

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 985 392**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **24.11.2020** **PCT/DK2020/050325**

87 Fecha y número de publicación internacional: **03.06.2021** **WO21104589**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **24.11.2020** **E 20816404 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **31.07.2024** **EP 4065837**

54 Título: **Reducción de cargas máximas fuera de la vertical en una turbina eólica**

30 Prioridad:

25.11.2019 DK PA201970719

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

05.11.2024

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

NICHOLS, JAMES ALEXANDER;
NIELSEN, ANDERS STEEN y
GRUNNET, JACOB DELEURAN

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 985 392 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

Reducción de cargas máximas fuera de la vertical en una turbina eólica

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere a un método de control de una turbina eólica, y en particular a un método de control de una turbina eólica para reducir una carga fuera de la vertical.

10 **Antecedentes de la invención**

Durante el funcionamiento, las turbinas eólicas experimentan una carga del viento en una dirección fuera de la vertical (es decir, formando un ángulo con un eje definido por la longitud de la torre de la turbina) debido a la fuerza del viento, y en particular debido a la fuerza del viento que interacciona con las palas de la turbina. Además, una turbina eólica puede tener cargas inherentes fuera de la vertical debido a imprecisiones en la construcción o instalación. Por ejemplo, las tolerancias en la construcción de la base de la turbina pueden conducir a que la turbina tenga una ligera inclinación, provocando una carga fuera de la vertical. Adicionalmente, el sol puede calentar un lado de la turbina, provocando una carga fuera de la vertical debido a una dilatación del lado calentado.

Convencionalmente, las torres de turbina se diseñan y se construyen para resistir tales cargas fuera de la vertical. De hecho, normas de diseño nacionales para turbinas tienden a requerir que se tengan en cuenta posibles cargas fuera de la vertical, que no es del viento, en las simulaciones usadas para diseñar la torre. Como resultado, se construyen torres para ser más resistentes de lo que se necesitaría que fueran de otro modo, aumentando el coste de construcción de la torre.

El documento EP2060785 A1 da a conocer un método y un sistema para hacer funcionar una turbina eólica (WTG), en el que la WTG usa un sistema de regulación de carga para regular el paso individual de las palas para compensar una carga asimétrica sobre el rotor.

30 **Sumario de la invención**

Un primer aspecto de la invención proporciona un método de control de una turbina eólica que comprende:

identificar una carga fuera de la vertical que actúa en una primera dirección sobre la turbina eólica;

determinar una dirección de una carga del viento que actúa sobre la turbina eólica;

determinar si hay un grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección; y

si es así, controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento.

La carga fuera de la vertical comprende una carga fuera de la vertical inducida por el sol.

En algunas de tales realizaciones, identificar la carga fuera de la vertical puede comprender calcular la carga fuera de la vertical inducida por el sol basándose en la ubicación de la turbina y la hora actual. Alternativa o adicionalmente, identificar la carga fuera de la vertical puede comprender calcular la carga fuera de la vertical inducida por el sol basándose en una medición a partir de un sensor meteorológico asociado con la turbina eólica.

En algunas realizaciones, la carga fuera de la vertical puede comprender un desequilibrio inherente que actúa sobre la turbina eólica.

En algunas realizaciones, determinar si hay un grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección puede comprender determinar si una componente de la dirección de la carga del viento se encuentra en la primera dirección.

En algunas realizaciones, el método puede comprender además:

determinar si la carga del viento supera un umbral de carga del viento; y

controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento si:

hay un grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección; y

la carga del viento supera el umbral de carga del viento.

En algunas realizaciones, el método puede comprender:

determinar una carga total que actúa en la primera dirección, en el que la carga total es una suma de la carga del viento fuera de la vertical y una componente de la carga del viento que actúa en la primera dirección;

5 determinar si la carga total supera un umbral de carga total; y

controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento si la carga total supera el umbral de carga total.

En algunas realizaciones, identificar la carga fuera de la vertical puede comprender:

10 monitorizar una posición de un primer punto en una base de la turbina eólica, y un segundo punto sobre una góndola de la turbina eólica; y

15 calcular la carga fuera de la vertical basándose en una diferencia entre la posición del primer punto y el segundo punto.

En algunas realizaciones, identificar la carga fuera de la vertical puede comprender determinar una suma vectorial de una pluralidad de cargas fuera de la vertical.

20 En algunas realizaciones, controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento puede comprender ajustar un paso de al menos una pala de la turbina eólica.

En algunas realizaciones, controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento puede comprender ajustar una potencia emitida por la turbina eólica.

