

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 807 917**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 17/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **14.12.2016 PCT/GB2016/053935**

87 Fecha y número de publicación internacional: **22.06.2017 WO17103585**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.12.2016 E 16828761 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.07.2020 EP 3390816**

54 Título: **Disposición de turbina**

30 Prioridad:

**16.12.2015 GB 201522194**

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

**24.02.2021**

73 Titular/es:

**ZEPHIR LIMITED (100.0%)  
The Green House, Forrest Estate  
Daltry, Castle Douglas DG7 3XS, GB**

72 Inventor/es:

**SLINGER, CHRISTOPHER y  
MEDLEY, JOHN**

74 Agente/Representante:

**LEHMANN NOVO, María Isabel**

ES 2 807 917 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

## Disposición de turbina

Esta invención se refiere a una disposición de turbina, y en particular a una turbina eólica que está provista de una disposición de detección de dirección y velocidad del viento operable, en uso, para proporcionar una indicación de la velocidad del viento y la dirección del viento a las que van a ser expuestas las palas de turbina. La detección de velocidades de viento anticipadas o esperadas y de la dirección del viento es ventajosa porque permite controlar la turbina eólica de tal manera que se reduzca el riesgo de daños a la misma y/o se optimice su funcionamiento.

Una forma de disposición de detección de velocidad del viento y dirección del viento en uso común toma la forma de un sistema basado en Lidar en el que un rayo láser escanea un área o zona de detección en forma de la periferia de un disco espaciado delante de la turbina, y la luz dispersada de, por ejemplo, polvo o partículas de polen, gotas de agua o similares transportados por el viento, es monitorizada para proporcionar una indicación de la velocidad del viento sobre el área de detección.

Es importante, en una disposición de este tipo, que la disposición de detección de la velocidad del viento y de la dirección del viento esté alineada con precisión con la turbina con el fin de garantizar que la información medida de la velocidad y dirección del viento está relacionada con la velocidad y dirección del viento a la que va a estar expuesta la turbina. A modo de ejemplo, si, en vista en planta, el eje de rotación de la turbina no es paralelo al eje óptico asociado con la disposición de detección de la velocidad y dirección del viento, habrá un desplazamiento entre la ubicación del área de detección (y por lo tanto la ubicación a la que se refiere la información de la velocidad y dirección del viento detectado) y la ubicación de la turbina. Claramente, a menos que se pueda tener en cuenta este desplazamiento, existe el riesgo de que la información de la velocidad y dirección del viento detectado pueda no tener los efectos deseados para caracterizar correctamente el rendimiento de la turbina.

Típicamente, una disposición de detección de la velocidad y dirección del viento del tipo descrito anteriormente incluye una salida láser visible que es utilizada durante los procedimientos de instalación y mantenimiento para garantizar que una línea que se extiende entre la disposición de detección de la velocidad y dirección del viento y el centro del área de detección (a lo largo del cual es transmitida la salida láser visible) se extiende paralelo al eje de rotación de la turbina. Si bien la utilización de esta técnica puede ayudar a la correcta instalación de la disposición de detección de la velocidad del viento, aún requiere un cuidado considerable durante la instalación para garantizar la alineación correcta, y no tiene en cuenta que el láser de alineación visible puede estar alineado incorrectamente, y requiere que se conozca con precisión la dirección del eje de rotación de las turbinas. Además, no permite la corrección de errores resultantes de las desalineaciones que se produzcan posteriormente, por ejemplo, que surgen de la vibración o de los golpes que se producen durante las etapas posteriores del proceso de instalación o que pueden producirse durante el uso.

Los documentos WO2011/048024 y WO2014/114474 describen disposiciones en las que las posiciones de las palas de turbina pueden ser monitorizadas. El documento US 2013/0003071 A1 describe un sistema para proporcionar información acerca de la velocidad del viento, la dirección del viento, y las propiedades de la pala de una turbina eólica.

Es un objeto de la invención proporcionar una disposición de turbina en la que al menos algunas de las desventajas asociadas con las disposiciones de turbina conocidas sean superadas o tengan un efecto reducido.

De acuerdo con la presente invención, se ha proporcionado una disposición de turbina como se ha definido en la reivindicación 1 adjunta.

Se apreciará que, utilizando el mismo dispositivo láser tanto en la monitorización de la velocidad y dirección del viento como en la desalineación de guiñada, no solo se han ahorrado costes al no necesitar proporcionar un dispositivo láser adicional, sino también se ha eliminado el riesgo de desalineación entre la velocidad del viento y los dispositivos láser de detección de desalineación de guiñada.

