no permite ningún aumento de la potencia de salida. Por lo tanto, la limitación de fluctuaciones de salida se realiza más bien de una manera asimétrica, cortando la potencia de salida durante fluctuaciones positivas (cortando picos de salida altos), sin (o sin significativamente) levantar la potencia relativa de salida durante fluctuaciones negativas. Como se ha explicado anteriormente, cortando la potencia de salida durante fluctuaciones positivas se logra, por ejemplo, mediante el correspondiente ajuste del ángulo de cabeceo de la pala hacia la posición de bandera.

25 La rigurosidad del límite de fluctuaciones de potencia de salida, y/o la posición del umbral que debe exceder la inestabilidad de red para que se efectúe una conmutación de modo, también puede depender de otros factores diferentes de la estabilidad de la red supervisada.

Por ejemplo, en algunas de las realizaciones, se usa una predicción del viento para variar el límite de fluctuaciones, por ejemplo, para hacerlo más riguroso cuando la previsión predice fluctuación de potencia eólica aumentada. Además, en unas realizaciones de conmutación de modo, el umbral de conmutación de modo puede variarse en respuesta a la predicción del viento. Por ejemplo, el umbral puede variarse tras una previsión de fluctuación de potencia eólica aumentada de tal forma que conmutar del modo de operación normal al modo de fluctuación reducida se active con una reducción menos pronunciada de la estabilidad de red.

35 De manera similar, en otras realizaciones, se usa una expectativa de consumo de potencia en la red eléctrica para variar el límite de fluctuaciones o para variar el umbral de conmutación de modo. Por ejemplo, una expectativa de consumo de potencia que proporciona subida a expectativa de fluctuación de frecuencia de red aumentada puede volver más riguroso el límite de fluctuaciones o modificar el umbral de conmutación de modo, de manera que la conmutación del modo de operación normal al modo de fluctuación reducida se active con una reducción menos pronunciada de la estabilidad de red.

La expresión generador de turbina eólica, WPS debe entenderse tanto como un único generador de turbina eólica de acuerdo con la Figura 1, pero en algunas realizaciones, también puede ser un grupo de generadores de turbina eólica de acuerdo con la Figura 1 conectados en un punto de acoplamiento común, por lo tanto, desde un operador de sistema de potencia, visto como una fuente de potencia eólica desde una ubicación.

La expresión central eólica, WPGS en algunas realizaciones puede ser una única central eólica con una pluralidad de generadores de turbina eólica de acuerdo con la Figura 1. En otras realizaciones, por central eólica se entenderá una agregación de centrales eólicas ubicadas en diferentes ubicaciones geográficas, ya sean adyacentes entre sí o remotas entre sí, pero todas ellas controlables por medio del distribuidor de la presente invención.

Aunque la presente invención se ha descrito en conexión con las realizaciones específicas, no debería interpretarse que se limita en manera alguna a los ejemplos presentados. El alcance de la presente invención se interpretará en vista del conjunto de reivindicaciones adjunto. En el contexto de las reivindicaciones, los términos "que comprende" o "comprende" no excluyen otros posibles elementos o etapas. También, la mención de referencias tales como "un" o "una" etc. no debería interpretarse que excluye una pluralidad. El uso de signos de referencia en las reivindicaciones con respecto a elementos indicados en las figuras tampoco se interpretará que limita el alcance de la invención. Adicionalmente, características individuales mencionadas en diferentes reivindicaciones, posiblemente pueden combinarse ventajosamente y la mención de estas características en diferentes reivindicaciones no excluye que una combinación de características no sea posible y ventajosa. Cualquier valor de intervalo o de dispositivo dado en este documento puede extenderse o alterarse sin perder el efecto previsto, como le resultará evidente al experto en la materia. Se entenderá que los beneficios y ventajas descritas anteriormente pueden referirse a una realización o pueden referirse a varias realizaciones. Se entenderá adicionalmente que la referencia a 'un' artículo se refiere a uno o más de esos artículos.

Se entenderá que la anterior descripción de una realización preferida se proporciona únicamente a modo de ejemplo y que los expertos en la materia pueden hacer diversas modificaciones. La anterior memoria descriptiva, ejemplos y datos proporcionan una descripción completa de la estructura y uso de realizaciones ilustrativas de la invención. Aunque diversas realizaciones de la invención se han descrito anteriormente con cierto grado de particularidad o con referencia a una o más realizaciones individuales, los expertos en la materia podrían hacer numerosas alteraciones en las realizaciones divulgadas sin desviarse del alcance de la invención como se ha definido en las reivindicaciones.

