

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 607 118**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

H02P 9/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **11.02.2010 E 10153278 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.09.2016 EP 2224129**

54 Título: **Método de control de turbina eólica para amortiguar las vibraciones**

30 Prioridad:

27.02.2009 ES 200900551

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

29.03.2017

73 Titular/es:

**ACCIONA WINDPOWER S.A. (100.0%)
AVENIDA CIUDAD DE LA INNOVACIÓN, 5
31621 SARRIGUREN, NAVARRA, ES**

72 Inventor/es:

**ARLABÁN GABEIRAS, TERESA;
ALONSO SÁDABA, OSCAR;
GARCIA BARACE, ALBERTO;
ROYO GARCÍA, RICARDO;
TONKS, STEPHEN;
GARCÍA SAYÉS, JOSE MIGUEL y
NUÑEZ POLO, MIGUEL**

74 Agente/Representante:

PONS ARIÑO, Ángel

ES 2 607 118 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Método de control de turbina eólica para amortiguar las vibraciones

5 Objeto de la invención

La presente invención, tal como se expresa en el título de la presente memoria, se refiere a un método de control de turbina eólica y turbina eólica, en el que el objeto esencial de la invención es amortiguar las vibraciones del sistema de transmisión en cualquier situación, incluso durante caídas de tensión profundas.

10 Un segundo objeto de la invención es una unidad de control de turbina eólica configurada para ejecutar dicho método de control.

15 Un tercer objeto de la invención es una turbina eólica que incluya dicha unidad de control.

Campo de aplicación

La presente memoria divulga un método de control de turbina eólica, cuyo método es aplicable a todos los tipos de turbinas eólicas para la amortiguación de las vibraciones del sistema de transmisión.

20 Antecedentes de la invención

Como es conocido, las turbinas eólicas comprenden un generador eléctrico y un convertidor conectado a dicho generador, por medio del cual se controla la potencia o el par del generador.

25 Las turbinas eólicas comprenden también sistemas de control en los que las instrucciones de par o de potencia se calculan basándose en los parámetros de funcionamiento de la turbina tal como la velocidad de giro del generador, potencia generada o velocidad del viento.

30 El sistema de transmisión, que transmite el par desde el rotor aerodinámico al rotor del generador eléctrico, tiene ciertos modos de vibración debidos a los momentos de inercia y rigideces torsionales de los diferentes componentes. Dichas vibraciones provocan fatiga en los componentes mecánicos, particularmente en el multiplicador, si hay uno.

35 Los sistemas de control incorporan normalmente algoritmos a través de los que se modifican las instrucciones de par o de potencia para la amortiguación de las vibraciones del sistema de transmisión para reducir la fatiga de los componentes.

40 La Patente de Estados Unidos 4.453.378 B1 divulga una técnica para amortiguación de vibraciones en el sistema de transmisión que actúa sobre las palas del rotor de un helicóptero. Dicha amortiguación se consigue mediante la resta de un término calculado basándose en la velocidad de giro del rotor a partir de la señal de control del motor, generando de ese modo un par en contrafase respecto a las oscilaciones del sistema de transmisión.

45 De la misma manera, la patente EP 1.007.844 B1 divulga un bucle que calcula la instrucción de par basándose en el error entre la potencia generada y la instrucción de potencia. Un término de amortiguación de vibraciones calculado por la aplicación de un filtro a la velocidad del generador se resta de dicha instrucción.

50 Un método adicional de control de amortiguación de las vibraciones se muestra en "Fault ride-through capability of DFIG wind turbines" por Hansen et ál., Renewable Energy, vol.32, n.º 9, 6 de marzo de 2007, Pergamon Press, Oxford.

Las técnicas de control descritas pueden aplicarse a diferentes configuraciones de conversión, tanto en un generador de doble alimentación como en un convertidor de plena potencia.

55 El generador de doble alimentación comprende un generador de inducción que tiene su estátor conectado a la red eléctrica y el rotor conectado a un convertidor, en donde las corrientes en el rotor del generador se controlan, controlando de ese modo tanto el par como la generación de potencia reactiva en el generador.

60 Una configuración con un convertidor de plena potencia es aquella en la que el estátor de un generador, que puede ser síncrono o asíncrono, se conecta a un convertidor a través del que pasa toda la potencia generada.