El factor de corrección de desalineación de guiñada se deriva convenientemente aislando las lecturas resultantes de los reflejos de las palas de turbina, y utilizando valores de dirección asociados con esas lecturas para identificar la dirección del movimiento de la pala en relación con el dispositivo láser. Si se ha determinado que el movimiento de la pala se encuentra en un plano que no es perpendicular al eje del sensor, entonces esto proporciona una indicación de que hay una desalineación angular de guiñada.

En uso, el factor de corrección puede ser empleado en la aplicación de un desplazamiento a la información de la velocidad del viento medida para corregir la desalineación de guiñada. Alternativa, o adicionalmente, puede ser utilizado durante el servicio para ajustar la disposición de turbina para reducir el grado de desalineación de guiñada.

El factor de corrección puede ser determinado utilizando datos en tiempo real y utilizado sustancialmente en tiempo real. Alternativamente, el factor de corrección puede ser determinado periódicamente, por ejemplo, utilizando datos almacenados relacionados con la luz reflejada por las palas de turbina. Se apreciará que al corregir la desalineación de guiñada utilizando el factor de corrección, los datos de la velocidad y dirección del viento derivados utilizando el aparato de detección pueden caracterizar mejor la velocidad y dirección del viento a la que está expuesta la turbina.

La invención también se refiere a un método como el que se ha definido por la Reivindicación 7 adjunta.

La invención se describirá adicionalmente, a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

La figura 1 es una vista lateral esquemática de una disposición de turbina de acuerdo con una realización de la invención;

La figura 2 es una vista en planta esquemática que ilustra la disposición de la figura 1; y

5 La figura 3 ilustra una salida derivada de acuerdo con una realización.

Con referencia en primer lugar a las Figuras 1 y 2, se ha ilustrado una disposición de turbina de acuerdo con una realización de la invención. La disposición de turbina comprende un mástil 10 que lleva, en su extremo superior, una góndola 12. Una serie de palas 14 de turbina, típicamente tres palas, pero pueden estar presentes más o menos sin apartarse del alcance de la invención, están montadas en un árbol 16 de rotor soportado por la góndola 12 a través de cojinetes adecuados. En uso, el viento que incide sobre las palas 14 acciona las palas 14 y el árbol 16 de rotor para su rotación alrededor de un eje 18 de turbina, y la rotación del árbol 16 de rotación puede ser utilizada para accionar un generador eléctrico u otro dispositivo. Para acomodar variaciones en la dirección del viento, la góndola 12 está convenientemente montada sobre el mástil 10 de tal manera que permita que la turbina mire hacia el viento que viene en dirección contraria.

15 Montado sobre la góndola 12 hay un aparato 20 de detección de la velocidad y dirección del viento. El aparato 20 de detección incluye un dispositivo láser 22 operable para emitir un rayo láser, proyectándose el rayo láser hacia delante de la turbina. El dispositivo láser 22 es operable para variar la dirección en la que el rayo láser es transmitido de tal manera que el rayo láser escanea puntos en una zona 24 de detección, específicamente puntos separados alrededor de la periferia de un disco espaciado delante de la turbina en la dirección del viento. El aparato 20 de detección es un sistema basado en Lidar y, como será familiar para la persona experta, opera monitorizando o detectando la luz reflejada o dispersada de las partículas transportadas por el viento y ubicada en la zona 24 de detección, el desplazamiento Doppler que surge del reflejo de la luz de las partículas que se mueven con el viento que proporciona una indicación de la velocidad del viento en esa parte de la zona 24 de detección que es escaneada en un momento dado. Como los sistemas de este tipo son bien conocidos, no se incluye en este documento una descripción adicional de los mismos y de la forma de funcionamiento de los mismos, salvo decir que las técnicas para derivar la velocidad y dirección del viento a partir de los datos producidos por tal sistema son bien conocidas.

