

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 668 813**

51 Int. Cl.:

F01D 25/00 (2006.01)

G01M 5/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **19.12.2011 PCT/EP2011/073248**

87 Fecha y número de publicación internacional: **05.07.2012 WO12089545**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **19.12.2011 E 11805475 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.02.2018 EP 2659253**

54 Título: **Método y aparato para determinar las cargas de una pala de turbina eólica**

30 Prioridad:

30.12.2010 EP 10197350

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

22.05.2018

73 Titular/es:

**LM WIND POWER INTERNATIONAL
TECHNOLOGY II APS (100.0%)
Jupitervej 6
6000 Kolding, DK**

72 Inventor/es:

SKOVBY, CASPER

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 668 813 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 y aparato para determinar las cargas de una pala de turbina eólica

Campo técnico

5 La presente invención se refiere a una pala de turbina eólica, y a un método y aparato para determinar o estimar las cargas tal como el momento de flexión de una pala de turbina eólica, en particular un momento de raíz cerca o en el extremo de raíz de una pala de turbina eólica.

Antecedentes

10 Los fabricantes de turbinas eólicas están realizando constantemente esfuerzos para mejorar la eficiencia de sus turbinas eólicas para maximizar la producción anual de energía. Además, los fabricantes de turbinas eólicas están interesados en prolongar la vida útil de sus modelos de turbinas eólicas, dado que lleva un largo tiempo y una gran cantidad de recursos desarrollar un nuevo modelo de turbina eólica. Los sistemas para la supervisión de los parámetros de operación de una turbina eólica (por ejemplo CA 2 714 852) y sus componentes tales como las palas de la turbina eólica se han convertido en un área de creciente atención para optimizar el rendimiento y prolongar la vida útil de diferentes componentes.

15 Por consiguiente, existe una necesidad de, para una pala de turbina eólica, métodos y aparatos que permitan la supervisión precisa y eficiente de uno o más parámetros de operación de una turbina eólica o una pala de turbina eólica. Un área de interés particular puede ser la supervisión de las cargas y tensiones aplicadas sobre una pala de turbina eólica durante la operación de una turbina eólica.

Descripción de la Invención

20 De acuerdo con un primer aspecto, la invención proporciona un método para estimar un momento de flexión de una pala de turbina eólica que se extiende a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz a un extremo de punta y que tiene una zona de raíz, una zona de transición y una zona de perfil aerodinámico, comprendiendo el método las etapas de: a) obtener una señal del primer conjunto de sensores indicativa de un primer momento de flexión en una primera posición de sensor diferente del extremo de punta a lo largo del eje longitudinal de la pala de
 25 turbina eólica, y b) estimar un momento de flexión en una primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal basándose en la señal del primer conjunto de sensores, en el que la primera posición del sensor es diferente de la primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal, y en el que la estimación en la etapa b) se lleva a cabo para la primera posición de estimación que se localiza en el extremo de raíz de la pala de turbina eólica y mediante la comparación del primer momento de flexión con una función de aproximación indicativa de la
 30 distribución del momento a lo largo del eje longitudinal de la pala.

Mediante la disposición de los sensores en la zona de transición o en la zona de perfil aerodinámico, las lecturas de los sensores no son estorbadas con las no linealidades que son inherentes a la disposición de los sensores en la zona de raíz de la pala debido a la conexión con el buje de la pala de turbina eólica. En su lugar los momentos en la raíz pueden calcularse a través de funciones de aproximación y/o ajuste de curvas obtenidas a partir de una posición
 35 del sensor a una distancia de la raíz, lo que a su vez proporciona una mejor estimación de los momentos de la raíz que llevar a cabo realmente las mediciones en la raíz. Por consiguiente, la primera posición del sensor se localiza también preferentemente fuera de la zona de raíz de la pala.

Sin embargo, en principio, el momento de flexión en cualquier posición a lo largo de la pala puede llevarse a cabo mediante la comparación de las mediciones con la función de aproximación.

40 De este modo, de acuerdo con un segundo y más amplio aspecto, la invención proporciona un método para la estimación del momento de flexión de una pala de turbina eólica, por ejemplo de una pala de turbina eólica tal como se describe en el presente documento. La pala de turbina eólica se extiende a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz a un extremo de punta y tiene una zona de raíz, una zona de transición y una zona de perfil aerodinámico, comprendiendo el método las etapas de obtener una señal del primer conjunto de sensores indicativa
 45 de un primer momento de flexión en una primera posición de sensor diferente del extremo de punta a lo largo del eje longitudinal de la pala de turbina eólica, y estimar un momento de flexión en una primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal basándose en la señal del primer conjunto de sensores, en el que la primera posición del sensor es diferente de la primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal, y en el que la estimación mediante la comparación del primer momento de flexión con una función de aproximación es indicativa de la
 50 distribución del momento a lo largo del eje longitudinal de la pala.

En lo que sigue, se comentan realizaciones ventajosas relativas tanto al primer como al segundo aspectos.

Por consiguiente, la invención proporciona una pala de turbina eólica que se extiende a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz a un extremo de punta y en un plano transversal perpendicular al eje longitudinal, teniendo el plano transversal un eje principal que se extiende a través de un punto central elástico, comprendiendo la pala de turbina eólica una concha de pala que forma un contorno perfilado que incluye un lado de presión y un lado de succión, así como un borde de ataque y un borde de salida con una cuerda que tiene una longitud de cuerda que se extiende entre ellos, siendo el eje principal paralelo a la cuerda. La pala de turbina eólica puede incluir un sistema de sensores que comprende un primer conjunto de sensores, por ejemplo para la medición de un primer momento de flexión, en una primera posición de sensor a una primera distancia desde el extremo de raíz, comprendiendo el primer conjunto de sensores un primer sensor primario para la medición de un componente primario y un primer sensor secundario para la medición de un componente secundario, en el que un eje del primer sensor primario en el plano transversal se orienta en una dirección definida por el primer sensor primario y el punto central elástico, y un eje del primer sensor secundario en el plano transversal se orienta en una dirección definida por el primer sensor secundario y el punto central elástico. El ángulo entre el eje del primer sensor primario y el eje del primer sensor secundario puede estar en el intervalo desde 50° a 130°.

15 Por consiguiente, la pala de turbina eólica de acuerdo con la invención permite la determinación del momento de flexión solamente con dos sensores en una sección transversal ahorrando costes de fabricación.

También se divulga una pala de turbina eólica que se extiende a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz a un extremo de punta y en un plano transversal perpendicular al eje longitudinal, teniendo el plano transversal un eje principal que se extiende a través de un punto central elástico, comprendiendo la pala de turbina eólica una concha de pala que forma un contorno perfilado que incluye un lado de presión y un lado de succión, así como un borde de ataque y un borde de salida con una cuerda que tiene una longitud de cuerda que se extiende entre ellos, siendo el eje principal paralelo a la cuerda. La pala de turbina eólica puede comprender un sistema de sensores que incluye una pluralidad de conjuntos de sensores, comprendiendo cada conjunto de sensores una pluralidad de sensores que incluye un sensor primario y un sensor secundario para la medición de un componente primario y un componente secundario, respectivamente. La pluralidad de conjuntos de sensores incluye un primer conjunto de sensores para la medición de un primer momento de flexión en una primera posición de sensor a una primera distancia desde el extremo de raíz, y un segundo conjunto de sensores para la medición de un segundo momento de flexión en una segunda posición de sensor diferente de la primera posición de sensor a una segunda distancia desde el extremo de raíz. La primera distancia puede ser de al menos 1 m. La segunda distancia puede ser de al menos 3 m.

Además, se divulga un sistema de supervisión de la pala para la supervisión de una pala de turbina eólica que comprende un sistema de sensores, comprendiendo el sistema de supervisión de la pala una unidad de procesamiento y una interfaz conectada a la unidad de procesamiento. La unidad de procesamiento se configura para recibir una señal del primer conjunto de sensores indicativa de un primer momento de flexión en una primera posición de sensor de una pala de turbina eólica que se extiende a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz a un extremo de punta. La unidad de procesamiento se configura para estimar un momento de flexión en una primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal basándose en la señal del primer conjunto de sensores, en el que la primera posición de sensor es diferente de la primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal.

40 Existe también una necesidad de una pala de turbina eólica que tenga un sistema de sensores ópticos con bajas pérdidas.

Por consiguiente, se proporciona una pala de turbina eólica, extendiéndose la pala de turbina eólica a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz a un extremo de punta y en un plano transversal perpendicular al eje longitudinal, teniendo el plano transversal un eje principal que se extiende a través de un punto central elástico, comprendiendo la pala de turbina eólica una concha de pala que forma un contorno perfilado que incluye un lado de presión y un lado de succión, así como un borde de ataque y un borde de salida con una cuerda que tiene una longitud de cuerda que se extiende entre ellos, siendo el eje principal paralelo a la cuerda. La pala de turbina eólica comprende un sistema de sensores con una trayectoria óptica que comprende una primera fibra óptica, una segunda fibra óptica y opcionalmente una fibra óptica de enlace, incluyendo la primera fibra óptica un primer núcleo con un primer diámetro de núcleo, en el que la primera fibra óptica se extiende desde un primer extremo a un segundo extremo y comprendiendo al menos un sensor, incluyendo la segunda fibra óptica un segundo núcleo con un segundo diámetro de núcleo, en el que la segunda fibra óptica se extiende desde un primer extremo a un segundo extremo y comprendiendo al menos un sensor. La fibra óptica de enlace incluye un núcleo de enlace con un diámetro de núcleo de enlace, en el que la fibra óptica de enlace se extiende desde un primer extremo a un segundo extremo. La fibra óptica de enlace puede conectar la primera fibra óptica y la segunda fibra óptica, y el primer diámetro de núcleo puede ser el mismo que el diámetro de núcleo del enlace.

El sistema de sensores con una fibra óptica de enlace proporciona un alto grado de libertad de diseño en el diseño de una pala de turbina eólica y proporciona un sistema de sensores ópticos fácilmente adaptable que puede usarse en diferentes configuraciones y modelos de pala de turbina eólica fácilmente configurables.

Además, la fabricación de la pala de turbina eólica puede facilitarse dado que el montaje del sistema de sensores no requiere conocimientos o herramientas especializados.

Además, la pala de turbina eólica de acuerdo con la invención permite una fácil reconfiguración del sistema de sensores después del moldeo y ensamblaje de las partes de concha de la pala.

- 5 Como se describe en el presente documento una turbina eólica comprende una pluralidad de palas de turbina eólica que incluye una primera pala de turbina eólica, en el que la turbina eólica comprende un sistema de supervisión de pala configurado para estimar el momento de flexión de la primera pala de turbina eólica basándose en señales del conjunto de sensores desde el sistema de sensores de la primera pala de turbina eólica.

10 La presente invención se refiere a una pala de turbina eólica, por ejemplo para un rotor de una turbina eólica que tenga un árbol de rotor sustancialmente horizontal, comprendiendo el rotor un buje, desde el que se extienden las palas sustancialmente en una dirección radial cuando se montan en el buje, extendiéndose la pala a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz a un extremo de punta y en un plano transversal perpendicular al eje longitudinal, teniendo el plano transversal un eje principal que se extiende a través de un punto central elástico. La pala de turbina eólica comprende una concha de pala que forma un contorno perfilado que incluye un lado de presión y un lado de succión, así como un borde de ataque y un borde de salida con una cuerda que tiene una longitud de cuerda que se extiende entre ellos. El contorno perfilado, cuando es impactado por el flujo de aire incidente, genera un empuje. El contorno perfilado se divide en: una zona de raíz que tiene un perfil sustancialmente circular o elíptico más próximo al extremo de raíz con un diámetro de raíz que es la longitud de cuerda en el extremo de raíz, una zona de perfil aerodinámico que tiene un perfil de generación de empuje más alejado del extremo de raíz, y una zona de transición entre la zona de raíz y la zona de perfil aerodinámico, teniendo la zona de transición un perfil gradualmente cambiante en la dirección radial desde el perfil circular o elíptico de la zona de raíz al perfil generador de empuje de la zona aerodinámica, y con un lomo que tiene un ancho de lomo y una distancia de lomo y localizado en el límite entre la zona de transición y la zona de perfil aerodinámico, en el que la pala tiene una longitud de pala. Por lomo se quiere indicar la posición en la que la pala de turbina eólica tiene su longitud de cuerda más grande y la distancia de lomo es la distancia desde el extremo de raíz al lomo. El intervalo de longitud se define desde el extremo de raíz al extremo de punta, posicionándose así el extremo de raíz en $r=0$ y posicionándose el extremo de punta en $r=L$ a lo largo del eje longitudinal.

15

20

25

La pala puede comprender una concha de pala con un cuerpo de concha. El cuerpo de concha puede ensamblarse por ejemplo a partir de una concha del lado de presión y una concha del lado de succión, que se adhieren o unen entre sí cerca del borde de ataque y cerca del borde de salida. En otra realización, la concha se fabrica través de un proceso de una sola vez, por ejemplo, a través de un método de moldeo cerrado, hueco.