25 En algunas realizaciones, controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento puede comprender:

proporcionar la carga del viento determinada como entrada en un modelo de comportamiento previsto de turbina eólica;

30 extraer parámetros de control a partir del modelo que reducen la carga del viento que actúa sobre la turbina eólica; y
controlar la turbina eólica según los parámetros de control.

35 Un segundo aspecto de la invención proporciona un sistema de control de turbina eólica que comprende:

un bloque de carga del viento configurado para determinar una carga del viento que actúa sobre una turbina eólica; y

40 un controlador configurado para recibir la carga del viento desde el bloque de carga del viento;

en el que el controlador está configurado para controlar la turbina eólica según el método de cualquier realización del primer aspecto.

45 Un tercer aspecto de la invención proporciona una turbina eólica que comprende un sistema de control de turbina eólica según el segundo aspecto.

Breve descripción de los dibujos

Ahora se describirán realizaciones de la invención con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

50 la figura 1 ilustra esquemáticamente una turbina eólica;

la figura 2 ilustra esquemáticamente un sistema de control de una turbina eólica; y

55 la figura 3 ilustra un método de reducción de una carga fuera de la vertical sobre una turbina eólica.

Descripción detallada de realización/realizaciones

60 La figura 1 ilustra, en una vista en perspectiva esquemática, un ejemplo de una turbina eólica 100. La turbina eólica 100 incluye una torre 102, una góndola 103 en el vértice de la torre, y un rotor 104 operativamente acoplado a un generador alojado dentro de la góndola 103. Además del generador, la góndola aloja diversos componentes requeridos para convertir energía eólica en energía eléctrica y diversos componentes necesarios para hacer funcionar, controlar y optimizar el rendimiento de la turbina eólica 100. El rotor 104 de la turbina eólica incluye un buje central 105 y una pluralidad de palas 106 que sobresalen hacia fuera desde el buje central 105. En la
65 realización ilustrada, el rotor 104 incluye tres palas 106, pero el número puede variar. Además, la turbina eólica comprende un sistema de control. El sistema de control puede estar colocado dentro de la góndola o distribuido en

varias ubicaciones dentro de la turbina y conectado en comunicación.

La turbina eólica 100 puede estar incluida en una colección de otras turbinas eólicas que pertenecen a una central de energía eólica, también denominada granja eólica o parque eólico, que sirve como central de generación de potencia conectada mediante líneas de transmisión con una red de distribución de potencia. La red de distribución de potencia consiste generalmente en una red de centrales eléctricas, circuitos de transmisión y subestaciones acopladas mediante una red de líneas de transmisión que transmiten la potencia a cargas en forma de usuarios finales y otros clientes de servicios eléctricos.

La figura 2 ilustra esquemáticamente una realización de un sistema de control 200 junto con elementos de una turbina eólica. La turbina eólica comprende palas de rotor 106 que están mecánicamente conectadas a un generador eléctrico 202 mediante una caja de engranajes 203. En sistemas de accionamiento directo, y otros sistemas, la caja de engranajes 203 puede no estar presente. La potencia eléctrica generada por el generador 202 se inyecta en una red de distribución de potencia 204 mediante un convertidor eléctrico 205. El generador eléctrico 202 y el convertidor 205 pueden basarse en una arquitectura de convertidor a escala completa (FSC) o una arquitectura de generador de inducción de doble alimentación (DFIG), pero pueden usarse otros tipos.

El sistema de control 200 comprende varios elementos, incluyendo al menos un controlador principal 220 con un procesador y una memoria, de modo que el procesador puede ejecutar tareas de cálculo basándose en instrucciones almacenadas en la memoria. En general, el controlador de turbina eólica garantiza que, en funcionamiento, la turbina eólica genera un nivel de salida de potencia solicitado. Esto se obtiene ajustando el ángulo de paso de las palas 106 y/o la extracción de potencia del convertidor 205. Para ello, el sistema de control comprende un sistema de paso que incluye un controlador de paso 207 que usa una referencia de paso 208, y un sistema de potencia que incluye un controlador de potencia 209 que usa una referencia de potencia 206. El rotor de turbina eólica comprende palas de rotor cuyo paso puede ajustarse mediante un mecanismo de paso. El rotor comprende un sistema de paso individual que puede ajustar individualmente el paso de las palas de rotor, y puede comprender un sistema de paso común que ajusta todos los ángulos de paso en todas las palas de rotor al mismo tiempo. El sistema de control 200 comprende además un bloque de carga del viento 210, configurado para determinar una dirección (y opcionalmente magnitud) de una carga del viento que actúa sobre la turbina eólica, tal como se comenta a continuación. El bloque de carga del viento puede formar parte del controlador principal 220. El sistema de control, o elementos del sistema de control, puede estar colocado en un controlador de central eléctrica (no mostrado) de modo que la turbina puede hacerse funcionar basándose en instrucciones proporcionadas de manera externa.

