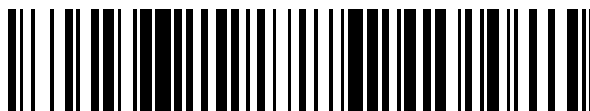


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 710 103**

51 Int. Cl.:

G01P 13/02 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **18.04.2011** **E 11162814 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **28.11.2018** **EP 2515122**

54 Título: **Método para medir la dirección del viento en la estela de un rotor de turbina eólica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la
traducción de la patente:
23.04.2019

73 Titular/es:

SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Werner-von-Siemens-Straße 1
80333 München, DE

72 Inventor/es:

LIND, SOEREN OEMANN

74 Agente/Representante:

LOZANO GANDIA, José

ES 2 710 103 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).

MÉTODO PARA MEDIR LA DIRECCIÓN DEL VIENTO EN LA ESTELA DE UN ROTOR DE TURBINA EÓLICA

DESCRIPCIÓN

5 La presente invención se refiere a un método para medir la dirección del viento y a una turbina eólica.

La veleta que controla o que mide la dirección de guiñada de la góndola y el rotor de turbina eólica a barlovento se sitúa normalmente en la góndola detrás del rotor. La perturbación de flujo debida al rotor tendrá un impacto sobre la lectura de la veleta, y proporcionará una medición sesgada de la dirección del viento dando como resultado un error de guiñada. El error de guiñada es el fenómeno en el que la turbina no está apuntando hacia el viento, lo que da como resultado que la dirección del viento no sea perpendicular al plano del rotor.

Para minimizar el problema, la veleta se monta normalmente en la posición que se considera que sólo tiene un flujo de entrada perturbado de forma menor.

15 Un método más avanzado para medir la dirección del viento es disponer instrumentación delante del rotor. Al hacerlo así, la instrumentación tiene un flujo de entrada libre, y se evita la estela del disco de rotor. También pueden usarse sensores de presión montados en la carcasa del buje (*spinner*) o una superficie delante de la turbina, para medir la dirección del viento. Sin embargo, ambos tipos tienen la desventaja de que los costes son superiores que usando la veleta situada en la góndola clásica. Por ese motivo, la veleta situada en la góndola es todavía la solución más usada.

La veleta puede ser de tipo o bien mecánico o bien sónico o, por ende, de cualquier otro tipo. Generalmente, se conoce en la técnica un anemómetro de buje que usa sensores de presión montados en la carcasa del buje delante del rotor. Además, se conocen veletas y anemómetros clásicos montados en una varilla delante de la carcasa del buje.

En los documentos US 2008/0111379 A1, JP 1 284 763 A, EP 2 067 989 A2 y US 4.011.752, se describen diferentes métodos que miden la velocidad del viento o la dirección del viento.

30 Un primer objetivo de la presente invención es proporcionar un método mejorado para medir la dirección del viento en la estela de un rotor de turbina eólica. Un segundo objetivo de la presente invención es proporcionar una turbina eólica ventajosa.

35 El primer objetivo se resuelve mediante un método para medir la dirección del viento según la reivindicación 1. El segundo objetivo se resuelve mediante una turbina eólica según la reivindicación 8. Las reivindicaciones dependientes definen desarrollos adicionales de la presente invención.

40 El método de la invención para medir la dirección del viento comprende las etapas de medir la dirección del viento en la estela de un rotor de turbina eólica, y clasificar la señal de dirección del viento obtenida usando al menos un parámetro de clasificación. Por ejemplo, la dirección del viento puede medirse mediante un medio que está ubicado en la estela del rotor. El medio para medir la dirección del viento puede estar ubicado preferiblemente en una góndola de la turbina eólica. Ventajosamente, puede usarse una veleta como medio para medir la dirección del viento.

45 La presente invención tiene la ventaja de que puede minimizarse el error de guiñada de un rotor de una turbina eólica. Esto puede obtenerse mejorando la señal de dirección del viento medida. La ventaja de usar el error de guiñada es que se mejora la producción eléctrica, y se minimizan las cargas sobre la construcción. Por consiguiente, aumentan los beneficios económicos y se reducen los costes de componentes.

