

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **3 023 171**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **03.12.2020** E 20383053 (4)

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **29.01.2025** EP 4008900

54 Título: **Sensores de carga en turbinas eólicas**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
30.05.2025

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC RENOVABLES ESPAÑA
S.L. (100.00%)
Roc Boronat, 78
08005 Barcelona, ES**

72 Inventor/es:

**ALBISU ISO, EFRÉN y
ARROYO BELTRI, PEDRO**

74 Agente/Representante:

DE ROOIJ, Mathieu

ES 3 023 171 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

Sensores de carga en turbinas eólicas

5 **[0001]** La presente divulgación se refiere a turbinas eólicas, y más, en particular, se refiere a procedimientos y sistemas para determinar la fiabilidad o funcionamiento correcto de sensores de carga en una turbina eólica. La presente divulgación se refiere, en particular, a la determinación del funcionamiento de sensores de carga indicativos de momentos de flexión de raíz de pala.

10 **Antecedentes**

15 **[0002]** Las turbinas eólicas modernas se usan para suministrar electricidad a la red. Una turbina eólica, en general, incluye una torre con una góndola soportada en la parte superior de la torre. Un rotor de turbina eólica que comprende un buje y una pluralidad de palas de turbina eólica se puede montar de forma rotatoria en la góndola.

20 **[0003]** Las palas de turbina eólica se pueden poner en movimiento por el viento. El buje de la turbina eólica se puede acoplar operativamente con un rotor de un generador. A medida que el buje y las palas rotan, la energía cinética del viento se convierte en energía mecánica cinética del rotor de turbina eólica y, en última instancia, en potencia o energía eléctrica en el generador. El generador típicamente se puede disponer en el interior de la góndola.

25 **[0004]** El rotor de turbina eólica se puede acoplar directamente al rotor de generador en las llamadas turbinas eólicas de accionamiento directo. O el rotor de turbina eólica puede incluir un eje de rotor principal (el llamado "eje lento") que da lugar a una caja de engranajes. A continuación, un eje rápido de la caja de engranajes puede accionar el generador. Independientemente de la topología de la turbina eólica, la salida de potencia eléctrica del generador se puede alimentar a una red eléctrica. La conexión del generador a la red puede incluir, por ejemplo, un convertidor, un transformador, una línea de tensión media y otros.

30 **[0005]** Se puede configurar un controlador de turbina eólica para determinar consignas de actuador adecuadas para la turbina eólica en base a las circunstancias predominantes. Las consignas de actuador para turbinas eólicas de velocidad variable modernas incluyen, por ejemplo, el par de torsión de generador y el ángulo de pitch de las palas. A través del control del/de los ángulo(s) de *pitch* de la(s) pala(s) y del par de torsión de generador, se puede controlar la velocidad del rotor, así como la salida de potencia eléctrica, el empuje aerodinámico y otras cargas mecánicas. El propósito del sistema de control es, en general, maximizar la salida de potencia eléctrica mientras que, al mismo, se mantienen las cargas en la turbina eólica a un nivel aceptable.

40 **[0006]** Como se ha mencionado anteriormente, las consignas de actuador de par de torsión y *pitch* (pero también otros actuadores, tales como de orientación ("*yaw*") se pueden cambiar de acuerdo con las circunstancias. La entrada importante para la determinación de las consignas de actuador incluye, por ejemplo, la velocidad del viento y la dirección del viento. La velocidad del viento se puede medir directa o indirectamente, por ejemplo, a través del uso de un sensor de velocidad de rotor (de generador).

45 **[0007]** Las turbinas eólicas también pueden comprender sensores de carga sobre o en las palas para medir cargas sobre las palas provocadas, por ejemplo, por el viento y/o el peso de las palas. Las cargas demasiado altas en las palas, por ejemplo, pueden dañar las palas y/o provocar velocidades de rotación indeseables del rotor que pueden dañar otros componentes de la turbina eólica. Los sensores de carga de pala permiten detectar cargas altas y hacen posible reaccionar, por ejemplo, al actuar sobre los sistemas de *pitch* de modo que se puedan reducir las cargas en las palas. Estos ajustes en las palas a través de los sistemas de *pitch* pueden extender la vida útil de la turbina eólica y/o reducir el coste de producción de potencia.