De manera ideal, la turbina eólica 100 estará construida de modo que la torre 102 está perfectamente alineada con la gravedad. Sin embargo, en la práctica, es probable que la turbina 102 tenga una ligera inclinación ya que no es posible construir la base de la turbina y la propia torre con suficiente precisión como para lograr una alineación perfecta. Incluso después de la construcción, puede haber subsidencia de la base, o desplazamientos de la rigidez del terreno que inducen una inclinación alejándose de la posición ideal. La torre 102 también puede deformarse por calentamiento solar, en la que un lado/parte de la torre 102 se calienta por el sol y se dilata.

Cada uno de estos efectos crea una carga fuera de la vertical que la torre 102 tiene que soportar. La torre 102 está diseñada principalmente para resistir cargas en la dirección vertical (es decir, a lo largo del eje definido por la longitud de la torre), principalmente debido al peso de la góndola 105 y las palas 106. Las cargas fuera de la vertical crean una carga adicional sobre la torre 102 que debe tenerse en cuenta. Convencionalmente, posibles cargas fuera de la vertical para una turbina 100 prevista se modelizan durante el estado de diseño, y el diseño de la torre 102 se refuerza para resistir cualquier carga fuera de la vertical a la que pueda enfrentarse la turbina 100 durante su vida útil. Sin embargo, tal refuerzo de torre es costoso tanto económicamente como en cuanto a los materiales usados.

La figura 3 ilustra un método 300 que puede usarse para reducir la cantidad de refuerzo de torre necesario para cargas fuera de la vertical. El método 300 hace uso de la constatación de que las cargas fuera de la vertical son las más problemáticas cuando se alinean con la carga del viento.

La carga del viento está provocada principalmente por la fuerza del viento que interacciona con las palas 106, y puede considerarse como un vector con una dirección determinada por la dirección de corriente del viento, y una magnitud dependiente de la velocidad actual del viento en la turbina 100. De manera similar, la carga fuera de la vertical actualmente experimentada por la turbina (es decir, la carga fuera de la vertical que no es del viento) puede considerarse como un vector que es la suma vectorial de las diferentes cargas fuera de la vertical que actúan sobre la turbina, por ejemplo debido a los efectos comentados anteriormente.

Cuando el vector de carga del viento se alinea o se alinea sustancialmente (o, tal como se comenta adicionalmente a continuación, tiene una componente alineada) con el vector de carga fuera de la vertical, la torre 102 experimenta una carga máxima fuera de la vertical. Convencionalmente, la torre 102 se reforzará para resistir tales cargas máximas. Sin embargo, este refuerzo adicional es innecesario la mayor parte del tiempo, cuando la carga del viento y la carga fuera de la vertical no están alineadas. En vez de eso, el método 300 controla la turbina 100 para reducir la carga del viento en momentos en los que la carga del viento y cargas fuera de la vertical están alineadas, evitando

los picos de carga total. Como resultado, no se necesita el refuerzo adicional de la torre para enfrentarse a cargas máximas fuera de la vertical.

El método 300 empieza en la etapa 301, en la que se identifica una carga fuera de la vertical (es decir, una carga fuera de la vertical que no es del viento) que actúa sobre la turbina eólica 100 en una primera dirección.

La carga fuera de la vertical puede estar provocada por cualquiera de los factores comentados anteriormente. En particular, puede ser una carga fuera de la vertical inherente tal como una carga debida a tolerancias de instalación en la base, tolerancias de fabricación en la torre o subsidencia (semipermanente) de la base durante el funcionamiento; o puede ser una carga fuera de la vertical dinámica tal como deformación solar, o cambios en la rigidez del terreno durante el funcionamiento de la turbina 100. La carga fuera de la vertical puede ser una suma vectorial de una pluralidad de cargas diferentes.

Identificar la carga fuera de la vertical puede comprender identificar una carga fuera de la vertical determinada anteriormente, por ejemplo consultar una carga fuera de la vertical en una memoria asociada con la turbina eólica 100. Esto puede usarse particularmente para cargas fuera de la vertical inherentes, que es probable que permanezcan constantes a lo largo de un periodo de tiempo prolongado. Alternativa o adicionalmente, identificar la carga fuera de la vertical puede comprender determinar una carga fuera de la vertical actual, tal como una deformación solar actual. Cuando la carga fuera de la vertical comprende una pluralidad de cargas, la etapa 301 puede comprender tanto consultar una carga identificada anteriormente (por ejemplo, inclinación inherente) como determinar una carga actual (por ejemplo, deformación solar). A continuación se comentan en más detalle métodos de identificación de la carga fuera de la vertical.