50 La dirección del viento puede medirse en función de un parámetro de clasificación y la dirección del viento medida puede clasificarse dependiendo del parámetro de clasificación. Por ejemplo, la dirección del viento puede medirse en función del ángulo azimutal del rotor. La señal de dirección del viento obtenida puede clasificarse entonces dependiendo del ángulo azimutal del rotor.

55 La señal de dirección del viento se clasifica dependiendo de una señal que indica periodos, por ejemplo periodos de tiempo, con flujo de aire perturbado. El flujo de aire en la posición de medición puede perturbarse, por ejemplo, por el paso de las palas de rotor de turbina eólica cuando está en funcionamiento el rotor.

60 El ángulo azimutal de rotor y/o la velocidad de rotación del rotor y/o una señal de un sensor de gravedad (sensor G) y/o una señal de un sensor de carga pueden usarse como parámetro de clasificación. El sensor de gravedad y/o el sensor de carga pueden estar ubicados en una pala de rotor. Dicho de otro modo, el ángulo azimutal de rotor y/o la velocidad de rotación del rotor y/o la señal de un sensor de gravedad, por ejemplo ubicado en una pala de rotor, y/o una señal de un sensor de carga, por ejemplo que está ubicado en una pala de rotor, puede medirse para clasificar la señal de dirección del viento medida. Además, la señal de dirección del viento puede clasificarse por medio de un controlador de guiñada.

Generalmente, la señal de dirección del viento puede clasificarse de manera instantánea y/o continua. Esto tiene la ventaja de que puede reducirse un posible retardo temporal entre la medición y la obtención de un resultado mejorado.

La señal de dirección del viento se clasifica escogiendo o eliminando señales de dirección del viento específicas dependiendo del al menos un parámetro de clasificación. Por ejemplo, pueden eliminarse las señales de dirección del viento a grados de azimut de rotor específicos, que pueden corresponder por ejemplo a una pala de rotor que pasa a través del flujo de aire hacia la posición de medición. Esto tiene la ventaja de que pueden eliminarse las señales perturbadas por las palas de rotor y escogerse solamente las señales correspondientes a un flujo de aire no perturbado.

Además, la señal clasificada puede optimizarse más aún usando al menos un parámetro de optimización. Esto mejora adicionalmente la señal obtenida y puede reducir el error de guiñada.

Por ejemplo, una señal de velocidad del viento y/o una señal de potencia y/o una señal de ángulo de paso y/o una señal de una celda de carga pueden usarse como parámetro de optimización. Una señal de velocidad del viento y/o una señal de potencia y/o una señal de ángulo de paso y/o una señal de una celda de carga pueden medirse para optimizar la señal de dirección del viento clasificada.

La señal de veleta clasificada puede optimizarse usando, por ejemplo, una velocidad del viento medida para indicar si debe corregirse la señal de veleta clasificada. Esto podría realizarse en el controlador de guiñada mediante una tabla de consulta, por ejemplo, para la suma, resta, multiplicación y/o división de un número de consultas específico en relación con la velocidad del viento (parámetro de optimización) y la señal de azimut de rotor (parámetro de clasificación) y la señal de veleta. Generalmente, la señal clasificada puede optimizarse usando una tabla de consulta.

La turbina eólica de la invención comprende un rotor y un medio para medir la dirección del viento. El medio para medir la dirección del viento está ubicado en la estela del rotor. La turbina eólica comprende además al menos un medio para clasificar las señales de dirección del viento medidas. Esto tiene la ventaja de que puede obtenerse una señal de dirección del viento mejorada, que representa únicamente la dirección de flujo de aire no perturbado.

Además, la turbina eólica puede comprender al menos un medio para optimizar la señal clasificada. Esto permite una mejora adicional de la señal de dirección del viento obtenida. Especialmente usando uno o más sensores para medir al menos un parámetro de optimización de la turbina, es posible eliminar una parte variable de la señal de dirección del viento o señal de veleta, basándose en las condiciones de funcionamiento.