**REIVINDICACIONES**

1. Un método para operar una central eólica, con al menos un generador de turbina eólica conectado a una red eléctrica, en el que el método comprende las etapas de:

5 monitorizar un parámetro de frecuencia y comparar el mismo con un punto de ajuste de frecuencia, para seleccionar un evento de baja o alta frecuencia;  
determinar una referencia de potencia para el al menos un generador de turbina eólica, basada en el parámetro de frecuencia, en el que:

10 en caso de que se detecte un evento de alta frecuencia, la referencia de potencia  
- se determina como, un mínimo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia mínima,

15 en el que la primera referencia de potencia mínima es una salida de potencia eléctrica previa al evento sustraída una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red ( $\Delta P_{FC}$ ) y en la que la segunda referencia de potencia mínima es una referencia de potencia eléctrica restringida previa al evento sustraída de una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red ( $\Delta P_{FC}$ ),

20 en caso de que se detecte un evento de baja frecuencia, la referencia de potencia  
- se determina como, un máximo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia máxima,

25 en el que la primera referencia de potencia máxima es una suma de una salida de potencia eléctrica previa al evento y una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red ( $\Delta P_{FC}$ ), y en la que la segunda referencia de potencia máxima es una suma de una salida de potencia eléctrica restringida y una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red ( $\Delta P_{FC}$ )

30 enviar la referencia de potencia al por lo menos un generador de turbina eólica.

35 2. Método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la referencia de potencia eléctrica restringida es una reserva de potencia.

3. Método de acuerdo con la reivindicación 2, en el que la reserva de potencia se combina con una función de limitación, para reducir fluctuaciones de potencia de la central eólica.

40 4. Método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red,  $\Delta P_{FC}$  comprende además un componente de umbral.

45 5. Método de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el componente de umbral consiste en un valor umbral de baja frecuencia y un valor umbral de alta frecuencia.

6. Central eólica, con al menos un generador de turbina eólica conectado a una red eléctrica y un controlador de central eléctrica, en la que el controlador de central eléctrica se dispone para monitorizar un parámetro de frecuencia y comparar el mismo con un punto de ajuste de frecuencia, para seleccionar un evento de baja o alta frecuencia, y

50 dicho controlador de central eléctrica se dispone para determinar una referencia de potencia para el al menos un generador de turbina eólica, basada en el parámetro de frecuencia, en el que:

55 en caso de que se detecte un evento de alta frecuencia, la referencia de potencia  
- se determina como un mínimo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia mínima,

60 en la que la primera referencia de potencia mínima es una salida de potencia eléctrica previa al evento sustraída una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red ( $\Delta P_{FC}$ ) y en la que la segunda referencia de potencia mínima es una referencia de potencia eléctrica restringida previa al evento sustraída de una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red ( $\Delta P_{FC}$ ),

65 en caso de que se detecte un evento de baja frecuencia, la referencia de potencia

-se determina como un máximo de una selección de al menos una primera y una segunda referencia de potencia máxima,

5            en la que la primera referencia de potencia máxima es una suma de una salida de potencia eléctrica  
              previa al evento y una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red ( $\Delta P_{FC}$ ), y  
              en la que la segunda referencia de potencia máxima es una suma de una salida de potencia eléctrica  
              restringida y una cantidad de potencia proporcional a la desviación de frecuencia de red ( $\Delta P_{FC}$ )

10            y dicho controlador de central eléctrica se dispone para enviar la referencia de potencia al por lo menos un  
              generador de turbina eólica.