25 Idealmente, la zona 24 de detección estará ubicada inmediatamente delante de la turbina en la dirección del viento con el resultado de que, teniendo en cuenta el tiempo necesario para que las ráfagas de viento o similares viajen desde la zona 24 de detección a la turbina, la velocidad del viento medida proporcionará una representación precisa de la velocidad del viento a la que ha de ser expuesta la turbina. En la práctica, la zona de detección a menudo se desplazará verticalmente por una pequeña distancia como resultado de que el aparato 20 de detección que está montado sobre la superficie superior de la góndola 12 en lugar de estar ubicado coaxialmente con el eje 18 de turbina. Asimismo, puede producirse un desplazamiento como resultado de que el aparato 20 de detección esté ubicado a un lado del techo de la góndola. Siempre que se conozcan estos desplazamientos, se pueden aplicar correcciones apropiadas a las mediciones de velocidad del viento derivadas utilizando el aparato 20 de detección. Además, existe el riesgo de que el aparato 20 de detección pueda estar desalineado angularmente con relación al eje 18 de turbina. En la disposición ilustrada en la Figura 2, hay una desalineación angular de guiñada entre el eje 18 de turbina y un eje 26 del sensor que se extiende entre el dispositivo láser 22 y un punto central 24a de la zona 24 de detección, indicando la desalineación de guiñada como ángulo  $\alpha$ . Con el fin de minimizar dicha desalineación de guiñada, es conocido proporcionar un láser de alineación visible dispuesto para transmitir un rayo láser a lo largo del eje 26 del sensor, y para que el instalador se asegure de que cualquier desalineación angular entre el rayo láser procedente del láser de alineación y el eje de turbina es minimizada, como se ha mencionado aquí anteriormente.

30 De acuerdo con la invención, aunque todavía puede estar presente un láser de alineación visible y utilizado para ayudar a la instalación, si se desea, el dispositivo láser 22 está dispuesto de tal manera que se detecten y monitoricen los reflejos del rayo láser transmitido desde las palas 14 de turbina. Los reflejos de las palas 14 de turbina son relativamente fáciles de distinguir de los reflejos de las partículas transportadas por el viento en la zona 24 de detección ya que las palas 14 de turbina están mucho más cerca del dispositivo láser 22 que la zona 24 de detección, y son altamente reflectantes, por lo que los reflejos de ahí son mucho más fuertes. El desplazamiento Doppler que surge de los reflejos de las palas de turbina es también habitualmente mucho más pequeño que el de los reflejos de las partículas en la zona de detección como resultado de que la turbina está diseñada para girar de manera relativamente lenta y debido a que las palas 14 de turbina se mueven en una dirección sustancialmente perpendicular al rayo láser emitido por el dispositivo láser 22. Se pueden utilizar una u otra, o ambas características, para identificar los reflejos de las palas 14 de turbina.

35 En uso, por lo tanto, los datos derivados utilizando el aparato 20 de detección son analizados para identificar lecturas que surgen de los reflejos del rayo láser de las palas 14 de turbina.

40 Considerando las lecturas que surgen de los reflejos procedentes de las palas 14 de turbina de forma aislada, y considerando solo los reflejos de la pala 14 de turbina a una altura por encima del eje 18 de turbina, el procesamiento de las lecturas por el aparato 20 de detección parecerá sugerir que el aparato 20 está siendo expuesto a un viento lateral o cruzado ya que los reflejos procedentes de las palas 14 de turbina en movimiento tendrán características similares a las

que se detectarían en el caso de que se experimentara un viento lateral. El dispositivo láser 22 y el aparato 20 de detección están dispuestos para monitorizar esta dirección. Si el aparato 20 de detección está alineado correctamente con el eje 18 de turbina, y por lo tanto el ángulo  $\alpha$  es cero, entonces la dirección del viento lateral detectado será perpendicular al eje 18 de turbina y al eje 26 del sensor. Cualquier variación en la dirección del viento lateral detectado a partir de esto, cuando se consideran solo las lecturas relacionadas con los reflejos procedentes de las palas 14 de turbina, proporcionará una indicación de que hay una desalineación de guiñada, y el ángulo entre la dirección del viento lateral detectado y una dirección perpendicular a el eje 18 de turbina proporcionará una indicación de la magnitud del ángulo  $\alpha$  de desalineación de guiñada.

Una vez que se ha derivado el ángulo  $\alpha$ , puede ser utilizado para aplicar una corrección a los cálculos de velocidad del viento derivados utilizando los datos restantes, es decir, de reflejos distintos a los de las palas 14 de turbina, para mejorar la precisión de los datos que representan la velocidad y dirección del viento a las que ha de ser expuesta la turbina, corrigiendo la desalineación de guiñada.