En la etapa 302 del método 300, se determina una dirección de la carga del viento actual. La dirección del viento (y, por tanto, de la carga del viento) puede determinarse, por ejemplo, basándose en la posición de guiñada actual de la góndola 105, que está posicionada para estar enfrentada al viento. En algunas realizaciones, la magnitud de la carga del viento también puede determinarse como la dirección de la carga del viento. Puede usarse uno o más sensores de la turbina eólica 100 para determinar la carga del viento, tales como un anemómetro y/o veleta. La carga del viento ejercida por el viento sobre la turbina 100 puede calcularse a partir de la dirección y velocidad del viento, basándose en propiedades conocidas de la turbina 100 (tales como área de pala, ángulo de paso, etc.). Alternativamente, puede usarse la dirección del viento y la velocidad del viento como sustitutos para la dirección y magnitud de la carga del viento en el resto del método 300.

En la etapa 303, se determina si hay un grado de alineación entre la carga del viento dirección y la primera dirección. Determinar que hay un grado de alineación puede comprender determinar si un ángulo entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección se encuentra dentro de un intervalo predeterminado, por ejemplo de $0^\circ - 70^\circ$, $0^\circ - 50^\circ$ o $0^\circ - 30^\circ$. En particular, el ángulo puede ser el ángulo entre las componentes de la carga fuera de la vertical y la carga del viento en el plano horizontal (es decir, el plano ortogonal a la longitud de la torre 102). Alternativamente, determinar si hay un grado de alineación puede comprender determinar si una componente de vector de la dirección de la carga del viento se encuentra en la primera dirección.

Tal como se comentó anteriormente, si hay una alineación entre la dirección de la carga del viento y las cargas fuera de la vertical, la turbina 100 se encontrará bajo esfuerzo máximo. Por tanto, si se determina en la etapa 303 que hay un grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección, el método 300 avanza a la etapa 304. En la etapa 304, se controla la turbina eólica 100 para reducir la carga del viento experimentada por la turbina, tal como se comenta en más detalle a continuación. Si, por otro lado, no hay ningún grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección (o es insuficiente), no se realiza ningún cambio en el funcionamiento de la turbina eólica. Entonces, el método 300 vuelve a la etapa 301, por ejemplo tras un periodo de tiempo predeterminado o un cambio detectado en las condiciones del viento.

Volviendo a la etapa 304, controlar la turbina eólica 100 para reducir la carga del viento puede comprender controlar el paso de las palas 106 para reducir la interacción aerodinámica entre las palas 106 y el viento. En particular, puede usarse el controlador de paso 207 para reducir el paso, por ejemplo tras recibir una señal desde el controlador principal 220 indicativa del cambio de paso necesario para reducir la carga del viento. En realizaciones particulares, el sistema de control 200 puede comprender un limitador de empuje variable configurado para controlar el empuje del viento sobre la turbina 100 haciendo variar el paso de las palas 106. Un limitador de empuje variable de este tipo puede usarse para reducir la carga del viento en la etapa 304.

Alternativa o adicionalmente, controlar la turbina eólica 100 para reducir la carga del viento puede comprender ajustar una potencia emitida por la turbina eólica 100 (por ejemplo, la potencia extraída a la red de distribución 204), por ejemplo usando el controlador de potencia 209. Controlar la potencia de salida de la turbina 100 controla la potencia extraída por la turbina 100 a partir del viento y, por tanto, controla la carga del viento experimentada por la turbina 100.

En algunas realizaciones, la turbina 100 puede controlarse según un modelo de comportamiento previsto de turbina dadas las circunstancias actuales y previstas (por ejemplo, control predictivo de modelo, MPC). En tales

realizaciones, puede proporcionarse la carga del viento actual (y/o dirección y velocidad del viento actuales) como entrada en el modelo. Entonces el modelo puede proporcionar parámetros de control para la turbina eólica que reducen la carga del viento, y puede controlarse la turbina 100 según esos parámetros de control. Por ejemplo, los parámetros de control pueden establecer ajustes de paso y/o potencia para la turbina 100.

En cualquier caso, la turbina eólica 100 puede controlarse para reducir la carga del viento hasta una cantidad deseada. La cantidad deseada puede ser un umbral de magnitud predeterminado, o puede variar, por ejemplo, basándose en el grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección. En particular, la reducción deseada puede depender de la magnitud de la componente de la carga del viento que actúa en la primera dirección. En tales casos, la turbina eólica 100 puede controlarse para reducir esa componente de la carga del viento hasta cero, aproximadamente cero, u otro valor predeterminado.