65 El par y la potencia en un generador se relacionan con la velocidad de rotación del rotor. De la misma manera que se han descrito controles que generan instrucciones de par con el objeto de amortiguar las oscilaciones en el sistema de transmisión, pueden llevarse a cabo controles que generen instrucciones de potencia para la misma finalidad.

Adicionalmente, en un generador de doble alimentación la potencia generada por el estátor es un parámetro que solo difiere del par eléctrico en una constante.

Por esa razón, pueden implementarse los controles basados en la potencia del estátor en lugar del par.

5 Por otro lado, es esencial respetar las corrientes máximas de generador y convertidor. Por esta razón, las unidades de control del convertidor siempre incorporan limitadores de corriente. Durante una caída de tensión la potencia máxima que puede evacuarse disminuye en paralelo con la tensión.

10 De acuerdo con el estado de la técnica, la instrucción de par o potencia debería contener un término de amortiguación del sistema de transmisión que implique una modulación de la misma frecuencia que las oscilaciones del sistema de transmisión. Sin embargo, durante una caída de tensión esta instrucción no puede seguirse debido a la obligada limitación en las corrientes, lo que provoca que el par efectivo en el generador sea el mismo que el que corresponde a las corrientes máximas y por lo tanto dicho término de amortiguación desaparece en dicho par efectivo.

15 En el estado de la técnica, la consecuencia es que durante una caída de tensión, el par efectivo del generador no tiene la modulación de par de la instrucción de par, que se consigue por medio del término de amortiguación.

20 Descripción de la invención

La presente especificación describe un método de control de turbina eólica por medio del que se amortiguan las vibraciones del sistema de transmisión, incluso en presencia de caídas de tensión en particular y, en general, en cualquier evento que sea susceptible de reducir la capacidad de generación de corriente activa.

25 Dicho método se aplica a una turbina eólica de velocidad variable que comprende:

- un rotor,
- un tren de potencia acoplado al rotor que transmite la potencia mecánica a un generador eléctrico, y
- 30 • un convertidor conectado a dicho generador, por medio del que se controla el par o potencia del generador, que tiene
- una unidad de control que calcula las instrucciones de par o potencia basándose en un método que comprende las siguientes etapas:
- 35 - cálculo de una instrucción de par o potencia inicial basándose en el estado de funcionamiento de la turbina,
- cálculo de un término de ajuste de par o potencia para amortiguar los modos de vibración del sistema de transmisión, y
- cálculo de una instrucción de par o potencia final mediante la aplicación del término de ajuste a la instrucción inicial.

40 El método de la invención se caracteriza por que también comprende las siguientes etapas:

- estimación de la potencia activa máxima que puede evacuarse basándose en la tensión de la red eléctrica,
- estimación del valor probable máximo para el término de ajuste,
- 45 - cálculo de un valor límite de la instrucción de par o potencia inicial basándose en la potencia máxima que puede evacuarse y dicho valor máximo del término de ajuste, y
- aplicación de dicho valor límite a la instrucción de par o potencia inicial para aplicar el término de ajuste para el cálculo de la instrucción final, mediante lo que se reserva un margen de modo que el término de ajuste amortigüe las vibraciones del sistema de transmisión.

50 Por lo tanto, como la instrucción inicial está limitada antes de la aplicación del término de ajuste, la instrucción final será generalmente más baja o igual a la correspondiente a la máxima potencia que puede evacuarse a la red. La consecuencia es que, incluso durante una caída de tensión, el par eléctrico efectivo en la máquina tendrá la modulación de par implicada por el término de ajuste, manteniendo activa la amortiguación en el sistema de transmisión.

55 En otro aspecto de la invención, el valor probable máximo para el término de ajuste se estima como el más alto de los valores de ajuste aplicados en los ciclos de cálculo previos. Los valores de ajuste tenidos en cuenta para calcular dicho término comprenden un periodo de tiempo de al menos la mitad del periodo del modo de oscilación principal del sistema de transmisión.

60 En una realización de la invención, el término de ajuste es un término que se añade a la instrucción inicial para calcular la instrucción final y, a su vez, el valor límite de la instrucción inicial se calcula como la diferencia entre:

- 65 - la instrucción de par o potencia inicial a la que se generaría la potencia activa sustancialmente igual a la potencia activa máxima que puede evacuarse, y

- el valor máximo estimado para el término de ajuste.