50 **[0008]** Por lo tanto, para la operación segura y eficaz de una turbina eólica es importante que las mediciones de carga adquiridas de los sensores de carga sean fiables, es decir, que indiquen correctamente las cargas reales en cualquier momento dado. Los sensores de carga para medir cargas en turbinas eólicas, y, en particular, en palas de turbina eólica, pueden incluir indicadores de deformación resistivos, indicadores de deformación de fibra óptica o cualquier otro sistema de detección de deformación conocido. El rendimiento de estas clases de sensores se puede degradar con el tiempo, bajo la influencia de carga continua y bajo la influencia de cambios de temperatura y por exponerse a diferentes tipos de condiciones y entornos ambientales.

60 **[0009]** Se pueden definir diferentes cargas de pala para una pala de turbina eólica, a saber, cargas en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida ("*edgewise loads*"), cargas a lo largo de la envergadura ("*spanwise loads*") y cargas de batimiento ("*flapwise loads*"). Una dirección a lo largo de la envergadura se refiere a una dirección a lo largo de un eje longitudinal de la pala, que se extiende desde la raíz de pala hacia la punta de pala. La dirección en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida se refiere a una dirección a lo largo de la cuerda de una sección de la pala de turbina eólica, es decir, que se extiende desde el borde de ataque hasta el borde de salida.

65

La dirección de batimiento es perpendicular tanto a la dirección en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida como a lo largo de la envergadura.

5 [0010] Con respecto a un rotor de turbina eólica, las cargas se pueden descomponer en cargas en el plano ("*in-plane loads*") (cargas que son tangenciales al plano del rotor) y cargas fuera del plano (cargas que son perpendiculares al plano del rotor). El plano del rotor se puede definir en el presente documento como un plano perpendicular al eje de rotación del rotor y que pasa a través del centro de las palas en la raíz de pala.

10 [0011] Los sensores de carga de pala se pueden calibrar para preservar su exactitud al tomar medidas de las cargas en las palas. La calibración normalmente comprende establecer la correspondencia entre las indicaciones generadas por los sensores de carga de pala y los valores de referencia de acuerdo con los patrones de calibración (es decir, condiciones particulares para la calibración). Si el procedimiento de calibración produce alguna inconsistencia, se pueden efectuar ajustes adecuados en los sensores de carga para mejorar su exactitud.

15 [0012] Es conocido que los sensores de carga de pala se pueden calibrar manualmente en una fábrica, por ejemplo, tirando estáticamente de las palas para obtener condiciones particulares para la calibración. Esta calibración manual normalmente se realiza antes de montar las palas en la turbina eólica. Sin embargo, con el tiempo, puede que se necesiten recalibrar los sensores de carga.

20 [0013] El documento EP 2 615 303 divulga un procedimiento de calibración de uno o más sensores de carga de una pala de una turbina eólica, en la que la turbina eólica comprende: un generador principal; un convertidor electrónico de potencia conectado con el generador principal; un rotor conectado operativamente con el generador principal y que porta la pala. Y el procedimiento comprende: actuar sobre el convertidor electrónico de potencia para operar el generador principal como motor para poner la pala en al menos una condición predeterminada; medir cargas en la condición predeterminada usando los sensores de carga de la pala; y calibrar los sensores de carga de pala teniendo en cuenta las cargas medidas.

25 [0014] Este procedimiento se puede llevar a cabo, en particular, después de la interrupción de la operación normal de una turbina eólica.

30 [0015] También es conocido que los sensores de carga de pala se pueden calibrar manualmente cuando las palas están montadas en la turbina eólica actuando manualmente (es decir, mecánicamente) sobre la turbina eólica para, por ejemplo, poner la pala en una posición particular (por ejemplo, posición horizontal) con un ángulo de *pitch* particular. Esta calibración manual permite recalibrar regularmente los sensores de carga. Sin embargo, este tipo de calibración puede llevar mucho tiempo y puede ser especialmente cara para las turbinas eólicas en alta mar porque los operarios necesitan ir donde está ubicada la turbina eólica.