30

El cuerpo de concha puede comprender una estructura de soporte de carga que se extiende longitudinalmente, tal como un laminado principal. Dicha estructura de soporte de carga o laminado principal se forma típicamente como una inserción de fibra que comprende una pluralidad de capas de refuerzo de fibra, por ejemplo entre 20 y 50 capas. En cada lado de la estructura de soporte de carga, la pala comprende típicamente una estructura en emparedado con un material de núcleo, tal como madera de balsa o polímero en espuma, y con un recubrimiento interior y exterior fabricado de polímero reforzado con fibra.

35

Pueden disponerse uno o más sensores en el laminado principal o en los bordes del mismo, por ejemplo el primer eje de sensor de uno o más conjuntos de sensores puede cruzar el laminado principal o un borde del laminado principal.

40

La concha de pala se fabrica típicamente de un material de polímero reforzado con fibra. las fibras de refuerzo pueden ser por ejemplo fibras de vidrio, fibras de carbono, fibras de aramida, fibras metálicas, tales como fibras de acero, o fibras vegetales, mientras que el polímero puede ser, por ejemplo, epoxi, poliéster o vinilester.

La pala de turbina eólica comprende un conjunto de sensores que comprende al menos un sensor, por ejemplo para la medición o determinación de los momentos de flexión. Un conjunto de sensores puede alternativamente o en combinación configurarse para la medición de otros parámetros. El al menos un conjunto de sensores incluye un primer conjunto de sensores colocado en una primera posición de sensor a lo largo del eje longitudinal. El primer conjunto de sensores puede colocarse a una primera distancia d_1 desde el extremo de raíz.

45

La pala de turbina eólica puede comprender una pluralidad de sensores que incluye el primer conjunto de sensores y un segundo conjunto de sensores colocados en una segunda posición de sensor a lo largo del eje longitudinal. El segundo conjunto de sensores puede posicionarse a una segunda distancia d_2 desde el extremo de raíz.

50

La pluralidad de conjuntos de sensores puede incluir un tercer conjunto de sensores para la medición de un tercer momento de flexión en una tercera posición de sensor a una tercera distancia d_3 desde el extremo de raíz.

La pluralidad de conjuntos de sensores puede incluir un cuarto conjunto de sensores para la medición de un cuarto momento de flexión en una cuarta posición de sensor a una cuarta distancia d_4 desde el extremo de raíz.

5 La pluralidad de conjuntos de sensores puede incluir un quinto conjunto de sensores para la medición de un quinto momento de flexión en una quinta posición de sensor a una quinta distancia d_5 desde el extremo de raíz. La primera distancia d_1 puede estar en el intervalo desde aproximadamente 1 m a aproximadamente 20 m y la segunda distancia d_2 puede estar en el intervalo desde aproximadamente 3 m a aproximadamente 50 m.

Opcionalmente, las distancias de la posición de sensor desde el extremo de raíz pueden depender de la longitud L de la pala de turbina eólica y/o de la distancia del lomo o posición d_s .

10 La primera distancia d_1 puede seleccionarse en el intervalo desde $d_{1,\min}$ a $d_{1,\max}$. La primera distancia d_1 puede estar en el intervalo desde aproximadamente 4 m a aproximadamente 15 m tal como en el intervalo desde aproximadamente 6 m a aproximadamente 10 m, preferentemente aproximadamente 8 m.

La primera distancia d_1 puede depender de la distancia del lomo d_s , es decir, d_1 puede ser una función de la distancia del lomo d_s . Por ejemplo, d_1 puede venir dado por

$$d_1 = \alpha_1 d_s,$$

15 en la que α_1 está en el intervalo desde 0,2 a 1,0.

La primera distancia d_1 puede depender de la longitud de la pala de turbina eólica, es decir d_1 puede ser una función de la longitud de pala L . Por ejemplo, d_1 puede venir dado por

$$d_1 = \beta_1 L,$$

en la que β_1 está en el intervalo desde aproximadamente 0,05 a aproximadamente 0,95.

20 La primera distancia d_1 puede depender del diámetro de raíz $d_{\text{raíz}}$, es decir, d_1 puede ser función del diámetro de raíz $d_{\text{raíz}}$. La primera distancia d_1 puede ser al menos un diámetro de la raíz.

Por ejemplo, d_1 puede venir dado por

$$d_1 = \gamma_1 d_{\text{raíz}},$$

en la que γ_1 es al menos 0,8.

25 La primera distancia mínima $d_{1,\min}$ puede depender del diámetro de raíz $d_{\text{raíz}}$, por ejemplo, viene dada por

$$d_{1,\min} = \gamma_1 d_{\text{raíz}},$$

en la que γ_1 es al menos 0,8, tal como aproximadamente 1.

La primera distancia máxima $d_{1,\max}$ puede depender de la distancia del lomo d_s , por ejemplo, viene dada por

$$d_{1,\max} = \alpha_1 d_s,$$

30 en la que α_1 está en el intervalo desde 0,5 a 1,0.

Las distancias del lomo d_s pueden estar en un intervalo desde 11 m a 15 m, por ejemplo aproximadamente 13 m para una pala de turbina eólica que tenga una longitud de aproximadamente 61,5 m.

35 El diámetro de raíz $d_{\text{raíz}}$ pueden estar en un intervalo desde 2 m a 5 m, por ejemplo, aproximadamente 2,5 m para una pala de turbina eólica que tenga una longitud desde 40 m - 50 m, o aproximadamente 3,5 m para una pala de turbina eólica que tenga una longitud desde 60 m - 75 m.

La segunda distancia d_2 puede seleccionarse en el intervalo desde $d_{2,\min}$ a $d_{2,\max}$. La segunda distancia d_2 puede estar en el intervalo desde aproximadamente 5 m a aproximadamente 40 m, tal como en el intervalo desde aproximadamente 10 m a aproximadamente 30 m tal como aproximadamente 12 m o aproximadamente 23 m.

ES 2 668 813 T3

La segunda distancia d_2 puede depender de la distancia del lomo d_s , es decir, d_2 puede ser una función de la distancia del lomo d_s . Por ejemplo, d_2 puede venir dado por

$$d_2 = \alpha_2 d_s,$$

en la que α_2 está en el intervalo desde 0,5 a 10,0.

- 5 La segunda distancia (d_2) puede depender de la longitud de la pala de turbina eólica, es decir d_2 puede ser una función de la longitud de pala L . Por ejemplo, d_2 puede venir dado por

$$d_2 = \beta_2 L,$$

en la que β_2 está en el intervalo desde 0,1 a 0,8.

- 10 La segunda distancia d_2 puede depender del diámetro de raíz $d_{raíz}$, es decir, d_2 puede ser función del diámetro de raíz $d_{raíz}$. Por ejemplo, d_2 puede venir dado por

$$d_2 = \gamma_2 d_{raíz},$$

en la que γ_2 es al menos 0,8.

La segunda distancia mínima $d_{2,min}$ puede depender del diámetro de raíz $d_{raíz}$, por ejemplo, viene dada por

$$d_{2,min} = \gamma_2 d_{raíz},$$

- 15 en la que γ_2 es al menos 0,8, tal como aproximadamente 2.

La segunda distancia máxima $d_{2,máx}$ puede depender de la distancia del lomo d_s , por ejemplo, viene dada por

$$d_{2,máx} = \alpha_2 d_s,$$

en la que α_2 está en el intervalo desde 0,5 a 3,0.

- 20 Las distancias d_1 , d_2 , d_3 , ... de conjuntos de sensores desde el extremo de raíz puede ser de al menos 6 m para minimizar o evitar no linealidades indeseadas desde los cojinetes de paso en mediciones de sensor.

En una o más realizaciones, las distancias d_1 , d_2 , d_3 , ... de conjuntos de sensores desde el extremo de raíz puede ser menor que 25 m, por ejemplo menor que 20 m, para reducir o evitar errores excesivos de superposición en mediciones de sensores.

- 25 Las distancias entre conjuntos de sensores a lo largo del eje longitudinal se seleccionan para facilitar las mediciones deseadas, por ejemplo para la estimación de los momentos de flexión a lo largo de la pala de turbina eólica tal como en una o más posiciones de estimación. Las distancias entre posiciones de sensores se indican como d_{ij} , en la que i y j son números de índice para conjuntos de sensores y los sensores del mismo.

- 30 La distancia d_{12} entre el primer conjunto de sensores y el segundo conjunto de sensores opcional a lo largo del eje longitudinal puede estar en un intervalo desde aproximadamente 1 m a aproximadamente 30 m, tal como desde aproximadamente 3 m a aproximadamente 20 m, por ejemplo aproximadamente 4 m, aproximadamente 10 m, aproximadamente 15 m.

- 35 La distancia d_{13} entre el primer conjunto de sensores y el tercer conjunto de sensores opcional a lo largo del eje longitudinal puede estar en un intervalo desde aproximadamente 1 m a aproximadamente 50 m, tal como desde aproximadamente 10 m a aproximadamente 40 m, por ejemplo aproximadamente 15 m, aproximadamente 25 m, aproximadamente 35 m.

La distancia d_{14} entre el primer conjunto de sensores y el cuarto conjunto de sensores opcional a lo largo del eje longitudinal puede estar en un intervalo desde aproximadamente 1 m a aproximadamente 60 m, tal como desde aproximadamente 15 m a aproximadamente 50 m, por ejemplo aproximadamente 20 m, aproximadamente 30 m, aproximadamente 40 m.

- 40 La distancia d_{15} entre el primer conjunto de sensores y el quinto conjunto de sensores opcional a lo largo del eje

longitudinal puede estar en un intervalo desde aproximadamente 20 m a aproximadamente L-d₁, tal como desde aproximadamente 20 m a aproximadamente 60 m, por ejemplo aproximadamente 30 m, aproximadamente 40 m, aproximadamente 50 m.

5 Un conjunto de sensores puede comprender uno o más sensores. Los uno o más sensores de un conjunto de sensores pueden incluir un sensor primario y opcionalmente un sensor secundario. El (los) sensor(es) de un conjunto de sensores pueden adaptarse para medir componentes del momento de flexión, es decir un conjunto de sensores puede comprender un sensor primario para la medición de un componente del momento de flexión primario M_x alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal, y/o un sensor secundario para la medición de un componente del momento de flexión secundario M_y alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal. En una o más realizaciones, un conjunto de sensores consiste en dos sensores para la medición de los componentes del momento de flexión, permitiendo de ese modo mediciones del momento de flexión sobre la pala de turbina eólica solamente con dos sensores.

La pala de turbina eólica comprende un primer conjunto de sensores, por ejemplo para la medición de un primer momento de flexión, en una primera posición de sensor a una primera distancia desde el extremo de raíz.

15 El primer conjunto de sensores puede comprender un primer sensor primario para la medición de un componente primario del primer momento de flexión (M_{x,1}) alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal (primer sensor primario) y un primer sensor secundario para la medición de un componente secundario del primer momento de flexión (M_{y,1}) alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal (primer sensor secundario).

20 El segundo conjunto de sensores puede comprender un segundo sensor primario para la medición de un componente primario (M_{x,2}) del segundo momento de flexión alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal (segundo sensor primario) y un segundo sensor secundario para la medición de un componente secundario del segundo momento de flexión (M_{y,2}) alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal (segundo sensor secundario).

25 Los sensores de un conjunto de sensores se posicionan a la misma distancia desde el extremo de raíz, es decir en la misma posición transversal. En una o más realizaciones, los sensores de un conjunto de sensores, por ejemplo un sensor primario y un sensor secundario, pueden desplazarse a lo largo del eje longitudinal. La distancia entre sensores de un conjunto de sensores a lo largo del eje longitudinal debería ser tan pequeña como sea posible. La máxima distancia entre sensores de un conjunto de sensores puede ser menor de 1 m, tal como menor de 0,5 m. Pueden emplearse distancias mayores. En caso de sensores desplazados del conjunto de sensores, la distancia del conjunto de sensores a la raíz es la distancia media de los sensores del conjunto de sensores.

La longitud L de la pala de turbina eólica puede ser de al menos 40 m.

35 Los momentos de raíz de una pala de turbina eólica son deseados desde una perspectiva de control de la turbina eólica, por ejemplo para controlar el paso y otros parámetros de operación para optimizar la operación y la producción de potencia de la turbina eólica. Sin embargo, la medición del momento de raíz con sensores situados en el extremo de raíz de la pala está grandemente afectada por las contribuciones no lineales al momento desde el cojinete de paso.

El posicionamiento correcto de los sensores en una pala de turbina eólica es importante para obtener una medición precisa y para reducir o eliminar efectos no deseados tales como efectos no lineales. Desde una perspectiva de coste y fabricación se desea emplear un número bajo de sensores.

40 Se sitúa un sensor primario sobre un eje de sensor primario que se extiende a través del centro elástico en el plano transversal con el sensor primario. Se sitúa un sensor secundario sobre un eje de sensor secundario que se extiende a través del centro elástico en el plano transversal con el sensor secundario.

45 El ángulo entre el eje del primer sensor primario y el eje del primer sensor secundario puede estar en el intervalo desde aproximadamente 85° a aproximadamente 95°. El ángulo entre el eje del primer sensor primario y el eje del primer sensor secundario puede ser de aproximadamente 90°.