La turbina eólica puede comprender una veleta como medio para medir la dirección del viento. Además, la turbina eólica puede comprender un controlador de guiñada que comprende el medio para clasificar las señales de dirección de medición y/o el medio para optimizar la señal clasificada. Por ejemplo, el medio para clasificar la señal de dirección del viento medida puede comprender un sensor de gravedad y/o un sensor de carga. El sensor de gravedad y/o el sensor de carga pueden estar ubicados preferiblemente en una pala de rotor de turbina eólica. Además, el medio para optimizar la señal clasificada puede comprender una celda de carga. La celda de carga puede estar ubicada preferiblemente en la pala de rotor de turbina eólica.

Por medio de la presente invención, puede minimizarse el error de guiñada de un rotor de una turbina eólica mejorando una señal de dirección del viento, por ejemplo una señal de veleta, usando una o más señales de sensor para clasificar la señal de dirección del viento (parámetro de clasificación) y/o en combinación con una o más señales de sensor de optimización (parámetro de optimización).

Algunas características, propiedades y ventajas adicionales de la presente invención resultarán evidentes a partir de la siguiente descripción de una realización junto con los dibujos adjuntos. Las características mencionadas son ventajosas de manera independiente o en cualquier combinación entre sí.

La figura 1 muestra esquemáticamente una turbina eólica.

La figura 2 muestra esquemáticamente parte de una turbina eólica en una vista en perspectiva.

La figura 3 muestra esquemáticamente la dirección del viento medida mediante una veleta en función del ángulo azimutal de rotor.

Se describirá a continuación una realización de la presente invención con referencia a las figuras 1 a 3.

La figura 1 muestra esquemáticamente una turbina 1 eólica. La turbina 1 eólica comprende una torre 2, una góndola 3 y un rotor o buje 4. La góndola 3 está ubicada encima de la torre 2. El buje 4 comprende varias palas 5 de turbina eólica. El rotor o buje 4 se monta en la góndola 3. Además, el rotor 4 se monta de manera pivotante de tal modo que

puede rotar alrededor de un eje 9 de rotación. Un generador 6 está ubicado en el interior de la góndola 3. La turbina 1 eólica puede ser una turbina eólica de accionamiento directo.

La góndola 3 comprende un lado 19 cercano enfrentado al rotor 4 y un lado 20 lejano opuesto al rotor 4. Una veleta 10 está ubicada encima de la góndola, preferiblemente cerca del lado 20 lejano.

La figura 2 muestra esquemáticamente parte de una turbina 1 eólica en una vista en perspectiva. La dirección del viento se indica mediante una flecha 7. El sentido de rotación del rotor 4 se indica mediante una flecha 8. La veleta 10 que se usa para medir la dirección del viento, por ejemplo para controlar o calcular el ángulo de guiñada, está ubicada en la estela del rotor 4. Esto significa que el flujo de aire pasa en primer lugar por el rotor 4 antes de que alcance la veleta 10. El flujo de aire que llega a la veleta 10 se perturba normalmente por la influencia de las palas 5 de rotor.

La figura 3 muestra esquemáticamente la dirección del viento medida mediante la veleta 10 en función del ángulo azimutal del rotor 4. En la figura 3, el eje x indica el ángulo azimutal de rotor. El eje y indica la dirección del viento medida. Las señales de dirección del viento medidas se indican mediante el número de referencia 11. La curva 11 medida muestra partes 12, en las que la dirección del viento medida es casi constante al menos para una revolución del rotor. Estas partes 12 representan un flujo de aire no perturbado. Esto significa que la dirección del viento que se mide en partes de ángulo azimutal de rotor específicas representa la dirección del viento que también está presente en el entorno de la turbina 1 eólica. Esta dirección del viento no se ve influida por las palas 5 de rotor.