Tal como se expuso anteriormente, el método 300 se centra principalmente en la dirección de la carga del viento, y en identificar si esa dirección tiene un grado de alineación con la primera dirección, es decir la dirección de la carga fuera de la vertical (o dirección de la suma vectorial de cargas fuera de la vertical). Algunas realizaciones pueden tener en cuenta la magnitud de la carga del viento así como la dirección cuando se determina si controlar la turbina 100 para reducir la carga del viento.

Por ejemplo, la etapa 303 puede comprender además determinar si la carga del viento supera un umbral de carga del viento. Por ejemplo, puede compararse la magnitud total de la carga del viento con un umbral; o puede compararse la magnitud de la componente de la carga del viento en la primera dirección con un umbral. Entonces se controla la turbina eólica para reducir la carga del viento en la etapa 304 tan solo si hay un grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección; y la carga del viento supera el umbral de carga del viento. En tales realizaciones, la turbina eólica solo se controla si es probable que la magnitud y alineación de la carga del viento suponga una carga excesiva en la torre 102. Esto resulta útil, ya que es probable que controlar la turbina para reducir cargas del viento reduzca la potencia generada por la turbina 100, de modo que preferiblemente solo se reduce la carga del viento cuando es estrictamente necesario.

Alternativamente, el método 300 puede comprender determinar una carga total que actúa en la primera dirección, en vez de tan solo la carga del viento. En este caso, la carga total es una suma de la carga del viento fuera de la vertical que actúa en la primera dirección y una componente de la carga del viento que actúa en la primera dirección. Entonces se determina si la carga total supera un umbral de carga total. Entonces se controla la turbina 100 para reducir la carga del viento únicamente si la carga total supera el umbral de carga total. De esta manera, se considera la magnitud tanto de la carga del viento como de la carga fuera de la vertical cuando se decide si controlar la turbina para reducir la carga del viento y, por tanto, reducir la generación de potencia de la turbina. Esto puede ser particularmente útil cuando la carga fuera de la vertical es o comprende una carga dinámica, tal como una carga inducida por el sol. En tales casos, la magnitud de la carga fuera de la vertical puede variar significativamente a lo largo del tiempo. Tener en cuenta la carga total significa que la salida de potencia de la turbina puede no verse afectada cuando la magnitud fuera de la vertical es actualmente baja, aunque la carga del viento esté sustancialmente alineada con la primera dirección.

El método 300 puede ser particularmente adecuado para reducir el esfuerzo sobre una turbina 100 cuando la carga del viento se alinea sustancialmente con una carga fuera de la vertical inducida por el sol. Las turbinas eólicas se disponen en posiciones expuestas, de modo que normalmente están completamente expuestas al sol. La radiación solar calienta la parte de la torre 102 orientada hacia el sol, haciendo que el material de la torre 102 se dilate. Por otro lado, material en el lado opuesto de la torre 102 no se dilata, dando como resultado una carga predominantemente fuera de la vertical a lo largo de la torre 102. A medida que cambia la posición del sol durante el día, cambia la dirección de esta carga solar. De manera similar, a medida que cambia la intensidad de la radiación solar con la hora del día o la cobertura de nubes, cambia la magnitud de la carga solar. Por tanto, la carga solar experimentada por una turbina 100 cambia de manera dinámica a lo largo del día.

La dirección (y opcionalmente la magnitud) de la carga inducida por el sol pueden calcularse basándose en la ubicación de la turbina y la hora actual. A partir de estos factores, puede calcularse la posición del sol en el cielo y, por tanto, determinarse la dirección de la carga inducida por el sol. A partir del momento del año, y/o de una previsión meteorológica, puede determinarse la intensidad probable (o intensidad máxima probable, por ejemplo suponiendo un cielo despejado) del sol y, por tanto, puede calcularse la magnitud de la carga solar. Alternativa o adicionalmente, puede usarse uno o más sensores meteorológicos tales como un sensor de temperatura, sensor de luz o sensor de precipitación, para determinar la dirección y/o intensidad de la radiación solar y, por tanto, la dirección y/o magnitud de la carga inducida por el sol. Tales sensores pueden estar conectados a la turbina eólica 100 o pueden estar ubicados cerca, por ejemplo en el parque eólico.