En esta forma, la suma de la instrucción inicial, una vez limitada, más el término de ajuste da una expresión final que no superará la que corresponde a la potencia máxima que puede evacuarse. Por lo tanto, la instrucción de par o potencia final contendrá la modulación para la amortiguación del sistema de transmisión, incluso en aquellas situaciones en las que la potencia que puede evacuarse está limitada por las condiciones de la red eléctrica.

Como puede entenderse fácilmente, sería equivalente a calcular el término de ajuste con el signo opuesto y a continuación restar dicho término de ajuste de la instrucción inicial para calcular la instrucción final.

Durante una caída de tensión se requiere normalmente que la turbina genere potencia reactiva capacitiva para colaborar en el restablecimiento de la red. En el caso de incursiones de tensión fuera de los límites de la red, la situación es similar. Es normal solicitar la generación de la potencia reactiva adecuada, en este caso inductiva, para colaborar en el restablecimiento de la tensión.

Como se ha expuesto previamente, las corrientes máximas no pueden excederse. Debido a esto, en otro aspecto de la invención, la potencia activa máxima que puede evacuarse se calcula teniendo en cuenta la tensión de la red eléctrica, además de la potencia reactiva que debería evacuarse a la red eléctrica.

Es posible incorporar una turbina eólica o dispositivos aerogeneradores que absorban la energía eléctrica, o bien debido a que la almacenan o debido a que la consumen, normalmente en resistencias.

En otro aspecto, la distribución de la energía a dispositivos auxiliares dispuestos en la turbina eólica para disipar o almacenar energía es también tenida en cuenta para calcular la potencia activa máxima que puede evacuarse. La potencia activa máxima que puede evacuarse se incrementa por la potencia que puede derivarse a dichos dispositivos auxiliares.

En una primera alternativa de la invención, el generador eléctrico es un generador de inducción, en el que el convertidor se conecta al rotor del generador eléctrico.

En una segunda alternativa de la invención, el generador eléctrico es síncrono de imanes permanentes o asíncrono de jaula de ardilla, en el que el convertidor se conecta al estátor del generador.

Un segundo objeto de la invención es una unidad de control de turbina eólica configurada para llevar a cabo el método de control previamente descrito.

Un tercer objeto de la invención es una turbina eólica que incluya dicha unidad de control.

Para complementar la descripción que sigue y con la finalidad de comprender mejor las características de la invención, la presente memoria se acompaña por un conjunto de dibujos en cuyas figuras se representan los detalles más característicos de la invención en una forma ilustrativa y no limitativa.

Breve descripción de los dibujos

La Figura 1 muestra una vista de una turbina eólica de doble alimentación.

La Figura 2 muestra una vista de una turbina eólica con un convertidor de plena potencia.

La Figura 3 muestra una vista esquemática del sistema de control de la invención.

La Figura 4 muestra una vista esquemática del sistema de control del convertidor.

La Figura 5 muestra gráficos de resultados comparativos con un sistema de control de acuerdo con el estado de la técnica y otro de acuerdo con la invención.

Descripción de una realización preferida

A la vista de las figuras anteriormente mencionadas y de acuerdo con el sistema de numeración adoptado, podemos observar que la Figura 1 muestra una turbina eólica de doble alimentación, en una forma tal que un rotor 1 captura la energía eólica que se transmite como par a un generador 3 de inducción. En una realización preferida, se interpone una caja de engranajes 2 para proporcionar un incremento en la velocidad de rotación al eje del generador y reducir el par. Se conecta un convertidor 4 al rotor del generador 3. El estátor del generador 3 se conecta directamente a la red eléctrica por medios de conexión.

En una realización preferida, el convertidor 4 se conecta a la red por medio de un transformador 5. El rotor del generador consume o genera potencia activa basándose en su punto de funcionamiento. La potencia activa total (P_{out}) es la suma de la potencia generada por el estátor (P_s) y la potencia de salida del convertidor (P_c). De la misma manera, la potencia reactiva total (Q_{out}) es la suma de la potencia reactiva generada por el estátor (Q_s) y la generada por el convertidor (Q_c).