Un método por el cual se puede realizar el análisis de los datos de reflexión, una vez que los datos de reflexión relacionados con los reflejos de las palas 14 de turbina han sido identificados y aislados, implica la utilización de un modelo vectorial del patrón de escaneo de haz y la velocidad de las palas 14, y el ajuste de mínimos cuadrados de los datos de reflexión detectados con el modelo para determinar el ángulo  $\alpha$  de desalineación de guiñada. El método de ajuste de mínimos cuadrados puede ser un método de Levenberg-Marquardt, pero se pueden utilizar otros enfoques sin apartarse del alcance de la invención.

La Figura 3 ilustra datos ejemplares relacionados con los reflejos procedentes de las palas de turbina (siendo ilustrados los datos relacionados con estas lecturas como puntos azules en la Figura 3) en los que se ha ajustado un modelo (ilustrado por la línea roja en la Figura 3). En este caso, el modelo ajustado a los datos indica que hay un ángulo de desalineación de guiñada en la región de  $-0,6^\circ$ .

Si se desea, la invención puede ser empleada para permitir la corrección en tiempo real, o casi en tiempo real, de datos de la velocidad y dirección del viento para corregir la desalineación angular de guiñada. Sin embargo, en muchos casos, la desalineación de guiñada solo variará lentamente con el tiempo. Por consiguiente, en tales situaciones, la derivación del ángulo  $\alpha$  de desalineación puede ser realizada periódicamente, utilizando datos almacenados, y el valor  $\alpha$  utilizado para aplicar una corrección apropiada a los datos de la velocidad y dirección del viento hasta el momento en que se desee recalcular un nuevo ángulo  $\alpha$  para permitir cualquier deriva o cambio en la desalineación de guiñada.

Se apreciará que, dependiendo de la aplicación en la que se emplee la invención, factores tales como variaciones en la forma y tamaño de las palas 14 de turbina a lo largo de sus longitudes y variaciones en los pasos de los mismos pueden necesitar ser tenidos en cuenta, pero donde se ha utilizado el enfoque de modelado vectorial descrito aquí anteriormente, esto podría ser incorporado en el modelo, si fuera necesario. Asimismo, puede ser necesario tener en cuenta la inclinación de la turbina.

Se hace referencia aquí anteriormente a la presencia de un láser de alineación. Se entenderá que puede ser posible omitir un láser de este tipo, si se desea, en lugar de utilizar las técnicas descritas aquí anteriormente para garantizar que se compensen las desalineaciones angulares de guiñada.

Mientras que en la descripción anterior un solo dispositivo láser 22 es utilizado para medir la velocidad y dirección del viento y para detectar la desalineación de guiñada, potencialmente estas funciones podrían ser realizadas utilizando dispositivos separados. Sin embargo, este normalmente no será el caso, ya que tal enfoque conlleva un coste adicional, que surge de la necesidad de proporcionar dos dispositivos láser. Además, existe el riesgo de que los dos dispositivos láser puedan estar incorrectamente alineados entre sí, y cualquier desalineación de este tipo introduciría por sí misma errores, negando potencialmente los beneficios de la invención.

Mientras que la descripción anterior es de una realización de la invención, se apreciará que se puede hacer una amplia gama de modificaciones y alteraciones a la misma sin apartarse del alcance de la invención como se ha definido en las reivindicaciones adjuntas.