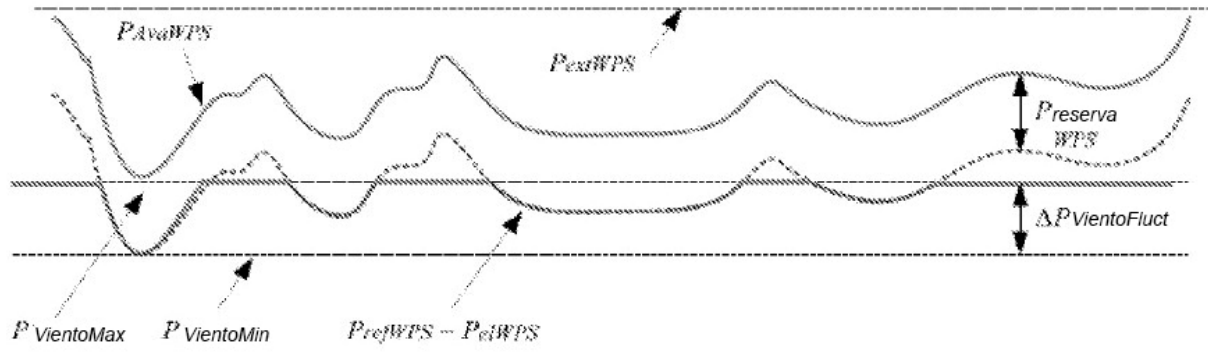


Figura 2

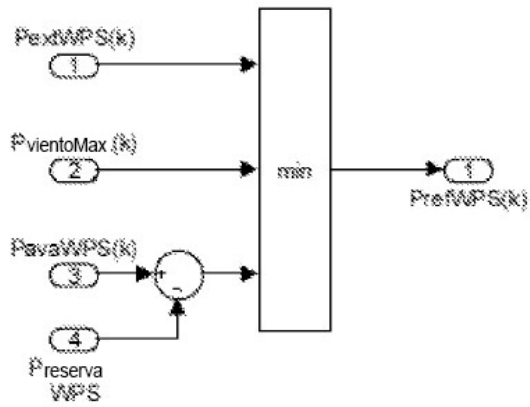


Figura 3



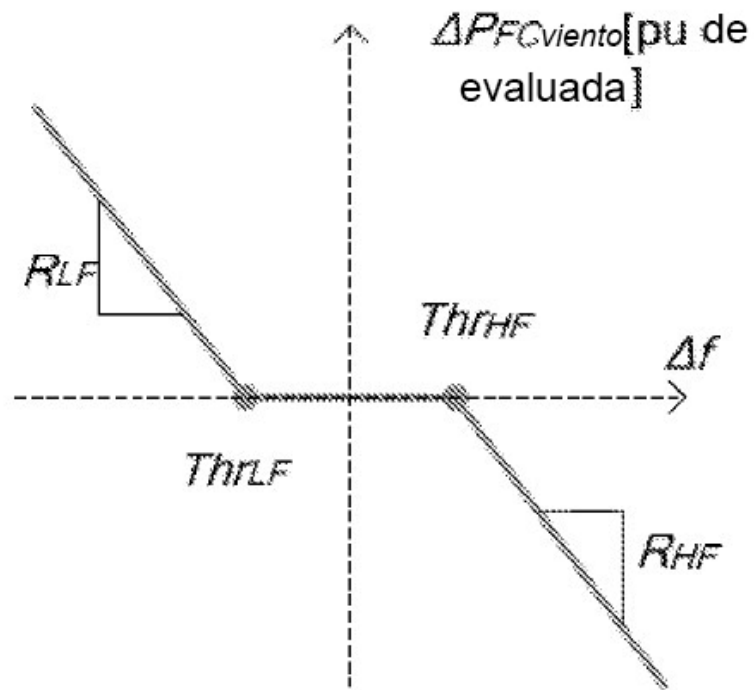


Figura 4

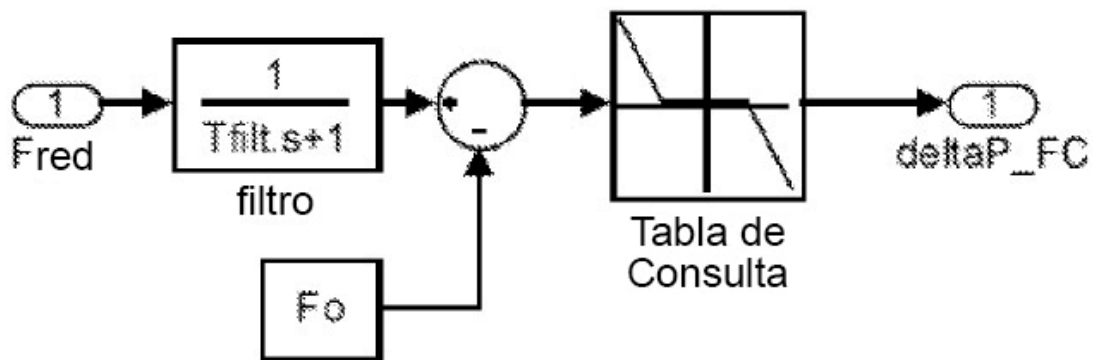


Figura 5

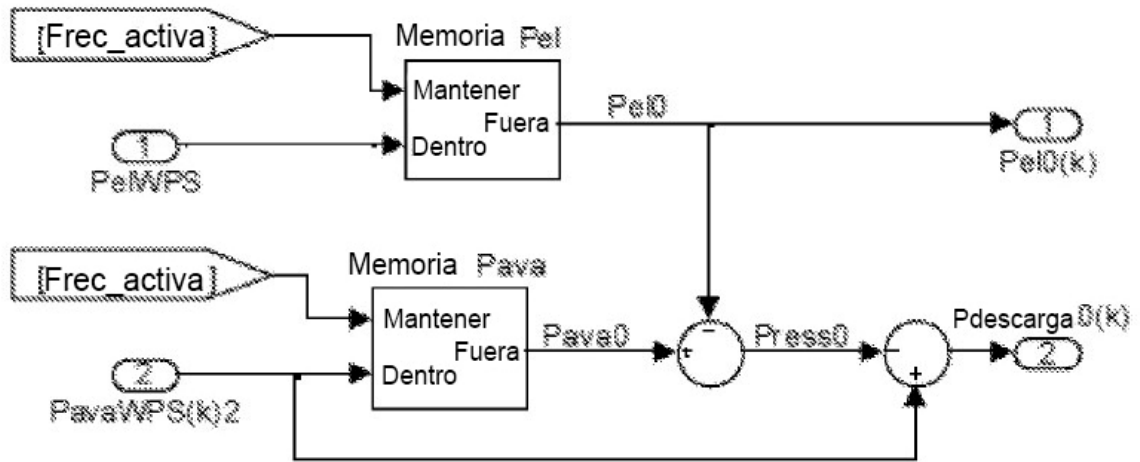


Figura 6

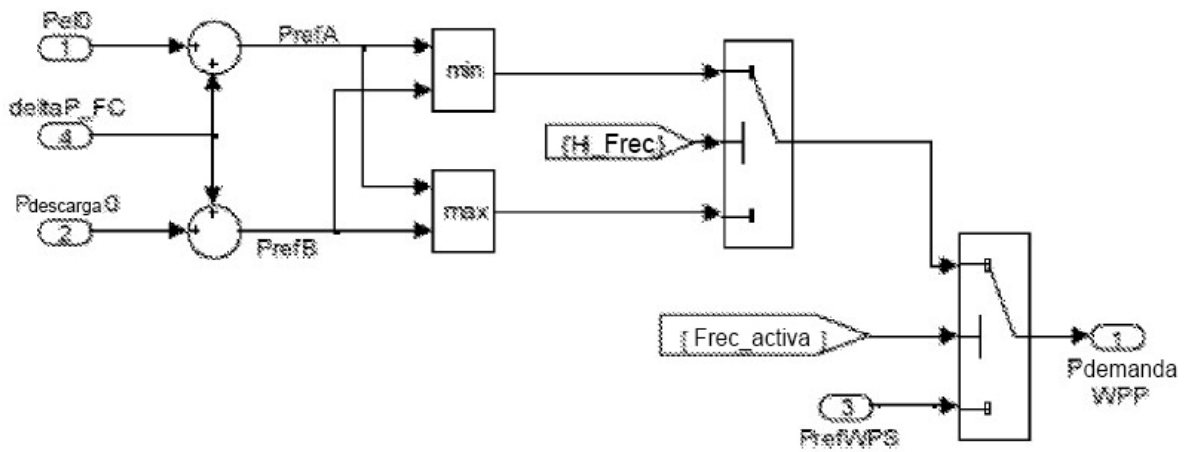