En una forma similar, la Figura 2 muestra un rotor 9 que transmite energía eólica a un generador 11, que puede ser síncrono o asíncrono. En una realización preferida, el generador es síncrono de imanes permanentes o asíncrono de jaula de ardilla. En una realización preferida, se interpone una caja de engranajes 10. Puede construirse una realización alternativa sin un multiplicador, dimensionando el generador de modo que genere potencia eléctrica con una velocidad del eje del generador sustancialmente igual a la velocidad de giro del rotor 9. Se conecta un convertidor 12 al estátor del generador 11. En una realización preferida, el convertidor se conecta a la red por medio de un transformador 13. En este caso, las potencias activa (Pout) y reactiva (Qout) son las salidas del convertidor.

El acoplamiento entre el rotor 1, 9 y el generador 3, 11 no es completamente rígido, debido a lo que la inercia de los diferentes componentes del sistema de transmisión y la rigidez torsional del acoplamiento entre ellos da lugar, al menos, a una frecuencia de resonancia. Una unidad de control 6 controla el convertidor de modo que consiga una instrucción de par en el generador (Tref) y una instrucción de potencia reactiva (Qref).

En una realización preferida, una unidad de control 7 de la turbina eólica o aerogenerador genera las instrucciones de par del generador (Tref) y de potencia reactiva (Qref). Dicha unidad de control, basándose en la información relativa a la tensión de la red (Vnet) y velocidad del eje del generador (wg), genera una instrucción de par (Tref) con una modulación de una frecuencia similar a las oscilaciones en el sistema de transmisión y una amplitud de señal de modo que amortigüe dichas oscilaciones.

Un experto en la materia puede diseñar fácilmente el sistema de modo que trabaje con las instrucciones de potencia en lugar de con instrucciones de par, dado que ambas magnitudes se relacionan por la velocidad de giro del eje del generador, que es un valor conocido.

En el caso de un generador de doble alimentación es particularmente ventajoso usar instrucciones de potencia de estátor, dado que la potencia del estátor es igual al par multiplicado por una constante, siendo dicha constante la frecuencia de la red multiplicada por (2*pi). Por lo tanto, siempre que se describen en el presente documento a continuación instrucciones de par pueden sustituirse de modo equivalente por instrucciones de potencia.

La Figura 3 describe parte de la unidad de control 6. Las instrucciones de par (Tref) y potencia reactiva (Qref) se transforman en instrucciones de corriente. En una realización preferida, se usa la técnica de control del vector conocido, calculando instrucciones en el eje (d) y (q), (iqr) y (idr), de los módulos 15 y 16. En una realización preferida, los módulos 14 y 15 son reguladores (PI) que calculan las instrucciones (iqr) y (idr), respectivamente, basándose en el error entre el par (Tref) y la instrucción de par efectivo en el generador (Tg) y el error entre la potencia reactiva (Qref) y la instrucción de potencia reactiva (Qs) generada. Podrían usarse sin embargo otros tipos de reguladores. Dichas instrucciones se limitan posteriormente en el módulo 14, teniendo en cuenta el límite de corriente más bajo del generador y convertidor (Imax), de tal manera que dichas instrucciones no impliquen una corriente que exceda dichos valores límite, cumpliendo la siguiente ecuación:

$$\sqrt{Iqr_ref^2 + Idr_ref^2} < I_{max}$$

En situaciones normales, el par del generador (Tg) efectivo es similar a la instrucción de par (Tref). Sin embargo, durante una caída de tensión la potencia máxima que puede evacuarse disminuye en paralelo con la tensión, dado que no puede superarse la corriente máxima (Imax) y la potencia depende del producto de tensión y corriente. Debido al hecho de que, a su vez, la potencia activa generada es el producto del par (Tg) y la velocidad del eje (wg), sin cambios sustanciales en la velocidad, la limitación de la potencia que puede evacuarse es equivalente a una limitación en el par del generador (Tg).

En esta situación, en el estado de la técnica no puede conseguirse la instrucción de par (Tref), siendo el par efectivo (Tg) sustancialmente más pequeño que la referencia e igual al resultante de la limitación de las corrientes en el módulo 14 al valor máximo (Imax). La consecuencia final es que, incluso si la instrucción de par (Tref) tuviera la modulación resultante de la aplicación del término de amortiguación al sistema de transmisión, el par efectivo (Tg) no tendría dicha modulación. Por lo tanto, la amortiguación en el estado de la técnica desaparece durante caídas de tensión o en otra situación que limite la capacidad para evacuar potencia activa.