35 [0016] También es conocido el uso de calibración automática de los sensores de carga de pala durante la operación de la turbina eólica al registrar varios minutos de datos (o indicaciones o mediciones de carga) de los sensores de carga de pala. Por ejemplo, los datos de los sensores de carga se pueden registrar, por ejemplo, cuando se cumplan las condiciones predeterminadas para la calibración durante la operación de marcha en vacío de la turbina eólica con poco viento. Algunas de dichas condiciones predeterminadas se pueden obtener después de varias horas o días de operación de marcha en vacío de la turbina eólica. Por lo tanto, una desventaja de este tipo de calibración puede ser que puede llevar mucho tiempo, dependiendo de las condiciones del viento. El documento US2013/110414 A1 es otro ejemplo de técnica anterior que determina la fiabilidad de los sensores de carga en una turbina eólica.

40 [0017] La presente divulgación proporciona ejemplos de procedimientos y sistemas para determinar la fiabilidad o correcto funcionamiento de sensores de carga que resuelven al menos algunas de las desventajas mencionadas anteriormente.

Breve explicación

55 [0018] En un primer aspecto, se proporciona un procedimiento para determinar la fiabilidad de uno o más sensores de carga en una turbina eólica. El procedimiento comprende medir cargas con los sensores de carga durante la operación de la turbina eólica y determinar momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor de una o más palas en base a las cargas medidas. El procedimiento comprende además comparar los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor con los momentos en el plano teóricos debidos a una masa de las palas y determinar que los sensores de carga tienen una fiabilidad reducida si los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor se desvían de los momentos en el plano teóricos en más de un primer valor umbral.

60 [0019] De acuerdo con este aspecto, la fiabilidad o correcto funcionamiento de los sensores de carga se puede determinar durante la operación de la turbina eólica, es decir, no se necesita interrumpir o poner en condiciones específicas la operación de la turbina eólica para poder determinar si los sensores de carga indican correctamente las cargas. Las cargas medidas se pueden medir como momentos en el plano o convertir en momentos en el plano.

Los momentos en el plano en cualquier momento dado durante la operación serán una combinación de cargas aerodinámicas y cargas debidas a la masa de las palas. Sin embargo, la masa de las palas proporcionará el mismo momento a lo largo de cada rotación de la pala. En la posición de las 12:00 h y en la posición de las 6:00 h, la masa de la pala no contribuirá a un momento de flexión. Pero en la posición de las 3:00 h y en la posición de las 9:00, el momento de flexión debido a la masa de la pala estará en un máximo (en una dirección y en la dirección opuesta). La masa de la pala tendrá una contribución bien definida con frecuencia $1p$, es decir, la variación del momento debida a la masa tendrá la misma frecuencia que la velocidad de rotación del rotor. A este respecto, el rotor se refiere al rotor de turbina eólica, no al rotor de generador. El rotor de generador puede tener la misma velocidad de rotación en el caso de una turbina eólica de accionamiento directo, pero puede tener una velocidad muy diferente en el caso de una turbina eólica con caja de engranajes.

[0020] Los términos "frecuencia $1p$ " y "frecuencia de velocidad de rotación del rotor" se pueden usar de manera intercambiable a lo largo de esta divulgación.

[0021] Al seleccionar los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor y comparar los momentos en el plano seleccionados con los momentos en el plano teóricos debidos a una masa de la pala, una desviación entre los dos indica un posible funcionamiento incorrecto de los sensores de carga. Una vez que se detecta un posible funcionamiento incorrecto de este tipo, se pueden adoptar diferentes medidas para reducir el riesgo de funcionamiento incorrecto de un sensor de carga.

Breve descripción de los dibujos

[0022] En lo que sigue, se describirán ejemplos no limitantes de la presente divulgación, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 ilustra una vista en perspectiva de una turbina eólica de acuerdo con un ejemplo;

la figura 2 ilustra una vista interna detallada de una góndola de una turbina eólica de acuerdo con un ejemplo;

las figuras 3A - 3E ilustran esquemáticamente un ejemplo de un procedimiento para determinar la fiabilidad de uno o más sensores de carga en una turbina eólica;

las figuras 4A y 4B ilustran esquemáticamente un ejemplo de una comparación entre los momentos en el plano teóricos debidos a la masa de las palas del rotor y los momentos en el plano medidos con una frecuencia $1p$;

las figuras 5A y 5B ilustran esquemáticamente otro ejemplo de cómo se puede llevar a cabo una comparación entre los momentos en el plano teóricos debidos a la masa de las palas del rotor y los momentos en el plano medidos con una frecuencia $1p$;

la figura 6 ilustra esquemáticamente un procedimiento para la determinación en línea del funcionamiento correcto de sensores de carga montados en una pala de turbina eólica.