En un caso de primer y segundos ejes de sensores perpendiculares, el primer momento de flexión M₁ puede venir dado como:

$$M_1 = \sqrt{M_{x,1}^2 + M_{y,1}^2}$$

Un componente primario estimado del momento de flexión en la primera posición de estimación M_{x,est,1}, por ejemplo

en el extremo de raíz, puede venir dado en función de una o más señales de sensor S_n , S_{12} , S_{21} , S_{22} , ..., en la que S_{11} es la primera señal primaria de sensor, S_{12} es la primera señal secundaria de sensor, S_{21} es la señal del segundo sensor primario, S_{22} es la señal del segundo sensor secundario, etc.

5 Un componente secundario estimado del momento de flexión en la primera posición de estimación $M_{Y,est,1}$, por ejemplo en el extremo de raíz, puede venir dado en función de una o más señales de sensor S_{11} , S_{12} , S_{21} , S_{22} , ..., en la que S_{11} es la primera señal primaria de sensor, S_{12} es la primera señal secundaria de sensor, S_{21} es la señal del segundo sensor primario, S_{22} es la señal del segundo sensor secundario, etc.

10 Las señales de sensores pueden multiplexarse en el tiempo y/o en frecuencia/longitud de onda. Puede preferirse el multiplexado en el tiempo para reducir el número de componentes en la unidad de lectura y reducir los costes del sistema de detección.

15 El componente primario estimado del momento de flexión en la primera posición de estimación $M_{X,est,1}$ puede estimarse basándose en señales del sensor primario desde sensores primarios de los uno o más conjuntos de sensores. El componente secundario estimado del momento de flexión en la primera posición de estimación $M_{Y,est,1}$ puede estimarse basándose en señales del sensor secundario desde sensores secundarios de los uno o más conjuntos de sensores. De manera adicional o de manera alternativa, puede estimarse $M_{X,est,1}$ basándose en señales de sensor secundario desde sensores secundarios de los uno o más conjuntos de sensores y/o puede estimarse $M_{Y,est,1}$ basándose en señales de sensor primario desde los sensores primarios de los uno o más conjuntos de sensores.

El momento de flexión $M_{est,1}$ en una primera posición de estimación puede estimarse o darse como:

20
$$M_{est,1} = \sqrt{M_{X,est,1}^2 + M_{Y,est,1}^2}$$

El momento de flexión $M_{est,1}$ en una primera posición de estimación puede estimarse o darse como:

$$M_{est,1} = \sqrt{\alpha_X M_{X,est,1}^2 + \beta_Y M_{Y,est,1}^2}$$

en la que α_X y β_Y son factores de compensación para compensar la no perpendicularidad del primer eje y el segundo eje.

25 La pala de turbina eólica puede comprender un segundo conjunto de sensores, por ejemplo para la medición de un segundo momento de flexión, en una segunda posición de sensor a una segunda distancia desde el extremo de raíz. El conjunto de sensores comprende un segundo sensor primario para la medición de un componente primario y un segundo sensor secundario para la medición de un componente secundario, en el que un eje del segundo sensor primario en el plano transversal se orienta en una dirección definida por el segundo sensor primario y el punto central elástico, y un eje del segundo sensor secundario en el plano transversal se orienta en una dirección definida por el segundo sensor secundario y el punto central elástico. El ángulo entre el eje del segundo sensor primario y el eje del segundo sensor secundario puede estar en el intervalo desde 50° a 130°, tal como en el intervalo desde 85° a 95°. El ángulo entre el eje del primer sensor primario y el eje del primer sensor secundario puede ser de aproximadamente 90°.

35 El (los) sensor(es) primario(s), por ejemplo, el primer sensor primario y/o el segundo sensor primario, pueden disponerse por ejemplo en el lado de presión o el grado de succión de la pala, ventajosamente en o embebidos en una estructura de soporte de carga tal como un laminado principal de la estructura de la concha de pala.

El (los) sensor(es) secundario(s), por ejemplo, el primer sensor secundario y/o el segundo sensor secundario, pueden disponerse por ejemplo en el borde de ataque o el borde de salida de la pala de turbina eólica.

40 La colocación de los sensores primario y secundario sobre el lado de presión y en el borde de ataque, respectivamente, puede facilitar el empleo de sensores extensiométricos. Uno o más de los sensores, tal como los sensores primarios y/o secundarios, pueden ser sensores extensiométricos.

Uno o más de los sensores, tal como los sensores primarios y/o secundarios, pueden ser sensores ópticos, tales como rejillas de Bragg en fibra.

45 Al menos uno de los sensores puede embeberse en la concha de pala. Uno o más sensores pueden fijarse a o montarse en la superficie interior de la concha de pala. La pala de turbina eólica puede comprender una viga fijada a

la concha y al menos uno de los sensores puede montarse en este caso sobre la viga. Uno o más sensores pueden montarse sobre, o embeberse en el laminado principal de un cuerpo de concha.

La pala de turbina eólica puede comprender una malla fijada a la concha y al menos uno de los sensores puede montarse sobre la malla.

- 5 Los uno o más conjuntos de sensores, por ejemplo el primer conjunto de sensores, y/o el segundo conjunto de sensores pueden disponerse en la zona de raíz, la zona de transición o la zona aerodinámica de la pala de turbina eólica.

- 10 Los sensores de la pala de turbina eólica proporcionan señales de sensores indicativas de un momento de flexión, por ejemplo en la forma de señales de esfuerzo/presión que indican el esfuerzo/presión aplicada al sensor. Las señales de esfuerzo/presión de los sensores pueden transformarse a momentos de flexión o componentes de los mismos mediante el uso de parámetros del sistema de sensores, por ejemplo determinarse durante la calibración y/o diseño de la pala de turbina eólica.

- 15 Una señal de sensor indicativa de un momento de flexión puede ser una señal óptica desde un sensor óptico, por ejemplo una rejilla de Bragg en fibra, en una fibra óptica, en la que la señal del sensor es luz reflejada que tiene una longitud de onda que depende del esfuerzo aplicado al sensor. La señal de sensor puede suministrarse a una unidad de lectura situada por ejemplo en la pala de turbina eólica o en el buje de una turbina eólica. La unidad de lectura puede configurarse para determinar o deducir la longitud de onda de una o más señales de sensores y proporcionar la(s) longitud(es) de onda de la(s) señal(es) de sensores a una unidad de procesamiento en un sistema de supervisión de la pala. La unidad de lectura puede ser un dispositivo separado conectable a un sistema de sensores y a un sistema de supervisión de la pala para recibir señales de sensores y enviar las señales de sensores procesadas al sistema de supervisión de la pala. En una o más realizaciones, la unidad de lectura puede embeberse en el sistema de supervisión de la pala, es decir el sistema de supervisión de la pala comprende la unidad de lectura y puede conectarse al sistema de sensores a través de uno o más puertos de sensores de la interfaz.

- 25 En una o más realizaciones en las que los sensores implementan como rejillas de Bragg en fibra en una fibra óptica, las señales de sensores son señales ópticas con longitudes de onda λ_{11} (primer sensor primario), λ_{12} (primer sensor secundario), λ_{21} , (segundo sensor primario), λ_{22} (segundo sensor secundario), ..., λ_{ij} en la que i y j son números de índice para los conjuntos de sensores y los sensores del mismo. Las señales de sensores pueden multiplexarse en el tiempo y/o en frecuencia/longitud de onda. El esfuerzo y o presión aplicado a los sensores puede deducirse a partir de las longitudes de onda de las señales del sensor. La unidad de procesamiento puede configurarse para deducir los momentos de flexión y/o componentes del mismo a partir de las señales de sensores, por ejemplo basándose en parámetros del sistema de sensores almacenados en una unidad de memoria.

- 35 Para una turbina eólica con un sistema de sensores óptico que incluye una segunda fibra óptica y una fibra óptica de enlace, el segundo diámetro del núcleo puede ser el mismo. La trayectoria óptica en el sistema de sensores puede tener el mismo diámetro, es decir diferentes fibras ópticas en el sistema pueden tener el mismo diámetro de núcleo o diámetro del campo de modo.

La primera fibra óptica puede comprender un primer sensor primario y opcionalmente un segundo sensor primario para indicación del esfuerzo a una primera distancia y opcionalmente a una segunda distancia, respectivamente, desde el extremo de raíz de la pala de turbina eólica.

- 40 La segunda fibra óptica puede comprender un primer sensor secundario y opcionalmente un segundo sensor secundario para indicación del esfuerzo a una primera distancia y opcionalmente a una segunda distancia, respectivamente, desde el extremo de raíz de la pala de turbina eólica.

- 45 Las fibras ópticas de enlace estándar tienen un diámetro de núcleo de 9 μm . La fibra de detección tiene típicamente un diámetro de núcleo de menos de 7 μm . Tener el mismo diámetro de núcleo en la primera fibra óptica y en la fibra óptica de enlace proporciona una trayectoria óptica con baja amortiguación y por ello un sistema de sensores con bajas pérdidas. Un sistema de sensores ópticos con bajas pérdidas, por ejemplo menos de 3,5 dB, puede proporcionarse para satisfacer los requisitos del sistema de sensores desde la unidad de lectura o para reducir los requisitos para la unidad de lectura.

El sistema de sensores puede comprender una pluralidad de fibras ópticas de enlace con el mismo diámetro de núcleo de enlace.

- 50 El sistema de sensores puede comprender un número de fibras ópticas, comprendiendo cada fibra óptica uno o más sensores, incluyendo una tercera fibra óptica y/o una cuarta fibra óptica. La tercera fibra óptica puede situarse paralela y adyacente a la primera fibra óptica en la pala de turbina eólica y/o la cuarta fibra óptica puede situarse paralela y adyacente a la segunda fibra óptica en la pala de turbina eólica. Más de dos fibras ópticas con sensores

- 5 pueden permitir una fácil reparación del sistema de sensores. Por ejemplo, si se rompe la primera fibra óptica, la fibra óptica de enlace se conecta simplemente a la tercera fibra óptica y se configura el sistema de supervisión de la pala para estimar los momentos de flexión basándose en señales de sensor desde los sensores en la segunda y tercera fibras ópticas en lugar de estimar los momentos de flexión basándose en señales de sensor desde los sensores en la primera y segunda fibras ópticas.
- La provisión de uno o más cables de enlace con los mismos diámetros de núcleo que las fibras ópticas con sensor(es) facilita un alto grado de libertad para el diseñador de la pala.
- 10 Una fibra óptica con un diámetro de núcleo relativamente pequeño, por ejemplo menos de 7 μm , puede preferirse para la detección en la pala de turbina eólica en la que puede ser importante tener bajas pérdidas inducidas por la flexión. Puede usarse un diámetro de núcleo de 4,2 μm dado que puede ser deseable una elevada fotosensibilidad para facilitar la fabricación de ciertos tipos de rejillas de Bragg en fibra (FBG).
- Por consiguiente, el primer diámetro de núcleo, el segundo diámetro de núcleo y/o el diámetro de núcleo del enlace pueden ser menores de 7 μm , tales como 6,4 μm , 5,3 μm o 4,2 μm .
- La primera y/o segunda fibras ópticas pueden ser fibras monomodo con una longitud de onda de diseño de 1550 nm.
- 15 La(s) fibra(s) óptica(s) de enlace pueden ser fibras ópticas monomodo con una longitud de onda de diseño de 1550 nm.
- En una o más realizaciones, la primera y segunda fibras ópticas y la fibra óptica de enlace son fibras ópticas que tienen MFD de 6,4 μm y un diámetro exterior de 80 μm .
- 20 En una o más realizaciones la primera y segunda fibras ópticas y la fibra óptica de enlace pueden ser fibras ópticas que tienen MFD de 4,2 μm y diámetro exterior de 125 μm .
- Las fibras ópticas pueden tener una longitud de onda de corte en el intervalo desde 1350 a 1500 nm.
- Las fibras ópticas pueden ser fibras ópticas SM1500 (4,2/125).
- 25 La distancia entre sensores del sistema sensor puede ser de al menos 3 m a lo largo de la trayectoria óptica del sistema de sensor. En particular, la distancia entre el primer sensor primario y el segundo sensor primario puede ser de al menos 3 m, por ejemplo al menos 5 m, al menos 8 m, a lo largo de la primera fibra óptica para permitir la detección a distancia a lo largo del eje longitudinal de la turbina eólica. La distancia entre el primer sensor secundario y el segundo sensor secundario puede ser de al menos 3 m a lo largo de la segunda fibra óptica, por ejemplo al menos 5 m, al menos 8 m.
- 30 Una distancia entre sensores de al menos 3 m facilita el multiplexado en el tiempo de las señales de sensores. Las distancias entre sensores en una fibra óptica se seleccionan para disponer los sensores en posiciones deseadas en la pala de turbina eólica.
- 35 La primera fibra óptica y la segunda fibra óptica pueden estar principalmente o al menos parcialmente embebidas en la concha de la pala. Preferentemente, uno o más extremos de la primera fibra óptica y/o la segunda fibra óptica se proveen con partes conectoras para acoplamiento o conexión a una fibra óptica de enlace, una unidad de lectura u otra fibra óptica con sensores. La(s) parte(s) conectora(s) puede(n) embeberse o alojarse en una o más cajas de conector montadas sobre o moldeadas dentro de la concha de la pala para permitir una fácil instalación de una o más fibras ópticas de enlace. Las partes conectoras en extremos de las fibras ópticas proporcionan acoplamiento óptico de los núcleos de fibra de las fibras ópticas.
- 40 La primera fibra óptica y la segunda fibra óptica pueden adherirse o montarse al menos parcialmente en la concha de la pala.
- 45 La pala de turbina eólica puede comprender una unidad de lectura que comprende al menos un puerto de sensor que incluye un primer puerto de sensor para acoplar ópticamente el sistema de sensores, por ejemplo la primera fibra óptica, a la unidad de lectura. La unidad de lectura puede configurarse para leer señales de sensores de los sensores ópticos en el sistema de sensores como se ha descrito anteriormente. La unidad de lectura puede configurarse para deducir una pluralidad de señales de sensores indicativas del esfuerzo sobre los sensores del sistema de sensores de la pala de turbina eólica.
- La unidad de lectura puede comprender un segundo puerto de sensores, por ejemplo de modo que el segundo extremo de la segunda fibra óptica puede acoplarse ópticamente al segundo puerto de sensores para lectura de las

señales de sensores de los sensores ópticos en el sistema de sensores. Esta configuración en combinación con el acoplamiento óptico del segundo extremo de la primera fibra óptica y el primer extremo de la segunda fibra óptica permite la supervisión de los sensores incluso en caso de un daño en un único punto de la trayectoria óptica formada por la primera fibra óptica y la segunda fibra óptica.