La Figura 4 muestra una vista detallada de una unidad de control de turbina eólica de acuerdo con la invención, de tal manera que un módulo 17 calcula un término de ajuste del par (Taj) que se aplica a la instrucción de par inicial (Ti) para calcular la instrucción de par (Tref). En una realización preferida, dicho término de ajuste se calcula basándose en la velocidad del eje del generador (wg). Sin embargo, dicho término de ajuste podría calcularse basándose en otros parámetros indicativos de las oscilaciones en el sistema de transmisión del generador.

En una realización preferida, el término de ajuste (Taj) se aplica a la instrucción de par inicial (Ti) por medio de una suma. Son posibles otras realizaciones, en las que el término de ajuste se calcula con el signo opuesto, siendo aplicado a la instrucción inicial por medio de una resta, u otras realizaciones en las que el término de ajuste (Taj) se aplica como un factor que se aplica a la instrucción de par inicial (Ti) por medio de una multiplicación, consiguiendo de ese modo la modulación adecuada para amortiguar las oscilaciones en el sistema de transmisión.

En una realización preferida, el módulo de cálculo 17 del término de ajuste es un filtro paso bajo en el que la frecuencia de resonancia principal del sistema de transmisión está dentro del intervalo de frecuencia activa de dicho filtro, proporcionando también dicha frecuencia con la amplitud y fase adecuadas de modo que el término resultante (Taj), al ser aplicado a la instrucción inicial (Ti), amortigua las oscilaciones del sistema de transmisión.

5 En una realización preferida, la potencia activa máxima que puede evacuarse (Pev) a la red basándose en la tensión de red (Vnet) se calcula en un módulo 18.

10 En otra realización preferida, la referencia de potencia reactiva (Qref) también se tiene en cuenta para calcular la potencia máxima que puede evacuarse. En una realización preferida, dichos cálculos incluyen el cálculo de la corriente reactiva de referencia (IR_ref) basándose en la potencia de referencia activa asociada a controles de tensión y la tensión de red.

$$I_{R_ref} = \frac{Q_{ref}}{\sqrt{3} \cdot V_{net}}$$

15 En una realización preferida, los controles de tensión dan directamente la corriente reactiva de referencia (IR_ref) como la referencia, debido al hecho de que en el bloque 18 la potencia que puede evacuarse (Pev) se calcula basándose en la tensión de red (Vnet) y la corriente reactiva (IR_ref).

20 El margen de corriente activa disponible (IA_disp) para generación de par se calcula basándose en la corriente reactiva (IR_ref) y los límites de corriente del dispositivo eléctrico más restrictivo, por ejemplo, el generador o el convertidor.

$$I_{A_disp} = \sqrt{I_{Nom}^2 - I_{R_ref}^2}$$

25 En una realización preferida en la que el generador es de doble alimentación, la corriente nominal (Inom) del generador se usa como un límite de corriente.

30 En una realización preferida en la que el generador es un generador de imanes permanentes o de jaula de ardilla y el convertidor es un convertidor de plena potencia, la corriente nominal (Inom) del convertidor se usa como un límite de corriente.

La potencia que puede evacuarse (Pev) se calcula basándose en la corriente activa (IA_disp) y la tensión de red (Vnet).

$$P_{ev} = \sqrt{3} \cdot V_{net} \cdot I_{A_disp}$$

En una realización preferida, el par máximo (Tmax) correspondiente a dicha potencia máxima que puede evacuarse (Pev) se calcula en un módulo 19.

40 En una realización preferida, la turbina comprende un dispositivo 8 que puede, al menos en una forma transitoria, consumir potencia eléctrica (Px). Dicha potencia eléctrica pueda almacenarse, por ejemplo, en baterías o consumirse mediante la disipación en una resistencia o, por ejemplo, mediante la generación de hidrógeno. De acuerdo con esta realización, la potencia consumida (Px) se añade a la potencia máxima que puede evacuarse (Pev) para obtener la potencia (Pmax) basándose en la que se calcula el par máximo (Tmax) que puede obtenerse en el generador en el módulo 19.

En una realización preferida, el valor máximo estimado (Tajmax) del término de ajuste (Taj) en los ciclos siguientes se resta del par máximo (Tmax), obteniendo el valor de limitación (Timax) de la instrucción de par inicial (Ti).