En la presente realización, el rotor 4 de tres palas provoca una perturbación por cada paso de pala cada 120 grados de rotación. En la figura 3 en los ángulos azimutales de rotor de 120°, 240°, 360° y así sucesivamente, una pala 5 de rotor pasa por la veleta 10 y perturba el flujo de aire hacia la veleta 10. La dirección del viento medida en la región de ángulo azimutal de rotor alrededor de estos ángulos que corresponde a una pala que pasa 14 muestra una señal rápidamente cambiante. Estas señales no corresponden a la dirección del viento real en el entorno de la turbina eólica y no pueden usarse para el control de guiñada o cálculos de ángulo de guiñada adicionales.

Se eliminan las señales 14 de medición perturbadas y se escogen las señales 13 de medición no perturbadas para cálculos adicionales. Puesto que el flujo de viento medido mediante la veleta 10 se perturba con cada paso de pala, puede usarse la señal de azimut de rotor (ángulo de rotor) para clasificar la señal de veleta de historial/tiempo almacenado de manera instantánea y continua. La señal de veleta puede clasificarse de manera instantánea y continua eligiendo o eliminando señales de veleta específicas a grados de azimut de rotor específicos, tal como se muestra por ejemplo en la figura 3. Esto puede realizarse directamente mediante un programa en un controlador de guiñada que controla el ángulo de guiñada del rotor 4 y la góndola 3 de la turbina 1 eólica. La señal de veleta clasificada puede optimizarse adicionalmente usando, por ejemplo, una velocidad del viento medida para indicar si debe corregirse la señal de veleta clasificada. Esto podría realizarse en el controlador de guiñada mediante una tabla de consulta, por ejemplo, para la suma, resta, multiplicación y/o división de un número de consulta específico en relación con la velocidad del viento (parámetro de optimización) y la señal de azimut de rotor (parámetro de clasificación) y la señal de veleta.

Puede obtenerse la eliminación de una parte de la señal de guiñada o la señal de dirección del viento de diversos modos. La siguiente tabla muestra diferentes opciones:

Parámetro medido principal	Parámetro de clasificación	Parámetro de optimización
Dirección del viento	Azimut de rotor	Velocidad del viento
	RPM + análisis de señal	Potencia
	Sensor G en el rotor	Ángulo de paso
	Sensor de carga en la pala	Celda de carga en la pala
	Otras señales que pueden usarse directa o indirectamente para eliminar periodos de tiempo con flujo de aire perturbado.	Otras señales que pueden optimizar directa o indirectamente el parámetro de clasificación.

La dirección del viento como parámetro medido principal puede clasificarse mediante un parámetro de clasificación. Generalmente, cada señal que puede usarse directa o indirectamente para eliminar periodos con flujo de aire perturbado puede usarse como parámetro de clasificación. Por ejemplo, el ángulo azimutal de rotor, la rotación del rotor por minuto y un análisis de señal adicional, una señal de un sensor de gravedad en el rotor 4 o la señal de un sensor de carga en la pala 5 pueden usarse como parámetro de clasificación.

Además, el método principal y la señal o el parámetro clasificado pueden optimizarse adicionalmente por medio de un parámetro de optimización. Generalmente, cada señal que puede optimizar directa o indirectamente el parámetro de clasificación puede usarse como parámetro de optimización. Por ejemplo, la velocidad del viento, la potencia, por ejemplo la potencia del rotor o la potencia de un generador, el ángulo de paso o una señal de una celda de carga, por ejemplo ubicada en una pala 5, pueden usarse como parámetro de optimización. El parámetro de optimización

puede obtenerse, por ejemplo, por medio de uno o más sensores de la turbina. Usando un parámetro de optimización, por ejemplo de un sensor adicional, se vuelve posible tener una parte variable de la señal de veleta medida principal o de la señal de veleta clasificada eliminada, por ejemplo basándose en las condiciones de funcionamiento.

5 Generalmente, pueden usarse uno o varios de los parámetros de clasificación mencionados anteriormente para clasificar la dirección del viento medida principal. Además, pueden usarse uno o varios de los parámetros de optimización mencionados anteriormente para optimizar adicionalmente la señal clasificada.