En realizaciones particulares, la carga inducida por el sol puede calcularse estimando el efecto de la radiación solar. La magnitud y dirección de la radiación solar pueden estimarse a partir de la hora del día o usando un sensor de luz sobre o asociado con la turbina eólica 100. Entonces puede determinarse un aumento de la temperatura de las partes irradiadas de la torre 102. Por ejemplo, puede calcularse el área de la torre 102 iluminada por el sol desde la dirección de la radiación y la forma de la torre 102. Entonces puede calcularse el aumento de la temperatura usando

un modelo termodinámico de la torre 102 basándose en la temperatura ambiental y la magnitud y área de la radiación solar. En este caso, la temperatura ambiental es la temperatura tal como se mide mediante un sensor de temperatura que no está directamente calentado por la radiación solar, que puede estar sobre o asociado con la turbina eólica 100. En realizaciones alternativas, puede usarse una pluralidad de sensores de temperatura colocados en diferentes ubicaciones sobre la torre 102 para determinar el aumento de temperatura de las partes irradiadas de la torre 102 con respecto a la temperatura ambiental. En cualquier caso, una vez que se ha determinado el aumento de temperatura, puede calcularse la dilatación de las partes calentadas de la torre 102 basándose en las propiedades de dilatación térmica del material de la torre 102 y, por tanto, puede calcularse la curvatura resultante y, por tanto, la carga inducida por el sol que actúa sobre la torre. La carga puede calcularse, por ejemplo, usando un análisis de elementos finitos; o una vez que se ha determinado la curvatura, integrándola para encontrar la desviación en función de la altura y la carga gravitacional resultante a partir del peso de la torre y el conjunto de rotor-góndola.

Cuando el método 300 se realiza basándose únicamente en cargas solares, la dirección determinada mediante tales procedimientos es la primera dirección. Alternativamente, si también se consideran otras cargas fuera de la vertical, tales como cargas inherentes, se realiza una suma vectorial de la carga solar y las otras cargas fuera de la vertical, para determinar la dirección de la carga fuera de la vertical resultante, que se usa como primera dirección.

Otras cargas dinámicas que actúan sobre la turbina eólica 100 pueden ser o formar parte de la carga fuera de la vertical en el método 300. En particular, puede inducirse una carga fuera de la vertical en la torre 102 mediante cambios dinámicos en la rigidez del terreno alrededor de la base de la turbina. Tales cambios pueden estar provocados por la carga ejercida por la turbina sobre el terreno y pueden producirse rápidamente, por ejemplo durante el transcurso de un día, o pueden producirse más lentamente. Puede tener que tenerse en cuenta tal rigidez del terreno dinámica en determinadas normas de turbinas específicas de países, requiriendo resistencia de torre 102 adicional. Usar el método 300 puede reducir la necesidad de tales precauciones cuando se construye la turbina 100. Además de tales cargas dinámicas, la torre 102 también puede experimentar cargas inherentes (es decir, permanentes o semipermanentes). En particular, la torre 102 puede haberse construido con una inclinación con respecto al terreno horizontal, o bien debido a tolerancias de fabricación en el material de la torre 102, o bien tolerancias de fabricación en la construcción de la base. La turbina 100 puede experimentar una inclinación adicional durante su vida útil debido a subsidencia de la base durante el funcionamiento de la turbina. La dirección y/o magnitud de tal inclinación inherente puede identificarse usando el sensor de inclinación de góndola en la góndola 103. Puede registrarse la inclinación de góndola para una pluralidad de posiciones de guiñada cuando la velocidad del viento es baja (por ejemplo, puede realizarse una revolución completa de la góndola, y realizarse una pluralidad de mediciones de inclinación). Puede detectarse una inclinación inherente a partir de estas mediciones junto con un modelo de la torre 102. Tales mediciones pueden repetirse periódicamente, por ejemplo una vez al año, para identificar cualquier cambio en la inclinación inherente.

Cualquiera de estas cargas fuera de la vertical también pueden identificarse usando mediciones de GPS de alta precisión. Un primer sensor de GPS puede estar posicionado en la base de la torre 102, y un segundo sensor de GPS puede estar posicionado sobre la góndola 103. Monitorizando la posición relativa del primer y segundo sensores, puede identificarse la inclinación de la turbina. Dado que es probable que la carga del viento provoque inclinación, es posible que tales mediciones puedan detectar la carga total que actúa sobre la turbina eólica, comentada anteriormente. Si se conoce la posición absoluta de los sensores de GPS sobre la turbina 100, este método también puede usarse para detectar cargas fuera de la vertical inherentes inmediatamente después de la construcción de la turbina eólica.

Cualquiera o la totalidad de las cargas fuera de la vertical comentadas anteriormente pueden identificarse y controlarse usando el método 300. No se pretende que la lista anterior sea exhaustiva, en el método 300 también puede usarse cualquier otra carga fuera de la vertical en la torre 102.