- 5 La temperatura puede afectar al funcionamiento y características de los sensores, es decir las señales de los sensores desde los sensores ópticos pueden depender de la temperatura. Puede desearse una determinación del momento de flexión insensible a la temperatura.

- 10 Por consiguiente, el sistema de sensores puede comprender un primer sensor de temperatura en la primera fibra óptica y/o un segundo sensor de temperatura en la segunda fibra óptica. Puede disponerse una rejilla de Bragg en fibra (FBG) de una fibra óptica en la pala de turbina eólica de modo que no se apliquen cambios en el esfuerzo o presión a la FBG. De ese modo la FBG puede funcionar como sensor de temperatura.

El primer diámetro de núcleo de la primera fibra óptica puede ser igual al segundo diámetro de núcleo de la segunda fibra óptica.

- 15 El sistema de sensores puede comprender una unidad de división/combinación del haz que tiene un primero, un segundo y un tercer puertos, en el que el primer puerto está ópticamente acoplado al primer extremo de la primera fibra óptica y el segundo puerto está ópticamente acoplado al segundo extremo de la segunda fibra óptica, de modo que las señales de sensores desde la primera fibra óptica se combinan con señales de sensores de la segunda fibra óptica en el tercer puerto conectado a una unidad de lectura.

- 20 La unidad de procesamiento puede configurarse para compensar la variación de temperatura, es decir una estimación de los momentos de flexión puede comprender la aplicación de un factor de compensación a las señales de sensor, basándose el factor de compensación en una o más señales de temperatura desde el primer del sensor de temperatura y/o el segundo sensor de temperatura.

Los sensores ópticos son preferidos para reducir o eliminar los daños de la descarga de rayos.

- 25 La primera fibra óptica puede comprender una primera parte conectora de extremo y/o una segunda parte conectora de extremo para la conexión del primer extremo y el segundo extremo, respectivamente, a una unidad de lectura, a un sistema de supervisión de la pala y/u otras fibras ópticas.

La segunda fibra óptica puede comprender una primera parte conectora de extremo y/o una segunda parte conectora de extremo para la conexión del primer extremo y el segundo extremo, respectivamente, a una unidad de lectura, a un sistema de supervisión de la pala y/u otras fibras ópticas.

- 30 Las partes conectoras pueden ser un conector E2000.

En el método para estimar el momento de flexión de una pala de turbina eólica, la estimación de un momento de flexión en una primera posición de estimación puede llevarse a cabo suponiendo un momento de flexión cero en el extremo de punta de la pala de turbina eólica.

- 35 La distancia entre la primera posición de sensor y la primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal puede ser de al menos 1 m, tal como al menos 3 m, preferentemente en el intervalo desde 3 m a aproximadamente 12 m.

- 40 Durante la operación de una turbina eólica, puede ser de interés la información sobre las cargas sobre la pala de turbina eólica desde un punto de vista del control de la turbina. Por consiguiente, la información sobre los momentos en la raíz de la pala de turbina eólica puede ser un parámetro deseado. La primera posición de estimación puede ser cualquier posición a lo largo del eje longitudinal, tal como en el extremo de raíz de la pala de turbina eólica.

El primer momento de flexión puede tener un componente primario alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal y/o un componente secundario alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal.

- 45 El método puede comprender la obtención de una señal del segundo conjunto de sensores indicativa de un segundo momento de flexión en una segunda posición de sensor a lo largo del eje longitudinal y la estimación del momento de flexión en una primera posición de estimación puede basarse en la señal del segundo conjunto de sensores.

En el método, la distancia entre la primera posición de sensor y la segunda posición de sensor a lo largo del eje longitudinal puede ser de al menos 1 m.

El segundo momento de flexión puede tener un componente primario alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal y un componente secundario alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal.

El primer eje y el segundo eje pueden ser perpendiculares o formar un ángulo, por ejemplo el ángulo más pequeño puede estar en un intervalo desde 75° a aproximadamente 90°.

- 5 El primer eje puede ser perpendicular al eje de sensor primario. El segundo eje puede ser perpendicular al eje de sensor secundario.

- 10 En el método y en el sistema de supervisión de la pala, la estimación del momento de flexión puede comprender estimar un componente primario $M_{X,est}$ alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal y/o un componente secundario $M_{Y,est}$ alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal en una primera posición de estimación y/o en una segunda posición de estimación a lo largo del eje longitudinal. La estimación de un momento de flexión puede comprender ajuste de curvas.

- 15 En el método y en el sistema de supervisión de la pala, el momento de flexión $M_{est,1}$ o componentes del mismo $M_{X,est,1}$ y/o $M_{Y,est,1}$ en la primera posición de estimación pueden estimarse mediante el uso de una primera función de aproximación desde el extremo de punta a la primera posición del sensor y una segunda función de aproximación desde la primera posición del sensor a la primera posición de estimación. La segunda función de aproximación puede basarse en la primera función de aproximación. Pueden emplearse diferentes funciones de aproximación para los componentes primario y secundario, es decir pueden emplearse una primera y segunda función de aproximación primarias para el componente primario y pueden emplearse una primera y segunda funciones de aproximación secundaria para el componente secundario. La primera función de aproximación puede seleccionarse a partir de una
20 función spline cúbica y una función polinómica. La función polinómica puede ser una función polinómica de un primer orden, un segundo orden, un tercer orden, un cuarto orden o mayor. La segunda función de aproximación puede ser una interpolación lineal.

La primera posición de sensor puede localizarse en la zona de transición o en la zona de perfil aerodinámico de la pala de turbina eólica.

- 25 El método puede comprender transmitir el momento de flexión estimado o componentes del mismo a un sistema de control de una turbina eólica, por ejemplo a un sistema de supervisión de la pala, sistema de control del paso, un controlador de la turbina eólica, un controlador del parque eólico, un sistema de alarma o similares.

- 30 El sistema de supervisión de la pala puede configurarse para implementar una o más partes o etapas del método descrito en el presente documento. El sistema de supervisión de la pala permite la determinación y estimación de los momentos de flexión o componentes del mismo aplicados a una o más palas de turbina eólica de una turbina eólica, por ejemplo durante la operación de la turbina eólica. De este modo, la invención permite a un sistema de control de la turbina eólica ajustar los parámetros operacionales tales como los ángulos de paso para optimizar la producción de energía y vida útil de la turbina eólica y las palas de turbina eólica.

- 35 El sistema de supervisión de la pala puede comprender una unidad de memoria conectada a la unidad de procesamiento, estando configuradas la unidad de memoria para almacenar parámetros del sistema de sensores del sistema de sensores. La unidad de procesamiento puede configurarse para estimar un momento de tensión basándose en los parámetros del sistema de sensores almacenados en la unidad de memoria, por ejemplo parámetros del sistema de sensores deducidos durante la calibración o fabricación de la pala de turbina eólica.

- 40 **Breve descripción de los dibujos** Las anteriores y otras características y ventajas de la presente invención se harán más fácilmente evidentes para los expertos en la materia mediante la siguiente descripción detallada de realizaciones de ejemplo de la misma con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

La Fig. 1 ilustra una turbina eólica,

La Fig. 2 ilustra una pala de turbina eólica,

La Fig. 3 es una sección transversal de una pala de turbina eólica,

- 45 La Fig. 4 ilustra diferentes vistas de una pala de turbina eólica,

La Fig. 5 es un diagrama de flujo de un método de ejemplo de acuerdo con la invención,

La Fig. 6 ilustra una sección transversal de una pala de turbina eólica,

La Fig. 7 ilustra una sección transversal de una pala de turbina eólica,

La Fig. 8 ilustra una sección transversal de una pala de turbina eólica,

La Fig. 9 ilustra una sección transversal de una pala de turbina eólica,

La Fig. 10 ilustra una sección transversal de una pala de turbina eólica,

5 La Fig. 11 ilustra una pala de turbina eólica con un sistema de sensores de acuerdo con la invención,

La Fig. 12 ilustra esquemáticamente una primera fibra óptica y una fibra óptica de enlace,

La Fig. 13 ilustra un sistema de supervisión de la pala,

La Fig. 14 ilustra un sistema de supervisión de la pala, y

La Fig. 15 ilustra el momento de flexión estimado con ajuste de curvas.

10 Descripción detallada de la invención

Las figuras son esquemáticas y simplificadas por claridad, y muestran meramente detalles que son esenciales para la comprensión de la invención, mientras que se han excluido otros detalles. A todo lo largo, se usan los mismos números de referencia para partes idénticas o correspondientes.

15 La Fig. 1 ilustra una turbina eólica frente al viento moderna convencional de acuerdo con el denominado "concepto danés" con una torre 4, una góndola 6 y un rotor con un árbol de rotor sustancialmente horizontal. El rotor incluye un buje 8 y tres palas 10 que se extienden radialmente desde el buje 8, cada una teniendo una raíz de pala 16 más cercana al buje y una punta de pala 14 más alejada desde el buje 8. El rotor tiene un radio indicado por R.

20 La Fig. 2 muestra una vista esquemática de una primera realización de una pala de turbina eólica 10 de acuerdo con la invención. La pala de turbina eólica 10 tiene la forma de una pala de turbina eólica convencional y comprende una zona de raíz 30 más próxima al buje, una zona perfilada o de perfil aerodinámico 34 más alejada desde el buje y una zona de transición 32 entre la zona de raíz 30 y la zona de perfil aerodinámico 34. La pala 10 comprende un borde de ataque 18 enfrentado a la dirección de rotación de la pala 10, cuando se monta la pala sobre el buje, y un borde de salida 20 enfrentado a la dirección opuesta del borde de ataque 18.

25 La zona de perfil aerodinámico 34 (también llamada la zona perfilada) tiene una forma de pala ideal o casi ideal con respecto a la generación de empuje, mientras que la zona de raíz 30 debido a consideraciones estructurales tiene una sección transversal sustancialmente circular o elíptica, que por ejemplo la hace más fácil y segura para montar la pala 10 en el buje. El diámetro (o la cuerda) de la zona de raíz 30 puede ser constante a lo largo de todo el área de raíz 30. La zona de transición 32 tiene un perfil transicional gradualmente cambiante desde la forma circular o elíptica de la zona de raíz 30 al perfil aerodinámico de la zona de perfil aerodinámico 34. La longitud de cuerda de la zona de transición 32 se incrementa típicamente con el incremento de la distancia r desde el buje. La zona de perfil aerodinámico 34 tiene un perfil aerodinámico con una cuerda que se extiende entre el borde de ataque 18 y el borde de salida 20 de la pala 10. El ancho de la cuerda en la zona de perfil aerodinámico disminuye con el incremento de la distancia r desde el buje.

35 Se define un lomo 40 de la pala 10 como la posición, en la que la pala 10 tiene su longitud de cuerda más larga. El lomo 40 se proporciona típicamente en los límites entre la zona de transición 32 y la zona de perfil aerodinámico 34.

La pala 10 tiene diferentes perfiles aerodinámicos 41, 42, 43, 44, 45, 46 a lo largo del eje longitudinal de la pala.

40 Como se ilustra en la figura 4, la pala de turbina eólica 10 comprende al menos un conjunto de sensores que incluye un primer conjunto de sensores situado en una primera posición a lo largo del eje longitudinal. El primer conjunto de sensores comprende un primer sensor primario 47A y opcionalmente un primer sensor secundario 47B posicionado a una primera distancia d_1 desde el extremo de raíz. El sensor 47A y el sensor 47B pueden desplazarse una distancia $d_{1,12}$ a lo largo de la dirección longitudinal. La distancia $d_{1,12}$ puede ser menor de 1 m.

45 Opcionalmente, la pala de turbina eólica 10 comprende un segundo conjunto de sensores situados en una segunda posición a lo largo del eje longitudinal. El segundo conjunto de sensores comprende un segundo sensor primario 48A y opcionalmente un segundo sensor secundario 48B posicionado a una segunda distancia d_2 desde el extremo de raíz. El sensor 48A y el sensor 48B pueden desplazarse una distancia $d_{2,12}$ a lo largo de la dirección longitudinal. La distancia $d_{2,12}$ puede ser menor de 1 m.