Descripción detallada de los ejemplos

[0023] En estas figuras, los mismos signos de referencia se han usado para designar elementos coincidentes.

[0024] La figura 1 ilustra una vista en perspectiva de un ejemplo de una turbina eólica 160. Como se muestra, la turbina eólica 160 incluye una torre 170 que se extiende desde una superficie de soporte 150, una góndola 161 montada en la torre 170 y un rotor 115 acoplado a la góndola 161. El rotor 115 incluye un buje 110 rotatorio y al menos una pala de rotor 120 acoplada a y que se extiende hacia afuera del buje 110. Por ejemplo, en el modo de realización ilustrado, el rotor 115 incluye tres palas de rotor 120. Sin embargo, en un modo de realización alternativo, el rotor 115 puede incluir más o menos de tres palas de rotor 120. Cada pala de rotor 120 se puede espaciar alrededor del buje 110 para facilitar la rotación del rotor 115 para posibilitar que la energía cinética se transfiera, a partir del viento, en energía mecánica usable y, posteriormente, en energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 110 se puede acoplar de forma rotatoria a un generador eléctrico 162 (figura 2) situado dentro de la góndola 161 para permitir que se produzca energía eléctrica.

[0025] La figura 2 ilustra una vista interna simplificada de un ejemplo de la góndola 161 de la turbina eólica 160 de la figura 1. Como se muestra, el generador 162 puede estar dispuesto dentro de la góndola 161. En general, el generador 162 se puede acoplar al rotor 115 de la turbina eólica 160 para generar potencia eléctrica a partir de la energía de rotación generada por el rotor 115. Por ejemplo, el rotor 115 puede incluir un eje de rotor principal 163 acoplado al buje 110 para su rotación con el mismo. A continuación, el generador 162 se puede acoplar al eje de rotor 163 de modo que la rotación del eje de rotor 163 accione el generador 162. Por ejemplo, en el modo de realización ilustrado, el generador 162 incluye un eje de generador 166 acoplado de forma rotatoria al eje de rotor 163 a través de una caja de engranajes 164.

[0026] Se debe apreciar que el eje de rotor 163, la caja de engranajes 164 y el generador 162, en general, se pueden soportar dentro de la góndola 161 por un bastidor de soporte o bancada 165 situado encima de la torre de turbina eólica 170.

5

[0027] La góndola 161 está acoplada de forma rotatoria a la torre 170 a través del sistema de orientación 20 de modo que la góndola 161 pueda rotar alrededor de un eje de orientación ("yaw axis") YA. El sistema de orientación 20 comprende un rodamiento de orientación que tiene dos componentes de rodamiento configurados para rotar uno con respecto al otro. La torre 170 se acopla a uno de los componentes de rodamiento, y la bancada o bastidor de soporte 165 de la góndola 161 se acopla al otro componente de rodamiento. El sistema de orientación 20 comprende un engranaje anular 21 y una pluralidad de accionamientos de orientación 22 con un motor 23, una caja de engranajes 24 y un piñón 25 para engranarse con el engranaje anular 21 para rotar uno de los componentes de rodamiento con respecto al otro.

10

[0028] Las palas 120 están acopladas al buje 110 con un rodamiento de *pitch* 100 entre la pala 120 y el buje 110. El rodamiento de *pitch* 100 comprende un anillo interior y un anillo exterior. Una pala de turbina eólica se puede fijar al anillo de rodamiento interior o bien al anillo de rodamiento exterior, mientras que el buje está conectado en el otro. Una pala 120 puede realizar un movimiento de rotación relativo con respecto al buje 110 cuando se acciona un sistema de *pitch* 107. Por lo tanto, el anillo de rodamiento interior puede realizar un movimiento de rotación con respecto al anillo de rodamiento exterior. El sistema de *pitch* 107 de la figura 2 comprende un piñón 108 que se engrana con un engranaje anular 109 provisto en el anillo de rodamiento interior para poner en rotación la pala de turbina eólica alrededor de un eje de *pitch* PA.

15

20

[0029] La energía producida por el generador se puede suministrar a un convertidor que adapte la potencia eléctrica de salida del generador a los requisitos de la red de potencia. La máquina eléctrica puede comprender fases eléctricas, por ejemplo, tres fases eléctricas. El convertidor se puede disponer en el interior de la góndola o en el interior de la torre o externamente.