**REIVINDICACIONES**

1. Una disposición de turbina que comprende una turbina que incluye una pluralidad de palas (14) de turbina giratorias alrededor de un eje (18) de turbina, y un aparato (20) de detección de la velocidad y dirección del viento, en la que el aparato (20) de detección de la velocidad y dirección del viento comprende un dispositivo láser (22) operable para emitir un rayo láser desde una ubicación en una góndola (12) detrás de las palas (14) de turbina hacia una zona (24) de detección ubicada delante de las palas (14) de turbina, y para monitorizar la luz reflejada o dispersada en la zona (24) de detección para proporcionar información de la velocidad y dirección del viento indicativa de la velocidad y dirección del viento en la zona (24) de detección, comprendiendo la zona (24) de detección un anillo centrado en un punto que descansa sobre un eje (26) del sensor que se extiende desde el dispositivo láser (22), en donde el dispositivo láser (22) es sensible a la luz láser reflejada desde las palas (14) de turbina, caracterizada por que el dispositivo láser (22) es operable para utilizar información relacionada con la luz reflejada desde las palas (14) de turbina para determinar un factor de corrección indicativo de una desalineación angular de guiñada entre el eje (18) de turbina y el eje (26) del sensor.
2. Una disposición según la reivindicación 1, en la que el factor de corrección de desalineación de guiñada es derivado aislando las lecturas resultantes de los reflejos procedentes de las palas (14) de turbina, y utilizando valores de dirección asociados con esas lecturas para identificar la dirección del movimiento de la pala con relación al dispositivo láser (22).
3. Una disposición según la reivindicación 2, en la que el factor de corrección de desalineación de guiñada es derivado utilizando un modelo vectorial del patrón de escaneo de haz y el movimiento de la pala de turbina.
4. Una disposición según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que el factor de corrección es empleado en aplicar un desplazamiento a la información de la velocidad y dirección del viento medidas para corregir la desalineación de guiñada.
5. Una disposición según la reivindicación 4, en la que el factor de corrección es determinado utilizando datos en tiempo real y utilizados sustancialmente en tiempo real en el control de la turbina.
6. Una disposición según la reivindicación 4, en la que el factor de corrección es determinado periódicamente utilizando datos almacenados relacionados con la luz reflejada desde las palas (14) de turbina.
7. Un método que comprende utilizar un dispositivo láser (22) ubicado detrás de una pluralidad de palas (14) de turbina de una turbina con relación a una dirección del viento para emitir un rayo láser desde una ubicación en una góndola (12) detrás de las palas (14) de turbina hacia una zona (24) de detección ubicada delante de las palas (14) de turbina, siendo giratorias las palas (14) de turbina alrededor de un eje (18) de turbina, siendo operable el dispositivo láser (22) para monitorizar la luz reflejada o dispersada en la zona (24) de detección para proporcionar la información de la velocidad y dirección del viento indicativa de la velocidad y dirección del viento en la zona (24) de detección, comprendiendo la zona (24) de detección un anillo centrado en un punto que descansa sobre un eje (26) del sensor que se extiende desde el dispositivo láser (22), en el que el dispositivo láser (22) es operable para utilizar información relacionada con la luz reflejada desde las palas (14) de turbina para determinar un factor de corrección indicativo de una desalineación de guiñada entre el eje (18) de turbina y el eje (26) del sensor.
8. Un método según la reivindicación 7, en el que el factor de corrección de desalineación de guiñada es derivado aislando las lecturas resultantes de los reflejos de las palas (14) de turbina, y utilizando valores de dirección asociados con esas lecturas para identificar la dirección de movimiento de la pala con relación al dispositivo láser (22).
9. Un método según la reivindicación 8, en el que el factor de corrección de desalineación de guiñada es derivado utilizando un modelo vectorial de patrón de escaneo de haz y el movimiento de la pala de turbina.
10. Un método según cualquiera de las reivindicaciones 7 a 9, en el que el factor de corrección es empleado en aplicar un desplazamiento a la información de la velocidad y dirección del viento medidas para corregir la desalineación de guiñada.
11. Un método según la reivindicación 10, en el que el factor de corrección es determinado utilizando datos en tiempo real y utilizados sustancialmente en tiempo real en el control de la turbina.
12. Un método según la reivindicación 10, en el que el factor de corrección es determinado periódicamente utilizando datos almacenados relacionados con la luz reflejada desde las palas (14) de turbina.

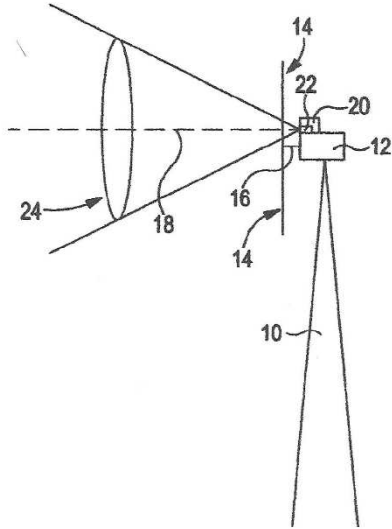


Figura 1

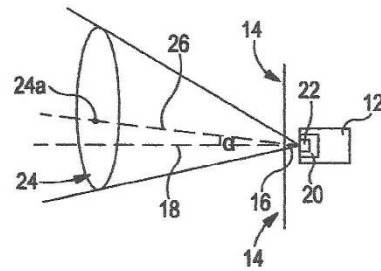


Figura 2

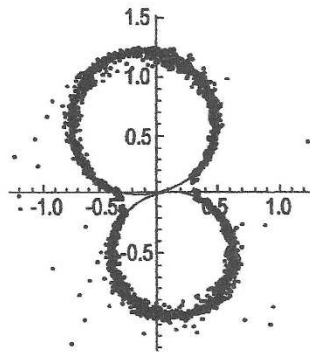


Figura 3