En la pala de turbina eólica 10, los sensores son sensores ópticos en la forma de una fibra óptica con rejillas de Bragg en fibra embebidas en la concha de la pala de turbina eólica. Los sensores de la pala de turbina eólica pueden ser una parte de la misma fibra óptica y/o ser una parte de diferentes secciones de fibra óptica acopladas mediante uno o más conectores ópticos.

- 5 Debería observarse que las cuerdas de las diferentes secciones de la pala normalmente no reposan en un plano común, dado que la pala puede retorcerse y/o curvarse (es decir pre-flexión), proporcionando así el plano de cuerda con un recorrido correspondientemente retorcido y/o curvado, siendo este el caso más frecuente para compensar la velocidad local de la pala que es dependiente del radio desde el buje.

- 10 La Tabla 1 ilustra a continuación diferentes combinaciones adecuadas de posiciones de sensor (distancia desde el extremo de raíz), dependientes opcionalmente de la longitud de la pala de turbina eólica.

Tabla 1. Posiciones de sensores. * si está presente

d_1/m	d_2^*/m	d_3^*/m	d_4^*/m	d_5^*/m	L/m
2 - L	3 - L	10 - L	20 - L	30 - L	≥ 40
2 - 20	3 - 40	10 - 45			
4 - 15	5 - 30				
4 - 10	10 - 30				
6 - 10	10 - 15	15-20			
5	10				
8	12	23	40	50	≥ 60
$1,5*d_{raiz}$	$0,9*d_s$				
8	$d_1 + d_{12}$				
8	12				
8	23	40			

- 15 La configuración de posición del sensor puede depender del número de conjuntos de sensores disponibles y posición(es) de estimación. Puede ser deseable una posición de sensor cerca del extremo de raíz, sin embargo una posición del sensor demasiado cerca del extremo de raíz no es deseable debido a las contribuciones o ruido desde los cojinetes de paso.

Las Figs. 3 y 4 representan parámetros, que pueden usarse para explicar la geometría de la pala de turbina eólica de acuerdo con la invención.

- 20 La Fig. 3 muestra una vista esquemática de un perfil aerodinámico 50 de una pala típica de una turbina eólica representada con los diversos parámetros, que se usan típicamente para definir la forma geométrica de un perfil aerodinámico. El perfil aerodinámico 50 tiene un lado de presión 52 y un lado de succión 54, que durante el uso —es decir durante la rotación del rotor— miran normalmente hacia el lado hacia barlovento (o frente al viento) y hacia el lado de sotavento (o a favor del viento), respectivamente. El perfil aerodinámico 50 tiene una cuerda 60 con una longitud de cuerda c que se extiende entre un borde de ataque 56 y un borde de salida 58 de la pala. El perfil aerodinámico 50 tiene un grosor t , que se define como la distancia entre el lado de presión 52 y el lado de succión 54. El grosor t del perfil aerodinámico varía lo largo de la cuerda 60. La desviación respecto a un perfil simétrico viene dada por una línea de combadura 62, que es una línea media a través del perfil aerodinámico 50. La línea media puede hallarse dibujando círculos inscritos desde el borde de ataque 56 al borde de salida 58. La línea media sigue los centros de estos círculos inscritos y la desviación o distancia desde la cuerda 60 se llama combadura f . La simetría puede definirse también por el uso de parámetros llamados combadura superior (o combadura del lado de succión) y combadura inferior (o combadura del lado de presión), que se definen como la distancia desde la cuerda 60 y el lado de succión 54 y el lado de presión 52, respectivamente.

- 35 Los perfiles aerodinámicos se caracterizan frecuentemente por los siguientes parámetros: la longitud de la cuerda c , la combadura máxima f , la posición d_f de la combadura máxima f , el grosor máximo del perfil aerodinámico t , que es el diámetro mayor de los círculos inscritos a lo largo de la línea de combadura media 62, la posición d_t del grosor máximo t , y un radio de nariz (no mostrado). Estos parámetros se definen típicamente como relaciones a la longitud de cuerda c . Por ello, se da un grosor de pala relativo local t/c como la relación entre el grosor máximo local t y la

longitud de cuerda local c . Adicionalmente, la posición d_p de la combadura máxima del lado de presión puede usarse como un parámetro de diseño, y naturalmente también la posición de la combadura máxima del lado de succión.

La Fig. 4 muestra otros parámetros geométricos de la pala. La pala tiene una longitud de pala total L . Como se muestra en la Fig. 3, el extremo de raíz se localiza en la posición $r = 0$, y el extremo de punta se localiza en $r = L$. El lomo 40 de la pala se localiza en una posición $r = d_s$, y tiene un ancho de lomo W , que es igual a la longitud de cuerda en el lomo 40. El diámetro de la raíz se define como d_{raiz} . La curvatura del borde de salida de la pala en la zona de transición puede definirse mediante dos parámetros, respectivamente un radio de curvatura exterior mínimo r_o y un radio de curvatura interior mínimo r_i , que se definen como los radios de curvatura mínimos del borde de salida, visto desde el exterior (o detrás del borde de salida), y el radio de curvatura mínimo, visto desde el interior (o enfrente del borde de salida), respectivamente. Además, la pala se proporciona con una pre-flexión, que se define como Δy , que corresponde al exterior de la flexión del plano desde el eje de paso 22 de la pala.

La Fig. 5 ilustra un método de ejemplo de acuerdo con la presente invención. El método 100 comprende obtener 102 una señal del primer conjunto de sensores indicativa de un primer momento de flexión en una primera posición de sensor a lo largo del eje longitudinal de la pala de turbina eólica. Además, el método 100 comprende estimar 104 un momento de flexión en una primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal basándose en la señal del primer conjunto de sensores, en el que la primera posición de sensor es diferente de la primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal. El método puede emplearse sobre una pala de turbina eólica tal como se describe en el presente documento. Opcionalmente, el método 100 comprende obtener 106 una señal del segundo conjunto de sensores indicativa de un segundo momento de flexión en una segunda posición de sensor a lo largo del eje longitudinal, y estimar 104 un momento de flexión se basa en la señal del segundo conjunto de sensores. Las señales de sensores pueden obtenerse en serie y/o en paralelo.

La señal del primer conjunto de sensores comprende una señal del primer sensor primario, desde un primer sensor primario (47A) y una señal del primer sensor secundario desde un primer sensor secundario (47B). La señal del primer sensor primario indica un componente primario $M_{X,1}$ del primer momento de flexión y la señal del primer sensor secundario indica un componente secundario $M_{Y,1}$ del primer momento de flexión.

La Fig. 6 y la Fig. 7 son secciones transversales que ilustran ejemplos de conjunto de sensores situados sobre una pala de turbina eólica.

En la Fig. 6, la pala de turbina eólica 10' comprende un primer conjunto de sensores con un primer sensor primario 47A y un segundo sensor primario 47B a una primera distancia d_1 desde la raíz. El primer sensor primario 47A reposa sobre un primer eje de sensor primario 74 que se extiende a través del centro elástico 70 de la sección transversal de la pala (plano transversal a la primera distancia d_1). El primer sensor secundario 47B reposa sobre un primer eje de sensor secundario 76 que se extiende a través del centro elástico 70 de la sección transversal de la pala. En la Fig. 6, el centro elástico reposa sobre la cuerda 60 y por ello el eje principal 72 coincide con la cuerda 60. El ángulo α_1 entre los dos ejes de sensores 74 y 76 es de 90° . El ángulo β_1 entre el eje principal 72 y el primer eje del sensor primario 74 es de 90° .

En la Fig. 7, la pala de turbina eólica 10'' comprende un primer conjunto de sensores con un primer sensor primario 47A y un segundo sensor primario 47B a una primera distancia d_1 desde la raíz.

El primer sensor primario 47A reposa sobre un primer eje de sensor primario 74 que se extiende a través del centro elástico 70 de la sección transversal de la pala (plano transversal a la primera distancia d_1). El primer sensor secundario 47B reposa sobre un primer eje de sensor secundario 76 que se extiende a través del centro elástico 70 de la sección transversal de la pala. En la Fig. 7, el centro elástico reposa sobre la cuerda 60 y por ello el eje principal 72 coincide con la cuerda 60. El ángulo α_1 entre los dos ejes de sensores 74 y 76 es de 90° . El ángulo β_1 entre el eje principal 72 y el primer eje del sensor primario 74 es de 75° .

En la Fig. 6 y la Fig. 7, los sensores se embeben en el cuerpo de la concha 78 de la pala de turbina eólica.

La Fig. 8 es una sección transversal que ilustra un ejemplo de conjunto de sensores posicionado sobre una pala de turbina eólica. La pala de turbina eólica 10''' comprende una viga 80 fijada al cuerpo de la concha 78 y el segundo sensor primario 47B se fija a la viga 80 más próximo al borde de ataque 56.

La Fig. 9 es una sección transversal que ilustra un ejemplo de un primer conjunto de sensores posicionados sobre la pala de turbina eólica a una primera distancia d_1 . La pala de turbina eólica comprende un cuerpo de concha 78 y los sensores 47A, 47B se montan sobre la superficie interior del cuerpo de concha 78. El ángulo α_1 entre los ejes de sensores 74 y 76 es de 90° .

La Fig. 10 es una sección transversal que ilustra un ejemplo de segundo conjunto de sensores posicionado sobre la pala de turbina eólica a una segunda distancia d_2 . La pala de turbina eólica comprende un cuerpo de concha 78 y los

sensores 48A, 48B se montan sobre la superficie interior del cuerpo de concha 78. El ángulo α_2 entre los ejes de sensores 74 y 76 es de 90° .

La Fig. 11 ilustra una parte de una turbina eólica. La turbina eólica comprende un buje 8 desde el que las palas, de las que se muestra una primera pala de turbina eólica 10, se extienden sustancialmente en una dirección radial cuando se montan en el buje 8. La pala de turbina eólica 10 comprende un sistema de sensores 82 con una trayectoria óptica que comprende una primera fibra óptica 84, una segunda fibra óptica 86 y opcionalmente una fibra óptica de enlace 88. El conector óptico 90 acopla la primera fibra óptica 84 y la fibra óptica de enlace 88 y el conector óptico 90' acopla la segunda fibra óptica 86 a la fibra óptica de enlace 88. Las fibras ópticas 84, 86, 88 son fibras SM1500 (4,2/125). La primera fibra óptica comprende un primer sensor primario 47A y un segundo sensor primario 48A en la forma de rejillas de Bragg en fibra y opcionalmente un primer sensor de temperatura 98A. La segunda fibra óptica comprende un primer sensor secundario 47B y un segundo sensor secundario 48A en la forma de rejillas de Bragg en fibra y opcionalmente un segundo sensor de temperatura 98B. El primer extremo 85 de la primera fibra óptica 84 se acopla a una unidad de lectura 92 para lectura de señales del sensor desde el sistema de sensores 82. La unidad de lectura 92 proporciona valores de longitud de onda de las señales de sensores de un sistema de supervisión de la pala 94 a través de un cable de datos 96. El sistema de supervisión de la pala se configura para estimar componentes del momento de flexión en el extremo de raíz de la pala de turbina eólica basándose en las señales de sensores y se configura para transmitir el momento de flexión estimado a un controlador de turbina (no mostrado). El segundo extremo 85' del primer conector óptico 84 se acopla ópticamente al primer extremo 89 de la fibra óptica de enlace 88 en el conector o conjunto de conector 90. El segundo extremo 89' de la fibra óptica de enlace 88 se acopla ópticamente al primer extremo 87 de la segunda fibra óptica 86 en el conector o conjunto de conector 90'.

La Fig. 12 ilustra esquemáticamente los conectores o conjuntos de conectores ópticos 90 entre la primera fibra óptica 84 y la fibra de enlace 88. La primera fibra óptica 84 comprende un primer núcleo 130 con un primer diámetro de núcleo $d_{\text{núcleo},1}$. La fibra óptica de enlace 88 comprende un núcleo de enlace 132 con un diámetro de núcleo de enlace $d_{\text{núcleo},p} = d_{\text{núcleo},1} = 4,2 \mu\text{m}$. Un material de revestimiento de la fibra y lámina 134, 136 protegen los núcleos 130, 131, 132. La primera fibra óptica 84 comprende una primera parte conectora del extremo en el primer extremo (no mostrado) y una segunda parte conectora del extremo 138 (por ejemplo, el conector E2000 hembra) en el segundo extremo 85', y la fibra óptica de enlace comprende una primera parte conectora del extremo 140 (por ejemplo el conector E2000 macho) para la conexión de la primera fibra óptica 84 y la fibra óptica de enlace 88. El conjunto del conector 90' se forma de la misma manera que el conjunto de conector 90 indicado por los números de referencia.