Aunque la invención se ha descrito anteriormente con referencia a una o más realizaciones preferidas, se apreciará que pueden realizarse diversos cambios o modificaciones sin alejarse del alcance de la invención tal como se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un método de control de una turbina eólica que comprende:
5 identificar una carga fuera de la vertical que actúa en una primera dirección sobre la turbina eólica;
determinar una dirección de una carga del viento que actúa sobre la turbina eólica;
10 determinar si hay un grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección; y
si es así, controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento; caracterizado porque la carga fuera de la vertical comprende una carga fuera de la vertical inducida por el sol.
- 15 2. El método según la reivindicación 1, en el que identificar la carga fuera de la vertical comprende calcular la carga fuera de la vertical inducida por el sol basándose en la ubicación de la turbina y la hora actual.
3. El método según la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el que identificar la carga fuera de la vertical
20 comprende calcular la carga fuera de la vertical inducida por el sol basándose en una medición a partir de un sensor meteorológico asociado con la turbina eólica.
4. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que la carga fuera de la vertical comprende un
desequilibrio inherente que actúa sobre la turbina eólica.
- 25 5. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que determinar si hay un grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección comprende determinar si una componente de la dirección de la carga del viento se encuentra en la primera dirección.
6. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que el método comprende además:
30 determinar si la carga del viento supera un umbral de carga del viento; y
controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento si:
35 hay un grado de alineación entre la dirección de la carga del viento y la primera dirección; y
la carga del viento supera el umbral de carga del viento.
7. El método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el método comprende:
40 determinar una carga total que actúa en la primera dirección, en el que la carga total es una suma de la carga del viento fuera de la vertical y una componente de la carga del viento que actúa en la primera dirección;
45 determinar si la carga total supera un umbral de carga total; y
controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento si la carga total supera el umbral de carga total.
8. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que identificar la carga fuera de la vertical
50 comprende:
monitorizar una posición de un primer punto en una base de la turbina eólica, y un segundo punto sobre una góndola de la turbina eólica; y
55 calcular la carga fuera de la vertical basándose en una diferencia entre la posición del primer punto y el segundo punto.
9. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que identificar la carga fuera de la vertical
comprende determinar una suma vectorial de una pluralidad de cargas fuera de la vertical.
- 60 10. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que controlar la turbina eólica para reducir la carga del viento comprende ajustar un paso de al menos una pala de la turbina eólica.
11. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que controlar la turbina eólica para reducir la carga
65 del viento comprende ajustar una potencia emitida por la turbina eólica.
12. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que controlar la turbina eólica para reducir la carga

del viento comprende:

proporcionar la carga del viento determinada como entrada en un modelo de comportamiento previsto de turbina eólica;

extraer parámetros de control a partir del modelo que reducen la carga del viento que actúa sobre la turbina eólica; y

controlar la turbina eólica según los parámetros de control.

13. Un sistema de control de turbina eólica que comprende:

un bloque de carga del viento configurado para determinar una carga del viento que actúa sobre una turbina eólica; y

un controlador configurado para recibir la carga del viento desde el bloque de carga del viento;

en el que el controlador está configurado para controlar la turbina eólica según el método según cualquiera de las reivindicaciones 1-12.