10 La presente invención usa la configuración clásica con la veleta en la góndola detrás del rotor, sin embargo mejoró usando otros sensores. Basándose en la información de otros sensores, puede eliminarse parte de la señal de la veleta, y al hacerlo así, puede mejorarse la lectura de la dirección del viento y, por consiguiente, puede minimizarse el error de guiñada. Esta señal mejorada procedente de la veleta puede usarse como señal para el sistema de control de guiñada.

15 Usando el método de la invención y/o la turbina eólica de la invención se vuelve posible obtener una señal de dirección del viento clasificada y optimizada, que corresponde a la dirección del viento real y no perturbada en el entorno de la turbina eólica. Puede usarse esta señal mejorada para cálculos de ángulo de guiñada y permite reducir el error de guiñada. Un error de guiñada reducido mejora la producción eléctrica, minimiza las cargas sobre la construcción y aumenta los beneficios económicos y reduce los componentes.

20

REIVINDICACIONES

1. Método para medir la dirección (7) del viento, que comprende las etapas de
5 - medir la dirección del viento en la estela de un rotor (4) de turbina eólica, caracterizado por
- clasificar la señal de dirección del viento obtenida usando al menos un parámetro de clasificación eliminando señales de dirección del viento específicas dependiendo del al menos un parámetro de clasificación, en el que una señal que indica periodos con flujo de aire perturbado se usa como parámetro de clasificación.
10
2. Método según la reivindicación 1, caracterizado por usar el ángulo azimutal de rotor y/o la velocidad de rotación del rotor y/o una señal de un sensor de gravedad y/o una señal de un sensor de carga como parámetro de clasificación.
15
3. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 2, caracterizado por clasificar de manera instantánea y/o continua la señal de dirección del viento.
4. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, caracterizado por medir la dirección (7) del viento en función del ángulo azimutal del rotor (4) y clasificar las señales de dirección del viento medidas dependiendo del ángulo azimutal del rotor.
20
5. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, caracterizado por optimizar la señal clasificada usando al menos un parámetro de optimización.
25
6. Método según la reivindicación 5, caracterizado por usar una señal de velocidad del viento y/o una señal de potencia y/o una señal de ángulo de paso y/o una señal de una celda de carga como parámetro de optimización.
- 30 7. Método según la reivindicación 5 o la reivindicación 6, caracterizado por optimizar la señal clasificada usando una tabla de consulta.
8. Turbina (1) eólica que comprende un rotor (4) y un medio para medir la dirección del viento que está ubicado en la estela del rotor, caracterizado por que la turbina (1) eólica comprende al menos un medio configurado para clasificar las señales de dirección del viento medidas usando al menos un parámetro de clasificación eliminando señales de dirección del viento específicas dependiendo del al menos un parámetro de clasificación, en la que una señal que indica periodos con flujo de aire perturbado se usa como parámetro de clasificación.
35
- 40 9. Turbina (1) eólica según la reivindicación 8, caracterizada por que la turbina (1) eólica comprende al menos un medio para optimizar la señal clasificada.
10. Turbina (1) eólica según la reivindicación 8 o la reivindicación 9, caracterizada por que la turbina (1) eólica comprende una veleta (10) como medio para medir la dirección (7) del viento.
45
11. Turbina (1) eólica según cualquiera de las reivindicaciones 8 a 10, caracterizada por que la turbina (1) eólica comprende un controlador de guiñada que comprende el medio para clasificar las señales de dirección del viento medidas y/o el medio para optimizar la señal clasificada.
- 50 12. Turbina (1) eólica según cualquiera de las reivindicaciones 8 a 11, caracterizada por que el medio para clasificar las señales de dirección del viento medidas comprende un sensor de gravedad y/o un sensor de carga.
- 55 13. Turbina (1) eólica según cualquiera de las reivindicaciones 8 a 12, caracterizada por que el medio para optimizar la señal clasificada comprende una celda de carga.