La segunda fibra óptica 86 incluye un segundo núcleo 131 con un segundo diámetro de núcleo $d_{\text{núcleo},2} = d_{\text{núcleo},p}$, en el que la segunda fibra óptica se extiende desde un primer extremo a un segundo extremo y comprendiendo al menos un sensor. La segunda fibra óptica 86 comprende una primera parte conectora del extremo 138' (por ejemplo el conector E2000 hembra) en el primer extremo 87 y una segunda parte conectora del extremo (no mostrado) en el segundo extremo, y la fibra óptica de enlace comprende una segunda parte conectora del extremo 140' (por ejemplo el corrector E2000 macho) para la conexión de la segunda fibra óptica 86 y la fibra óptica de enlace 88.

La Fig. 13 ilustra esquemáticamente un sistema de supervisión de la pala 94. El sistema de supervisión de la pala 94 comprende una carcasa 95 que aloja una unidad de procesamiento 150 conectada con interfaces 152 y una unidad de memoria 154 a través de conexiones 155, 155', respectivamente. La interfaz 152 comprende un primer puerto conector 156 y un segundo puerto conector 158. El primer puerto conector 156 se configura para la conexión a una unidad de lectura para la recepción de datos de señales de sensor desde un sistema de sensores de la pala de turbina eólica. El segundo puerto conector 158 se configura para la conexión a un controlador de turbina para transmitir y/o enviar datos y/o señales de control/alarma a un controlador de turbina.

La unidad de procesamiento 150 se configura para recibir una señal del primer conjunto de sensores indicativa de un primer momento de flexión en una primera posición de sensor de una pala de turbina eólica que se extiende a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz a un extremo de punta a través del primer puerto conector 156. Además, la unidad de procesamiento 150 se configura para estimar un momento de flexión o componentes del mismo en una primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal basándose en la señal del primer conjunto de sensores, en el que la primera posición de sensor es diferente de la primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal.

La Fig. 14 ilustra esquemáticamente el sistema de supervisión de la pala 94' en el que se integra una unidad de lectura 92 en el sistema de supervisión de la pala y se conecta a la unidad de procesamiento 150 a través de la conexión 155". La interfaz 152 comprende un primer puerto conector 156 en la forma de un primer puerto de sensor 160 para acoplamiento del sistema de sensores, por ejemplo la primera fibra óptica 84, (opcionalmente a través de una fibra óptica de enlace) a la unidad de lectura 92 del sistema de supervisión de la pala 94'.

La Fig. 15 ilustra esquemáticamente la estimación de un componente primario $M_{X,\text{est},1}$ del momento de flexión en el extremo de raíz (primera posición de estimación) de una pala de turbina eólica que tiene $L = 53,2 \text{ m}$. La primera

distancia d_1 es de 7 m y la segunda distancia d_2 es de 10,5 m. el componente primario $M_{X,est,1}$ se estima basándose en una señal del primer sensor primario S_{11} desde un primer sensor primario en d_1 y una señal del segundo sensor primario S_{21} desde un segundo sensor primario en d_2 .

- 5 Se ha mostrado que puede preferirse el uso de funciones spline cúbicas desde el primer sensor primario al extremo de punta de la pala de turbina eólica y a continuación usar el gradiente o derivada del momento de flexión a la primera distancia para realizar una extrapolación lineal a partir de d_1 al extremo de raíz. Los gradientes del momento de flexión en el extremo de punta son cero. Además, el gradiente del momento de flexión en d_1 puede estimarse basándose en los momentos de flexión en d_1 y d_2 , por ejemplo, con un método de retroceso de Euler. Puede no ser deseable una gran distancia entre el primer y segundo conjuntos de sensores.
- 10 La estimación tal como se ilustra en la Fig. 15 comprende las siguientes etapas usando los componentes del momento de flexión medidos en d_1 y d_2 :
- Se ajusta una primera función spline cúbica con condiciones límite "correctas" usando los dos puntos de medición y el punto del extremo de punta en el que el momento de flexión es cero usándose para realizar la interpolación en un punto cerca del extremo de la pala de turbina eólica. En este caso "correcto" significa que las primeras derivadas en los dos extremos del intervalo son correctas,
- 15
- se estima el gradiente del momento de flexión en d_1 usando los datos de sensores medidos transformados a momentos de flexión en d_1 ($M_{X,1}$) y d_2 ($M_{X,2}$) con un método de retroceso de Euler, y la derivada en el extremo de punta es cero. Los tres puntos, es decir d_1 , d_2 y el punto del extremo de punta se indican como puntos A en la Fig. 15. El punto interpolado cerca del extremo de la pala de turbina eólica se indica como punto B.
- 20
- A continuación se construye una segunda función spline, que cubre el intervalo desde d_1 al extremo de punta usando un método "no-un-nodo" en el que se usan los puntos A y B.
 - A continuación, se extiende la segunda función spline al extremo de raíz con una extrapolación lineal indicada por apr. A' entre d_1 y el extremo de raíz.

25 El método "no-un-nodo" significa que la derivada de tercer orden en el segundo y el segundo último punto del dominio usado para interpolación es la misma cuando se mira desde cada lado del punto.

La Fig. 15 ilustra estimaciones del momento de flexión. En el gráfico, la apr. A' representa posiciones de sensor en $d_1 = 7$ m y $d_2 = 10.5$ m, y la apr. B' representa posiciones de sensor en $d_1 = 7$ m y $d_2 = 20$ m. Como puede verse en la Fig. 15, la apr. A' proporciona una mejor estimación del componente primario cerca del extremo de raíz mientras que la apr. B' proporciona una mejor estimación entre 10 m y 50 m desde el extremo de raíz.

30 Debería observarse que además de las realizaciones de ejemplo de la invención mostradas en los dibujos adjuntos, la invención puede realizarse en diferentes formas y no debería interpretarse como limitada a las realizaciones expuestas en el presente documento. Por el contrario, estas realizaciones se proporcionan de modo que la presente divulgación sea global y completa, y transmita completamente el concepto de la invención para los expertos en la materia.

35 **Lista de números de referencia**

2	turbina eólica
4	torre
6	góndola
8	buje
10, 10', 10", 10'''	pala de turbina eólica
14	punta de pala
16	raíz de pala
18	borde de ataque
20	borde de salida
22	eje de paso
30	zona de raíz
32	zona de transición
34	zona de perfil aerodinámico
40	lomo
41, 42, 43, 44, 45, 46	perfil aerodinámico
47A	primer sensor primario
47B	primer sensor secundario
48A	segundo sensor primario

48B	segundo sensor secundario
50	perfil aerodinámico
52	lado de presión
54	lado de succión
56	borde de ataque
58	borde de salida
60	cuerda
62	línea de combadura / línea mediana
70	centro elástico
72	eje principal
74	eje de sensor primario
76	eje de sensor secundario
78	cuerpo de concha
80	viga
82	sistema de sensores
84	primera fibra óptica
85	primer extremo de la primera fibra óptica
85'	segundo extremo de la primera fibra óptica
86	segunda fibra óptica
87	primer extremo de la segunda fibra óptica
87'	segundo extremo de la segunda fibra óptica
88	fibra óptica de enlace
89	primer extremo de la fibra óptica de enlace
89'	segundo extremo de la fibra óptica de enlace
90, 90'	conector óptico
92	unidad de lectura
94	sistema de supervisión de la pala
94'	sistema de supervisión de la pala
95	carcasa
96	cable de datos
98A	primer sensor de temperatura
98B	segundo sensor de temperatura
99	unidad de reparto/combinación del haz
130	primer núcleo
131	segundo núcleo
132	núcleo del enlace
134	material y lámina de revestimiento de la fibra
136	material y lámina de revestimiento de la fibra
138	segunda parte conectora del extremo de la primera fibra óptica
138'	primera parte conectora del extremo de la segunda fibra óptica
140	primera parte conectora del extremo de la fibra óptica de enlace
140'	segunda parte conectora del extremo de la fibra óptica de enlace
150	unidad de procesamiento
152	interfaz
154	unidad de memoria
155, 155', 155", 155"', 155'''	conexión
156	primer puerto de conector
158	segundo puerto de conector
160	puerto de sensor
c	longitud de cuerda
d_t	posición de máximo grosor
d_f	posición de máxima combadura
d_p	posición de máxima combadura del lado de presión
d_s	distancia del lomo
d_{raiz}	diámetro de raíz
f	combadura
L	longitud de la pala
P	salida de potencia
r	radio local, distancia radial desde la raíz de la pala
t	grosor
v_w	velocidad del viento
θ	torcedura, paso
Δy	pre-flexión
α_1	ángulo entre el eje del primer sensor primario y el eje del primer sensor secundario

ES 2 668 813 T3

α_2	ángulo entre el eje del segundo sensor primario y el eje del segundo sensor secundario
β_1	ángulo entre el eje del primer sensor primario y el eje principal
β_2	ángulo entre el eje del segundo sensor primario y el eje principal
$d_{\text{núcleo},1}$	primer diámetro de núcleo
$d_{\text{núcleo},2}$	segundo diámetro de núcleo
$d_{\text{núcleo},p}$	diámetro de núcleo del enlace

REIVINDICACIONES

1. Un método para estimar un momento de flexión de una pala de turbina eólica (10) que se extiende a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz (16) a un extremo de punta (14) y que tiene una zona de raíz (16), una zona de transición y una zona de perfil aerodinámico, comprendiendo el método las etapas de:
- 5 a) obtener una señal del primer conjunto de sensores indicativa de un primer momento de flexión en una primera posición de sensor diferente del extremo de punta (14) a lo largo del eje longitudinal de la pala de turbina eólica (10) y
- b) estimar un momento de flexión en una primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal basándose en la señal del primer conjunto de sensores, en el que la primera posición de sensor es diferente de la primera
- 10 posición de estimación a lo largo del eje longitudinal, **caracterizado por que**
- la estimación en la etapa b) se lleva a cabo para la primera posición de estimación que se localiza en el extremo de raíz (16) de la pala de turbina eólica (10) y mediante la comparación del primer momento de flexión con una función de aproximación indicativa de la distribución del momento a lo largo del eje longitudinal de la pala (10).
2. Método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la etapa b) se lleva a cabo además suponiendo un momento
- 15 de flexión cero en el extremo de punta (14).
3. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1-2, en el que la distancia entre la primera posición de sensor y la primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal es al menos 1 m.
4. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la primera posición del sensor se localiza fuera de la zona de raíz (16) de la pala (10).
- 20 5. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el primer momento de flexión tiene un componente primario alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal y un componente secundario alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal.
6. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, comprendiendo el método obtener una señal del segundo conjunto de sensores indicativa de un segundo momento de flexión en una segunda posición de sensor a lo largo del eje longitudinal, y en el que la etapa b) se basa en la señal del segundo conjunto de sensores.
- 25 7. Método de acuerdo con la reivindicación 6, en el que el segundo momento de flexión tiene un componente primario alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal y un componente secundario alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal.
8. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la estimación del momento de flexión comprende estimar un componente primario alrededor de un primer eje perpendicular al eje longitudinal y un componente secundario alrededor de un segundo eje perpendicular al eje longitudinal en una primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal.
- 30 9. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el momento de flexión en la primera posición de estimación se estima mediante el uso de una primera función de aproximación desde el extremo de punta (14) a la primera posición de sensor y una segunda función de aproximación desde la primera posición de sensor a la primera posición de estimación, y en el que la segunda función de aproximación se basa en la primera función de aproximación.
- 35 10. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 9, en el que la primera función de aproximación se selecciona de entre una función spline cúbica y una función polinómica, y la segunda función de aproximación es una interpolación lineal.
- 40 11. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la primera posición de sensor se localiza en la zona de transición o en la zona de perfil aerodinámico de la pala de turbina eólica (10).
12. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa b) comprende ajuste de curvas.
- 45 13. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende transmitir el momento de flexión estimado a un sistema de control.

14. Sistema de supervisión de la pala para la supervisión de una pala (10) de turbina eólica que comprende un sistema de sensores, comprendiendo el sistema de supervisión de la pala una unidad de procesamiento y una interfaz conectada a la unidad de procesamiento, estando configurada la unidad de procesamiento para

5 - recibir una señal del primer conjunto de sensores indicativa de un primer momento de flexión en una primera posición de sensor de una pala (10) de turbina eólica que se extiende a lo largo de un eje longitudinal desde un extremo de raíz (16) a un extremo de punta (14), y

10 - estimar un momento de flexión en una primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal basándose en la señal del primer conjunto de sensores, en el que la primera posición de sensor es diferente de la primera posición de estimación a lo largo del eje longitudinal, y mediante la comparación del primer momento de flexión con una función de aproximación indicativa de la distribución del momento a lo largo del eje longitudinal de la pala.

15. Sistema de supervisión de la pala de acuerdo con la reivindicación 14, que comprende una unidad de memoria conectada a la unidad de procesamiento, estando configurada la unidad de memoria para almacenar parámetros de sensores del sistema del sistema de sensores, y en el que la unidad de procesamiento se configura para estimar un momento de flexión basándose en los parámetros del sistema de sensores almacenados en la unidad de memoria.