50 En una realización preferida, el término (Tajmax) se calcula en un módulo 20 como el valor de pico alcanzado por (Taj) en los ciclos de cálculo previos, a lo largo de un período de tiempo de al menos la mitad del periodo de la frecuencia de oscilación del sistema de transmisión. La amplitud de modulación del par requerido para amortiguar las vibraciones se estima en esta forma y, por lo tanto, dentro del par máximo disponible (Tmax), valor al que debe limitarse la instrucción de par inicial (Ti) para reservar suficiente margen para una amortiguación efectiva.

En una realización preferida, el límite calculado (Timax) se aplica a la instrucción de par inicial (Ti) en un módulo 21. Posteriormente, se aplica el término de ajuste (Taj) para la amortiguación del sistema de transmisión, dando como resultado finalmente la instrucción de par (Tref).

60 La Figura 5 muestra una comparación de resultados con un sistema de acuerdo con el estado de la técnica (22 y 24) y con otro de acuerdo con una realización preferida de la invención (23 y 25).

Con un sistema de control de acuerdo con el estado de la técnica, en el caso de una reducción de tensión el par del generador 22 se limita para limitar las corrientes al máximo en el que pueden circular a través del convertidor y del generador.

- 5 Incluso si la instrucción de par fuera a tener un componente de modulación para amortiguar el sistema de transmisión, dicha modulación no aparece hasta que se restablezca la tensión. En consecuencia, las oscilaciones inducidas en el sistema de transmisión, excitado por la súbita caída de par, pueden observarse en la velocidad del generador 24. Dichas oscilaciones continúan hasta que el restablecimiento de la tensión permite, en el estado de la técnica, el inicio de la modulación del par 22 para amortiguar dichas oscilaciones. Las oscilaciones en el sistema de
10 transmisión producen fatiga de componentes y velocidades de pico más altas en la velocidad del generador.

- A diferencia del anterior, con el sistema de control de la invención en la misma situación, el par 23 tiene la modulación requerida para amortiguar el sistema de transmisión incluso cuando el par está limitado por una reducción en la tensión de red. Esto es debido al hecho de que, como se ha explicado anteriormente, el par inicial se
15 limita previamente a la aplicación del término de amortiguación, de tal manera que el par resultante es menor que el par que corresponde a las corrientes máximas (y que corresponde al par 22 del estado de la técnica). En consecuencia, en la velocidad del generador 25 se observa una oscilación inicial en un sistema de transmisión, resultado de la excitación del modo de liberación debido a la súbita caída de par; sin embargo dicha oscilación es rápidamente amortiguada por la presencia de la modulación en el par 23. De esta forma, se reducen la fatiga de
20 componentes y el pico de velocidad máxima del generador, reduciendo el riesgo de parada debido a sobrevelocidad.

En una realización preferida, la unidad de control 7 es un dispositivo programable configurado para ejecutar el método previamente descrito.

REIVINDICACIONES

1. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, siendo dicha turbina de velocidad variable y comprendiendo:

- 5 • un rotor (1, 9),
- un tren de potencia acoplado al rotor que transmite la potencia mecánica a un generador eléctrico (3, 11), y
- un convertidor (4, 12) conectado al generador, por medio del que se controla el par o potencia del generador, y que tiene
- 10 • una unidad de control (7) que calcula las instrucciones de par (Tref) o potencia basándose en un método que comprende las siguientes etapas:
 - cálculo de una instrucción de par (Ti) o instrucción de potencia inicial basándose en el estado de funcionamiento de la turbina,
 - 15 - cálculo de un término de ajuste de par (Taj) o potencia para amortiguar los modos de vibración del sistema de transmisión, y
 - cálculo de una instrucción de par (Tref) o potencia final mediante la aplicación del término de ajuste a la instrucción inicial.

caracterizado por que también comprende las siguientes etapas:

- 20 - estimación de la potencia activa máxima que puede evacuarse (Pev) basándose en la tensión de la red eléctrica (Vnet), siendo definida la potencia activa máxima que puede evacuarse (Pev) como la potencia activa máxima que puede evacuarse a la red eléctrica,
- estimación de un valor probable máximo para el término de ajuste (Tajmax),
- 25 - cálculo de un valor límite de la instrucción de par (Timax) o potencia inicial basándose en la potencia máxima que puede evacuarse (Pev) y el valor máximo del término de ajuste (Tajmax), y
- aplicación de dicho valor límite (Timax) a la instrucción de par (Ti) o potencia inicial previamente a la aplicación del término de ajuste (Taj) para el cálculo de la instrucción final, mediante lo que se reserva un margen de modo que el término de ajuste amortigüe las vibraciones del sistema de transmisión.

2. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** la potencia activa máxima que puede evacuarse (Pev) se calcula basándose en la corriente activa disponible (IA_disp) y la tensión de la red eléctrica (Vnet), de acuerdo con:

$$35 \quad P_{ev} = \sqrt{3} \cdot V_{net} \cdot I_{A_disp}$$

3. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con la reivindicación 2, **caracterizado por que** la corriente activa disponible (IA_disp) se calcula basándose en la referencia de corriente reactiva (IR_ref).

40 4. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con las reivindicaciones 2 o 3, **caracterizado por que** la corriente activa disponible (IA_disp) se calcula basándose en los límites de corriente del generador o del convertidor.

45 5. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado por que** el valor probable máximo para el término de ajuste (Tajmax) se estima como el valor de ajuste (Taj) máximo aplicado a los ciclos de cálculo previos.

50 6. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con la reivindicación 5, **caracterizado por que** el término de ajuste (Taj) es un término que se añade a la instrucción inicial para calcular la instrucción final y debido a que el valor límite de la instrucción inicial se calcula como la diferencia entre:

- la instrucción de par (Tmax) o potencia inicial a la que se generaría la potencia activa sustancialmente igual a la potencia activa máxima que puede evacuarse (Pev), y
- 55 - el valor máximo estimado para el término de ajuste (Tajmax).

7. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, **caracterizado por que**, además de la tensión de la red eléctrica (Vnet), se tiene en cuenta también la potencia reactiva que debe evacuarse a la red (Qref) para calcular la potencia activa máxima que puede evacuarse (Pev).

60 8. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con la reivindicación 7, **caracterizado por que** la distribución de la potencia (Px) a dispositivos auxiliares dispuestos en la turbina eólica para disipar o almacenar energía también se tiene en cuenta para calcular la potencia activa máxima que puede evacuarse.

65 9. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, **caracterizado por que** el generador eléctrico (3) es un generador de inducción, estando el convertidor (4)

conectado al rotor del generador eléctrico.

5 10. MÉTODO DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA, de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, **caracterizado por que** el generador eléctrico (3) es síncrono de imanes permanentes o asíncrono de jaula de ardilla, estando el convertidor (4) conectado al estátor del generador.

11. UNIDAD DE CONTROL DE TURBINA EÓLICA que comprende:

- 10
- un rotor (1, 9),
 - un tren de potencia acoplado al rotor que transmite la potencia mecánica a un generador eléctrico (3, 11), y
 - un convertidor (4, 12) conectado al generador, por medio del que se controla el par o potencia del generador,

15 **caracterizado por que** se configura para calcular una instrucción de par (Tref) o potencia mediante la aplicación de un método, tal como se ha descrito en cualquiera de las reivindicaciones precedentes.

12. TURBINA EÓLICA de velocidad variable que comprende:

- 20
- un rotor (1, 9),
 - un tren de potencia acoplado al rotor que transmite la potencia mecánica a un generador eléctrico (3, 11), y
 - un convertidor (4, 12) conectado al generador, por medio del que se controla el par o potencia del generador,

25 **caracterizado por que** comprende también una unidad de control (7) configurada para calcular una instrucción de par (Tref) o potencia para el convertidor mediante la aplicación de un método, tal como se ha descrito en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10.