FIG 1

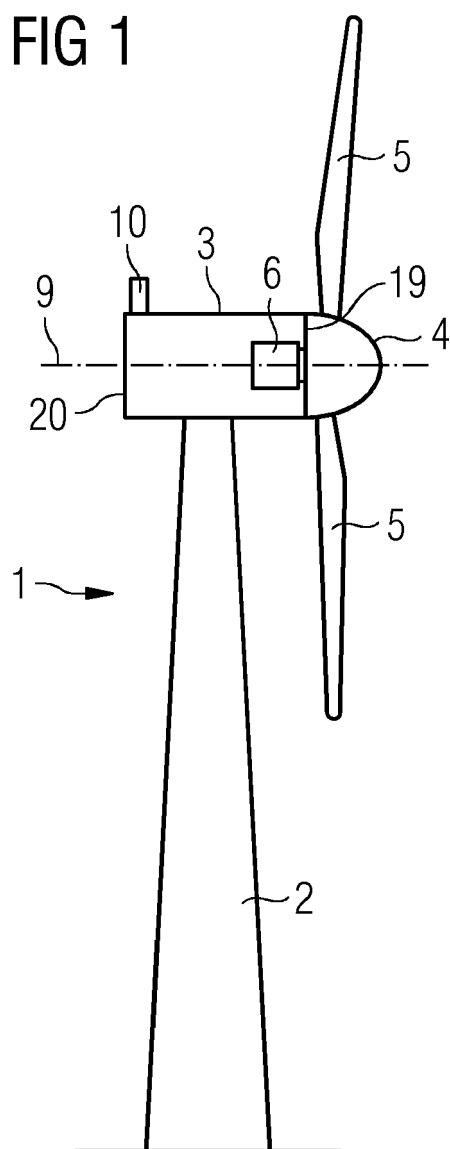


FIG 2

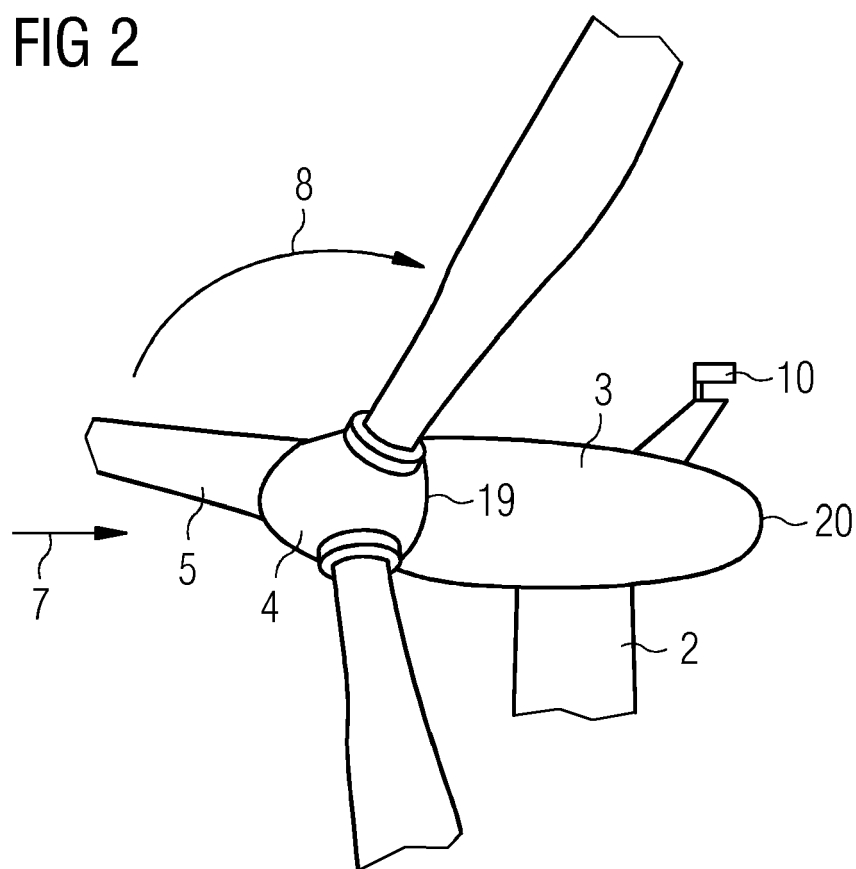


FIG 3