15

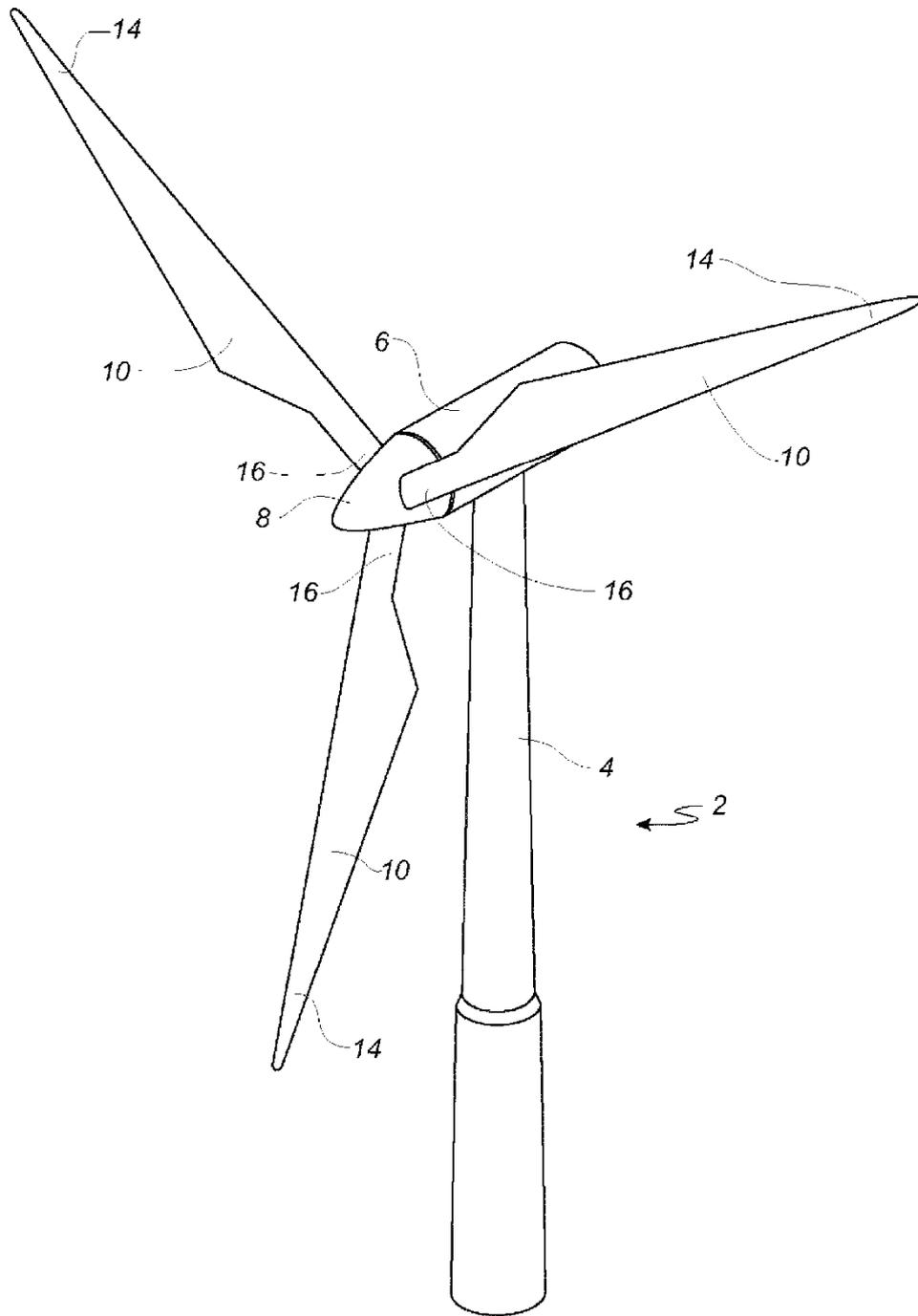
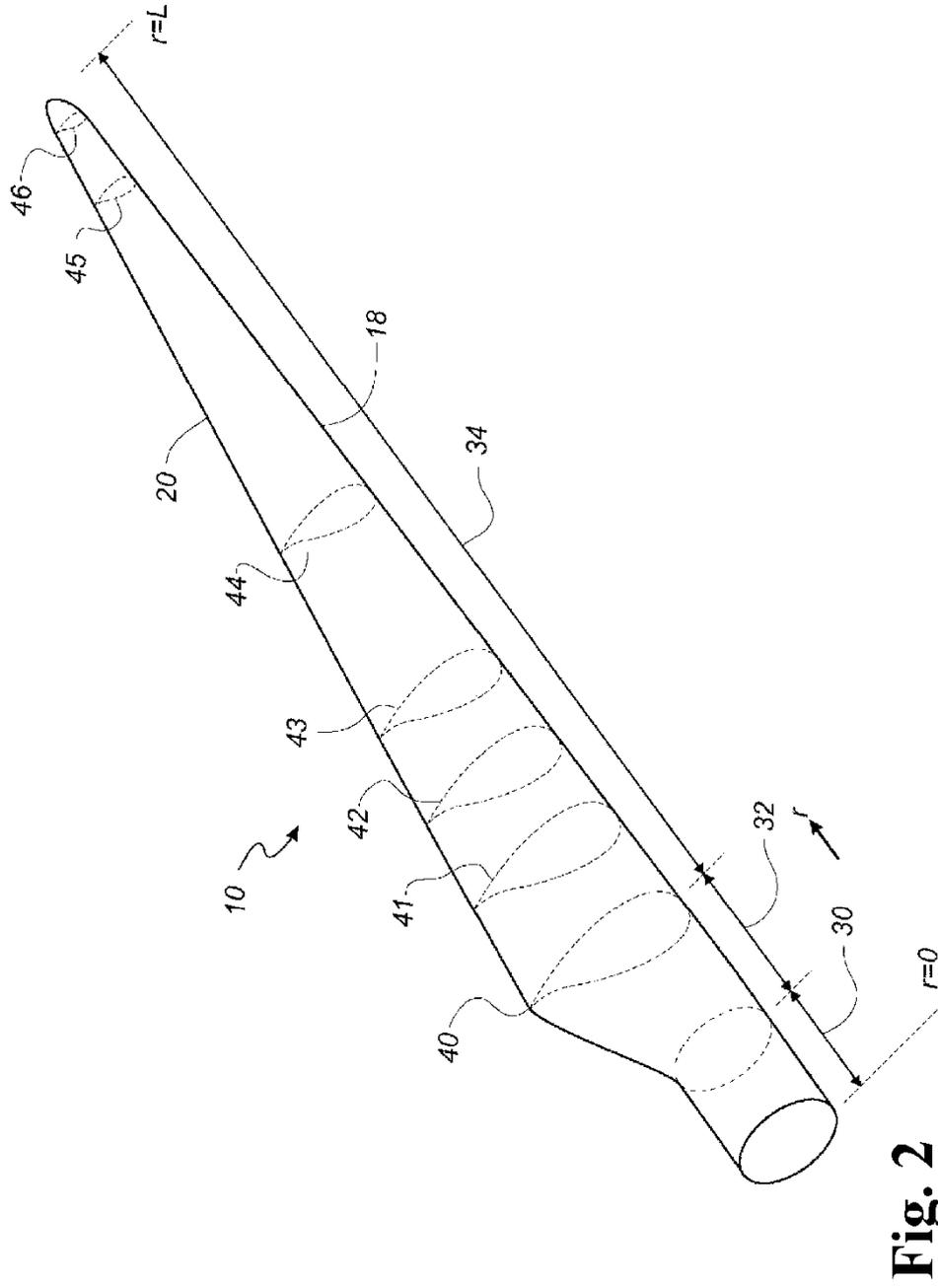