Figura 7

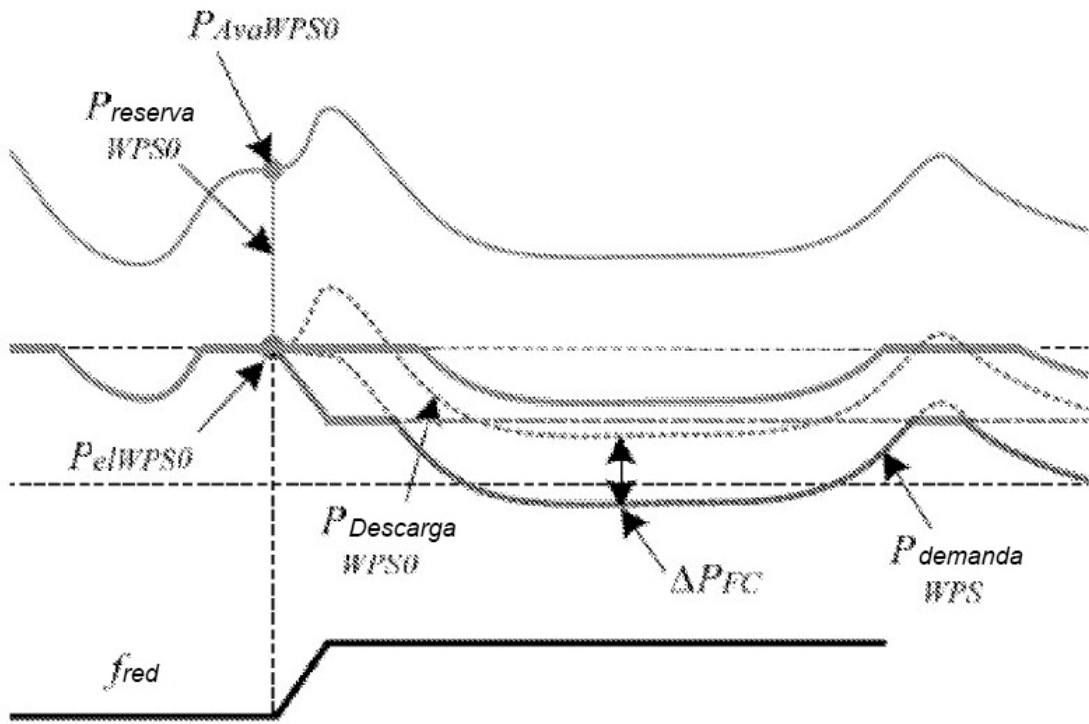


Figura 8

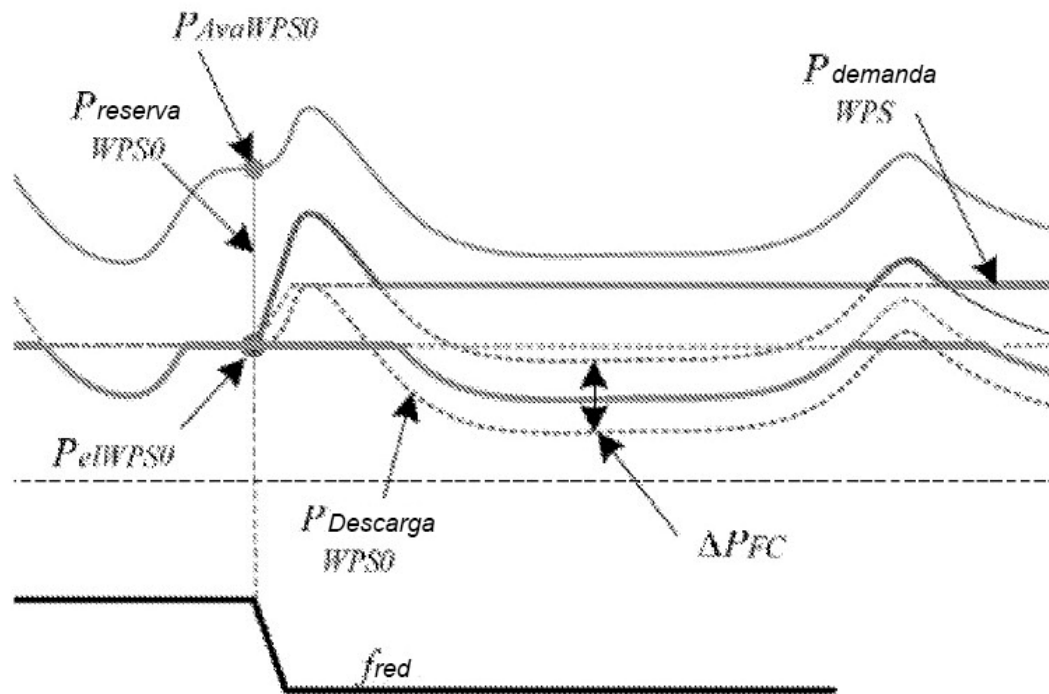


Figura 9

Estado de sistema		Intervalo de frecuencia [Hz]		
A	Intervalo de operación normal	49,8 a 50,2	49,5 a 50,5	49,9 a 50,1
B	Perturbaciones de sistema de transmisión	Entre 48,0-49,8 (baja)	Entre 47,5-49,5 (baja)	Entre 49,5- 49,9 (baja)
		Entre 50,2-52,0 (alta)	Entre 50,5-52,0 (alta)	Entre 50,1- 52,0 (alta)
C	Sistema de transmisión excepcional	Entre 47,0-48,0 (baja)	Entre 47,0-47,5 (baja)	Entre 47,0- 49,0 (baja)

Figura 10

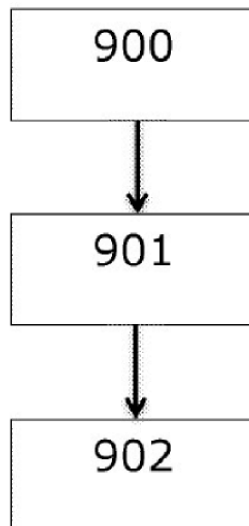


Figura 11