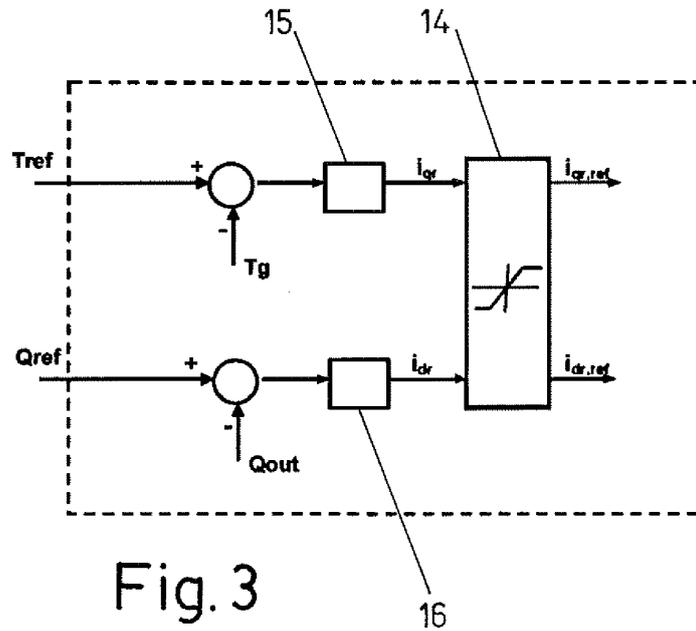


Fig. 3

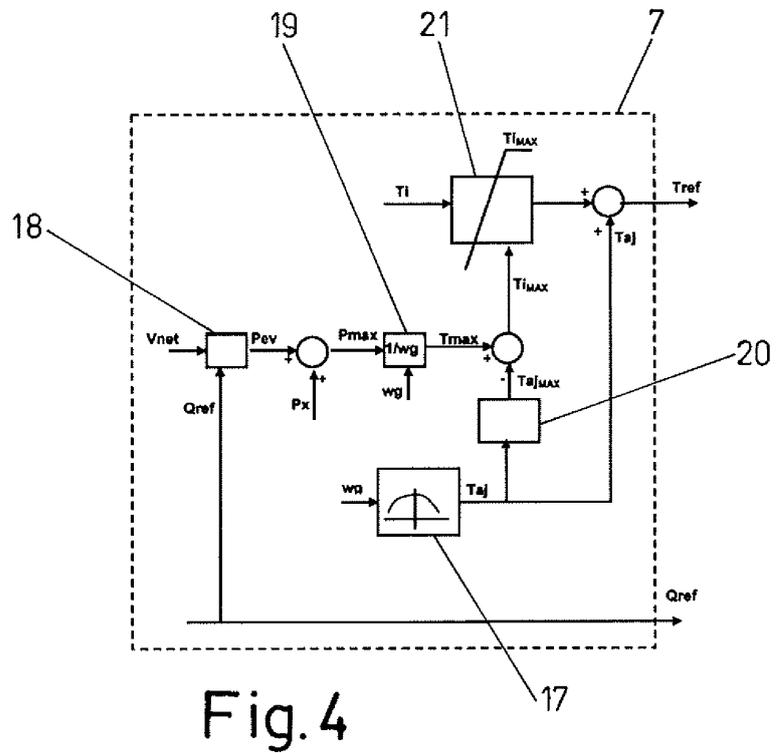


Fig. 4

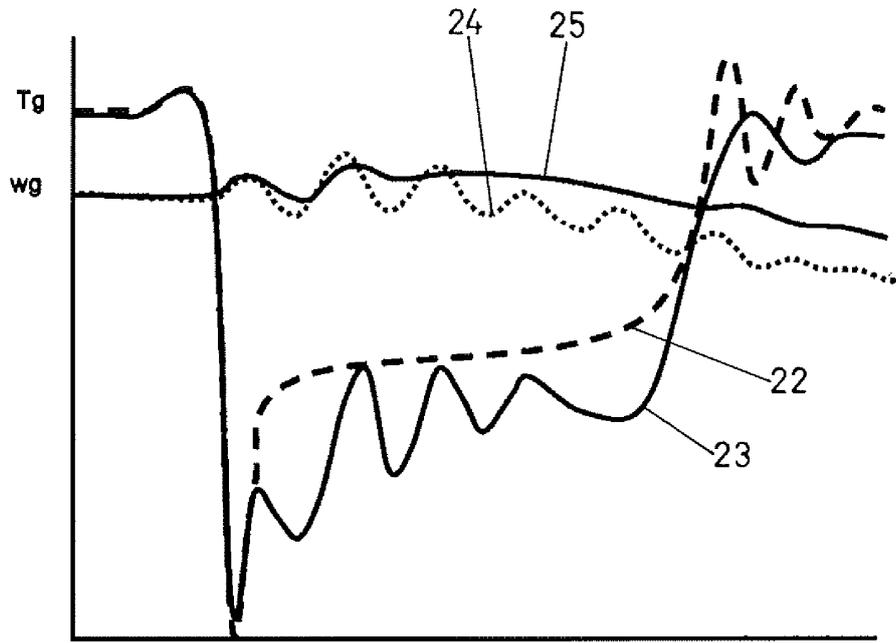


Fig. 5