Fig. 1



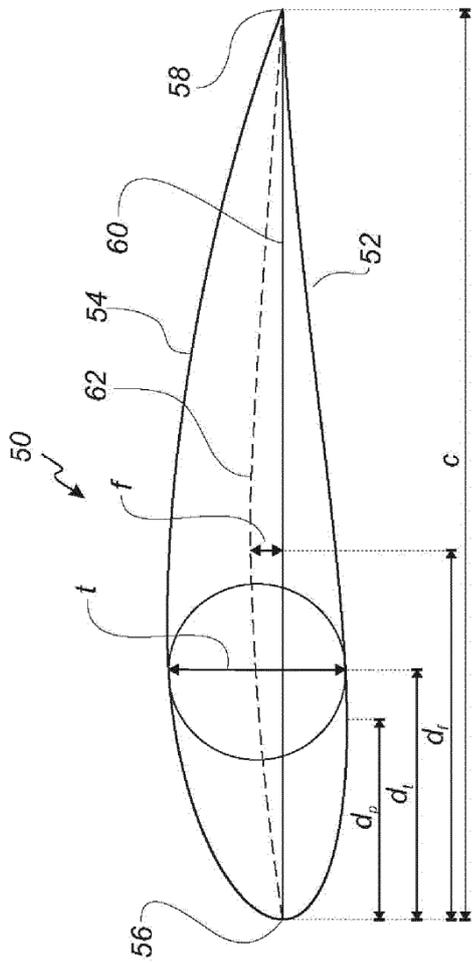


Fig. 3

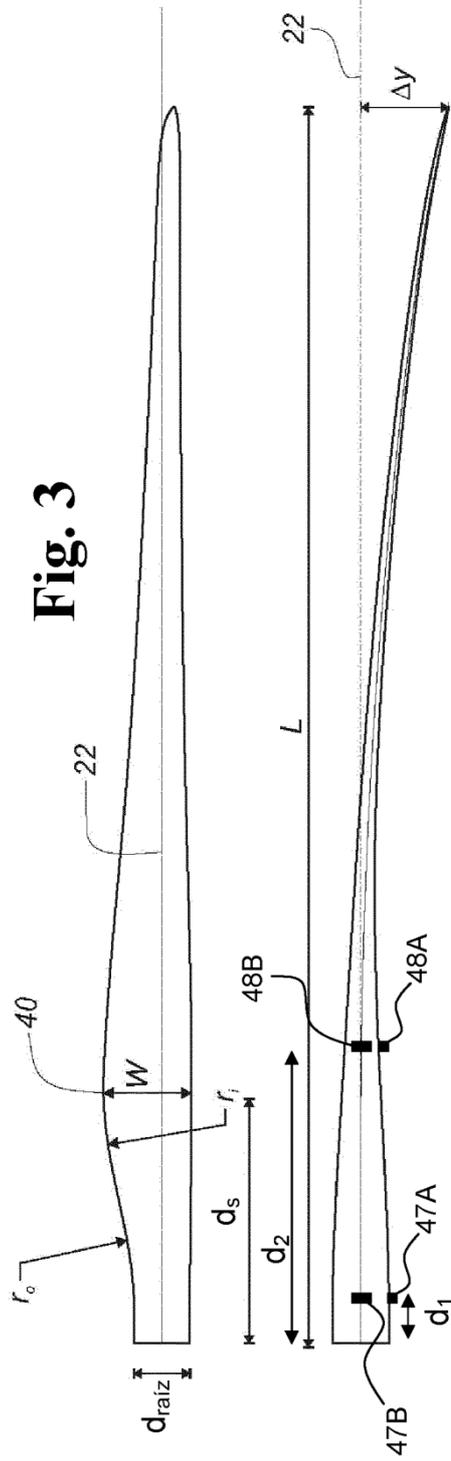


Fig. 4

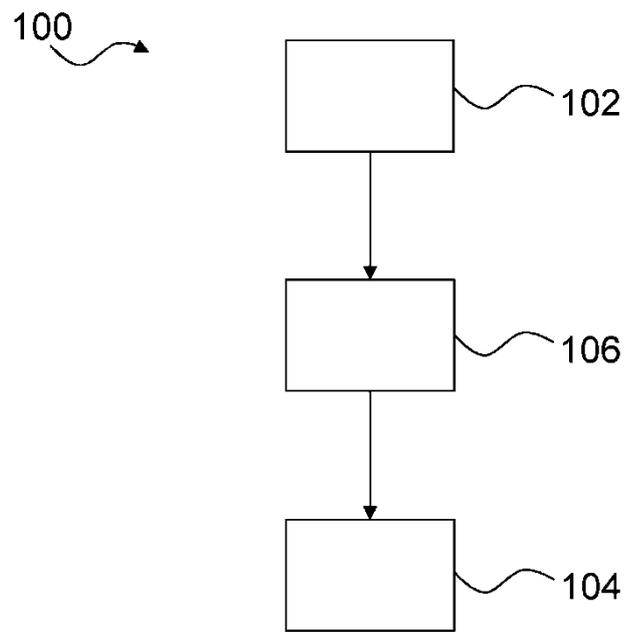


Fig. 5

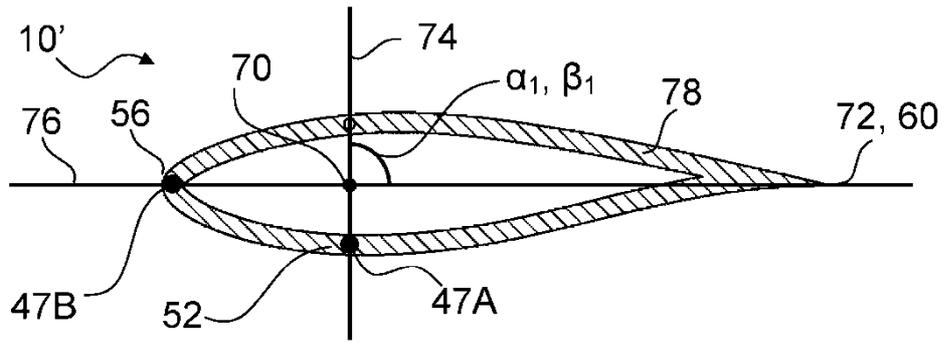


Fig. 6

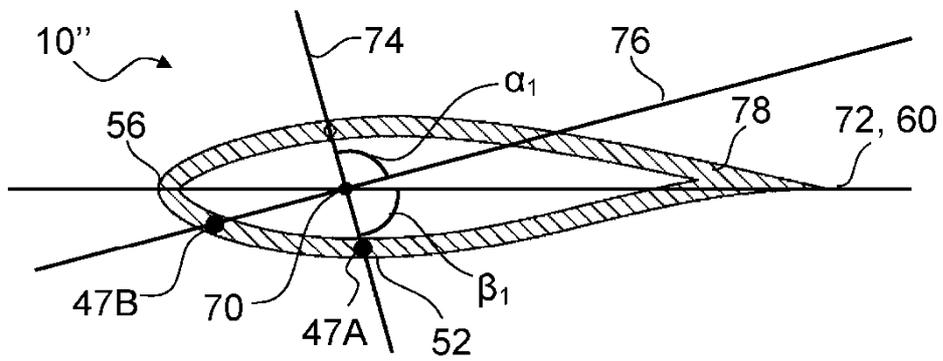


Fig. 7

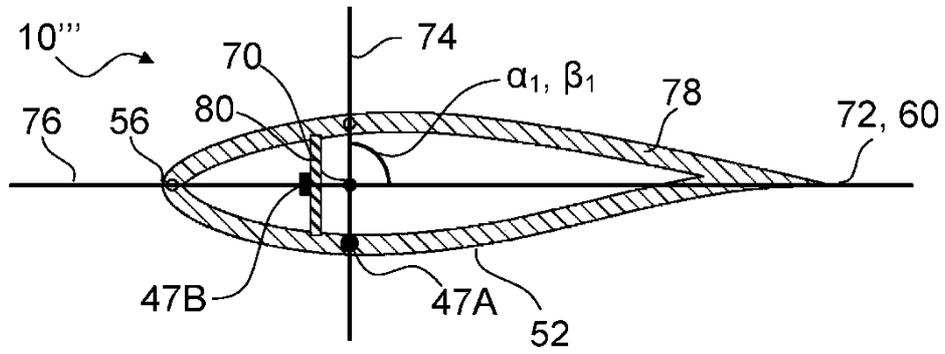


Fig. 8

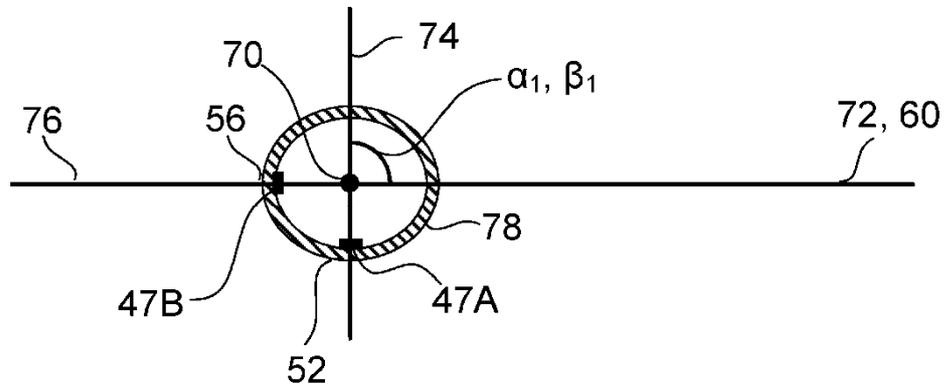


Fig. 9

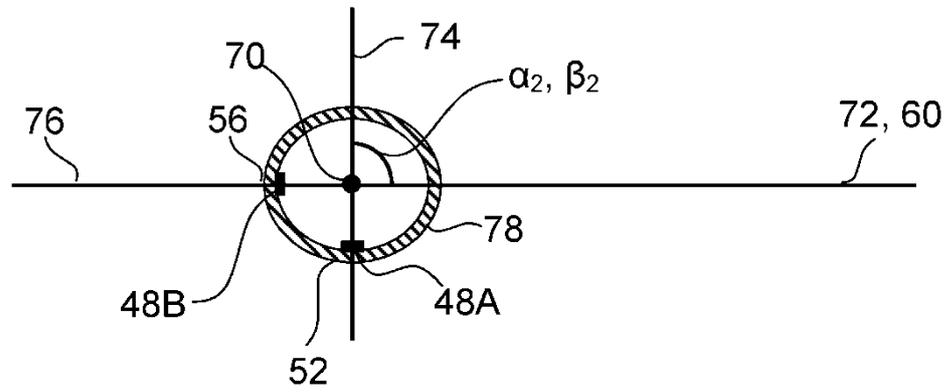


Fig. 10

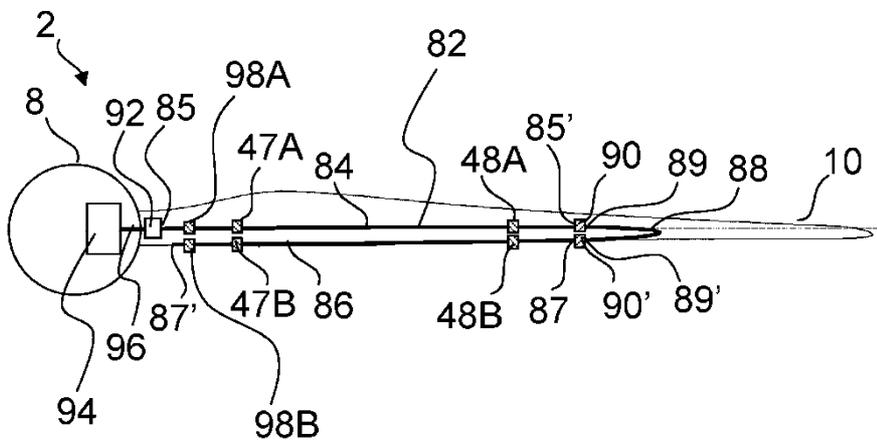


Fig. 11

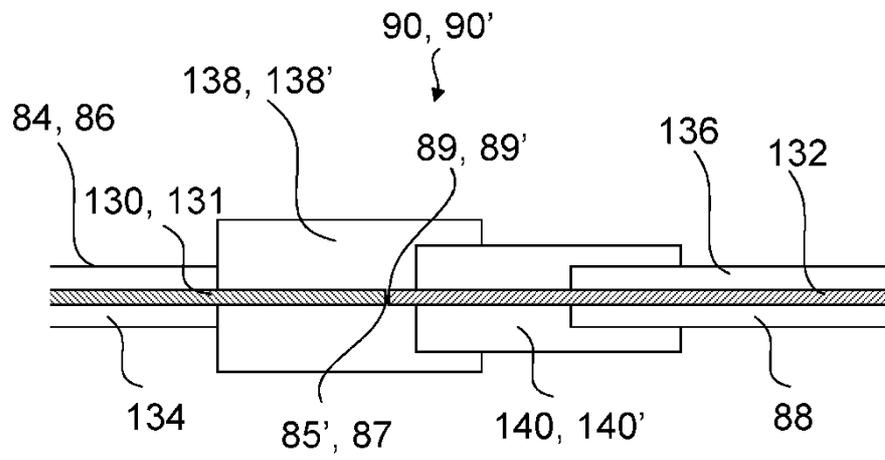


Fig. 12

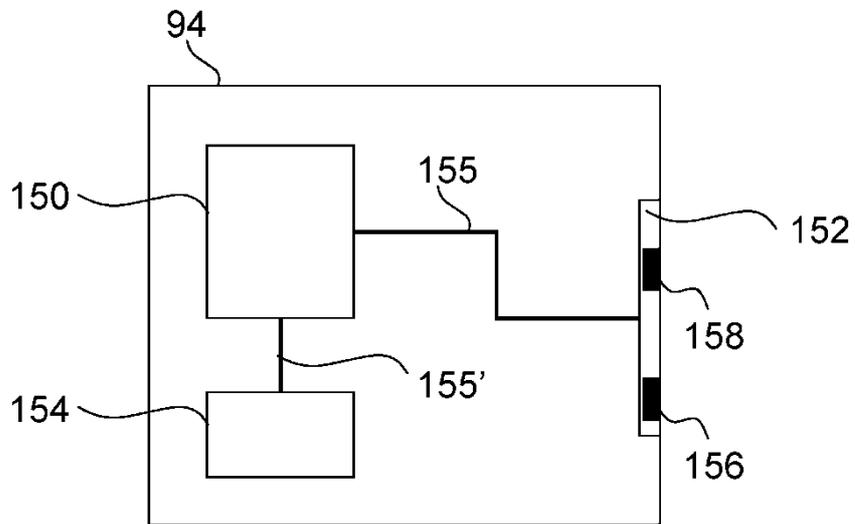


Fig. 13

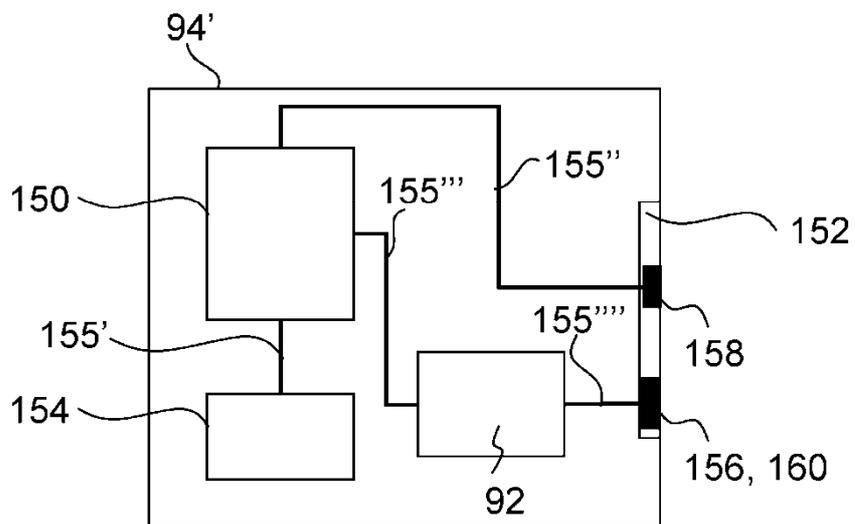


Fig. 14

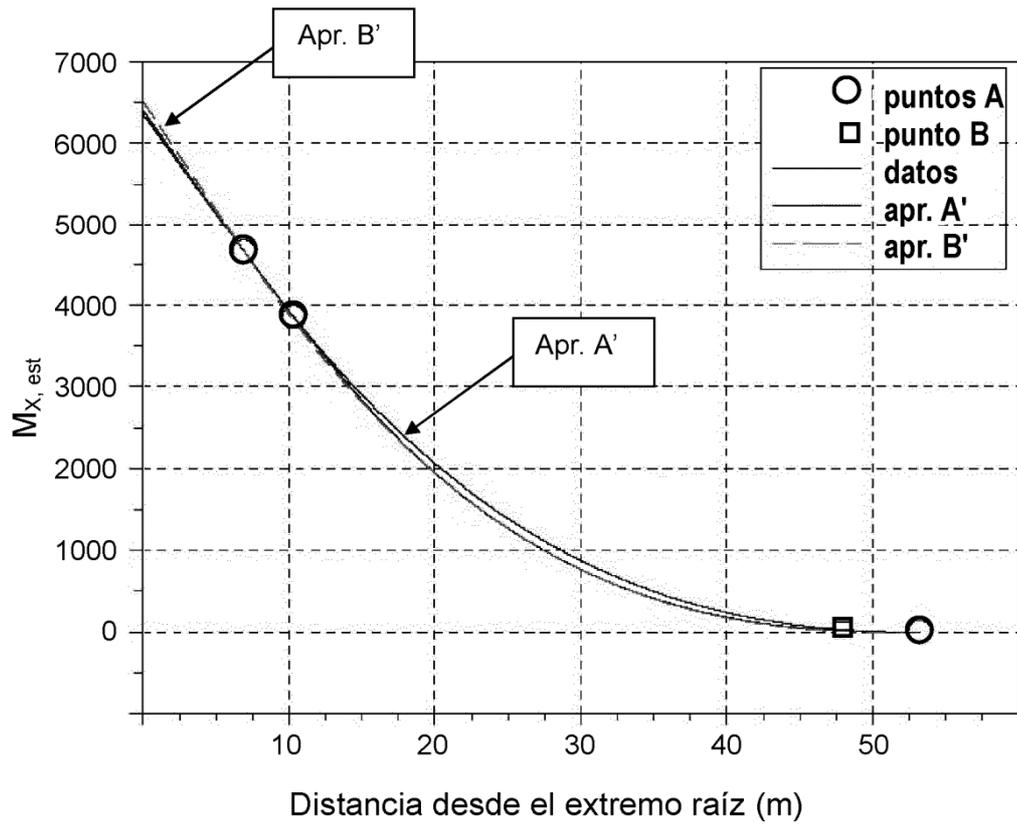


Fig. 15