14. Una turbina eólica que comprende un sistema de control de turbina eólica según la reivindicación 13.

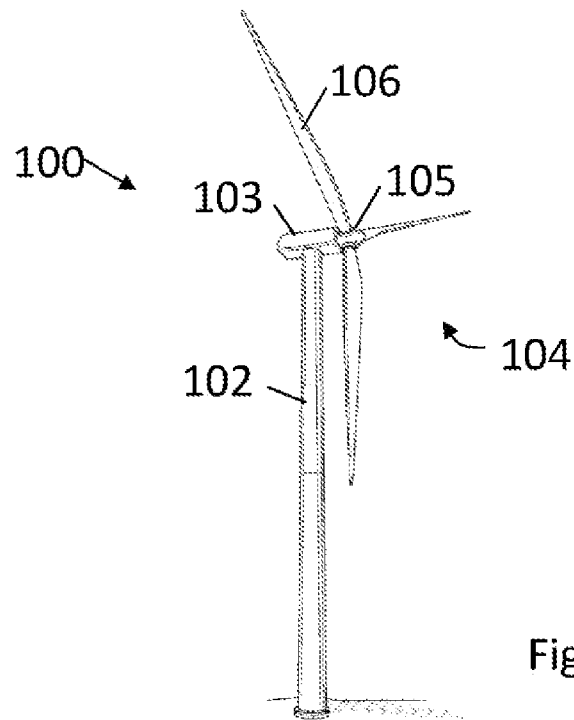


Fig. 1

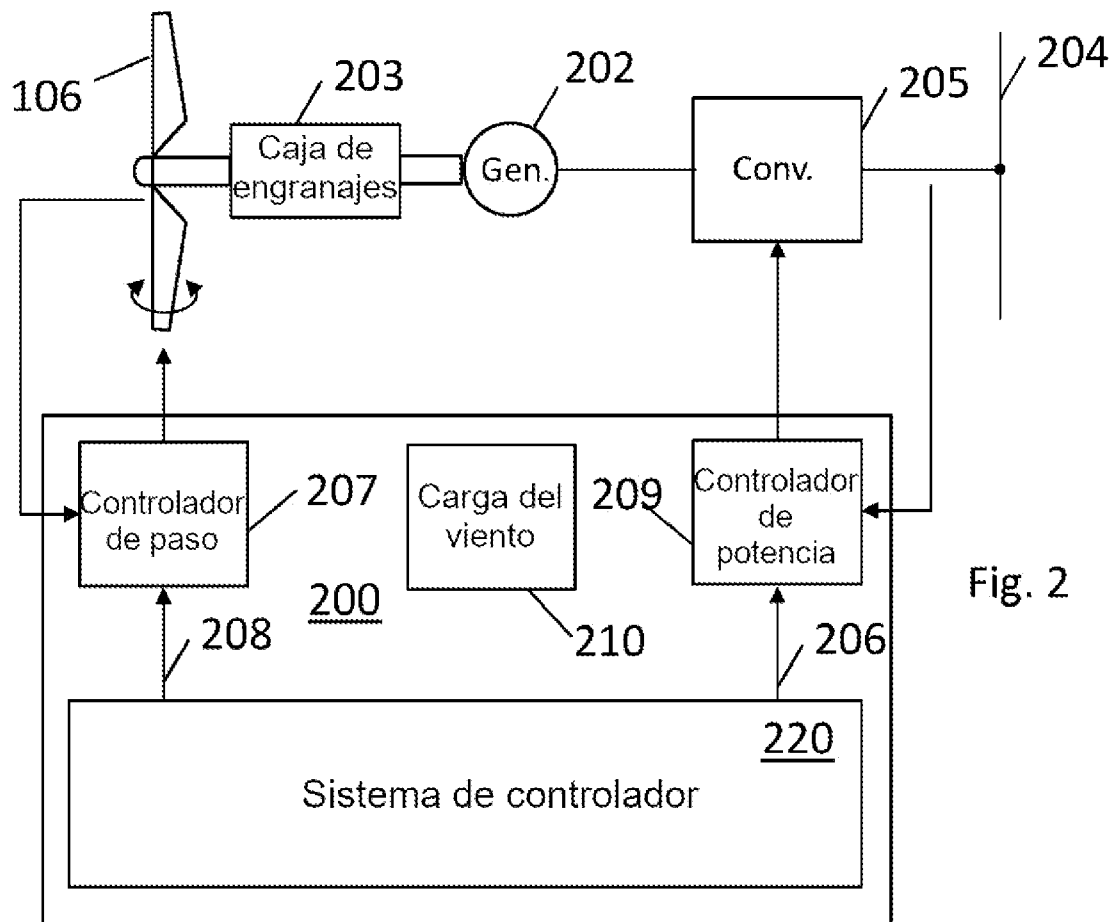


Fig. 2

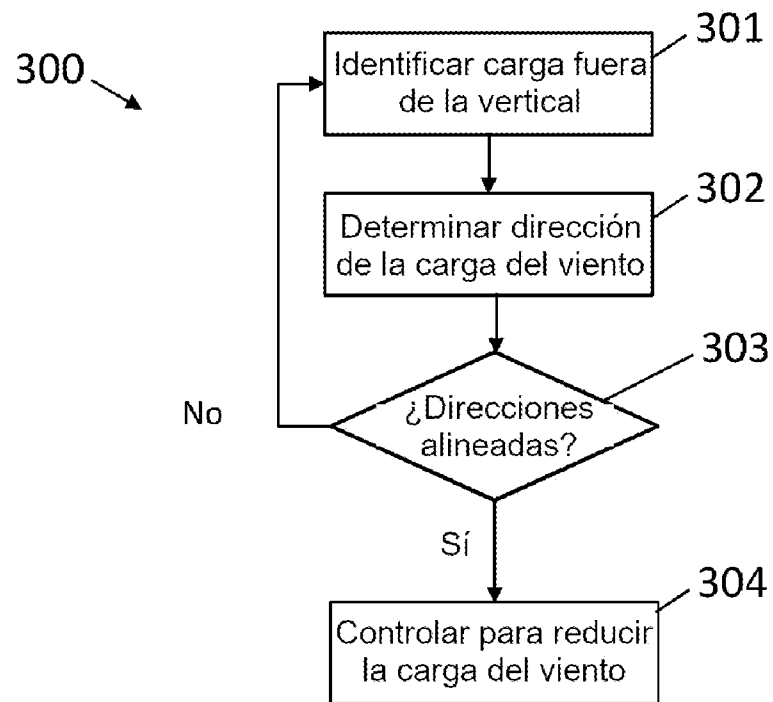


Fig. 3