25

[0030] La figura 3A ilustra esquemáticamente un ejemplo de un procedimiento para determinar la fiabilidad de uno o más sensores de carga en una turbina eólica. El procedimiento comprende, en el bloque 200, medir cargas con los sensores de carga durante la operación de la turbina eólica. En el bloque 210, se determinan los momentos en el plano basados en las cargas medidas. A continuación, en el bloque 220, se seleccionan los momentos en el plano con frecuencia 1p. En el bloque 230, se comparan los momentos en el plano seleccionados con los momentos en el plano teóricos debidos a una masa de la pala. A continuación, en el bloque 240, se puede realizar la determinación de que los sensores de carga tienen una fiabilidad reducida si los momentos en el plano seleccionados se desvían de los momentos en el plano teóricos en más de un primer valor umbral.

30

35

[0031] Se explicarán diversos ejemplos de las etapas del procedimiento, o bloques de la figura 3A, con referencia a las figuras 3B - 3E.

40

[0032] En algunos ejemplos, las cargas de medición en el bloque 200 pueden comprender medir momentos en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida. Las palas de turbina eólica estándar pueden incorporar sensores de carga adecuados. Los sensores de carga pueden ser indicadores de deformación. Dependiendo de dónde y cómo se monten los sensores de carga, las deformaciones se pueden medir en diferentes direcciones. También se pueden usar sensores dispuestos en el buje o en cualquier otro soporte de pala (indirecto) para determinar las cargas.

45

[0033] Se pueden usar cargas en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido de batimiento en el control de turbinas eólicas. La figura 3B ilustra la medición de los momentos en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida de tres palas de una turbina eólica a lo largo de una serie de rotaciones completas.

50

[0034] Los momentos en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida se pueden convertir en momentos en el plano y momentos fuera del plano en base a un ángulo de *pitch* de la pala en el bloque 210. En el presente procedimiento solo se necesitan considerar los momentos en el plano, puesto que las cargas de las palas de turbina eólica de rotor serán cargas en el plano, no cargas fuera del plano. El resultado para las tres palas se puede observar en la figura 3C.

55

[0035] En el bloque 220, la selección de los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor puede comprender filtrar los momentos en el plano determinados usando un filtro de pico. Un filtro de pico es un filtro de frecuencia que supera una banda estrecha de frecuencias y está configurado para detener todas las demás frecuencias. A este respecto, un filtro de pico, en esencia, es un filtro de superación de banda muy estrecha. La figura 3D ilustra esquemáticamente las cargas medidas en el dominio de la frecuencia y cómo un filtro de pico puede seleccionar los momentos en el plano de frecuencia 1p. El resultado del filtro se puede observar en la figura 3E, en la que, para tres palas de una turbina eólica, se muestran modos en el plano con frecuencia 1p durante una serie de revoluciones completas del rotor de turbina eólica.

60

65

[0036] Para la comparación, los momentos en el plano teóricos debidos a la masa de la pala se pueden determinar en base a la posición azimutal de la pala de rotor.

5 **[0037]** En el bloque 240, se puede realizar la determinación de que los sensores de carga tienen una fiabilidad reducida si los momentos en el plano seleccionados se desvían de los momentos en el plano teóricos en más de un primer valor umbral.

10 **[0038]** En algunos ejemplos, el procedimiento puede comprender además generar una primera advertencia si los sensores de carga tienen una fiabilidad reducida. Se puede definir un primer umbral que indique un funcionamiento incorrecto. Si se supera el umbral, se pueden adoptar diferentes medidas. Se puede planificar el mantenimiento para sustituir o recalibrar los sensores de carga. O la operación de la turbina eólica se puede disminuir en potencia, es decir, se pueden reducir deliberadamente las cargas en la turbina eólica a expensas de la generación de potencia eléctrica, porque las mediciones de los sensores de carga no son tan fiables como deberían. En otros ejemplos, la operación de turbina eólica se puede detener si se determina que los sensores de carga no son fiables.

15 **[0039]** En algunos ejemplos, el procedimiento puede comprender además determinar si los momentos en el plano seleccionados se desvían de los momentos en el plano teóricos en más de un segundo valor umbral, siendo el segundo valor umbral mayor que el primer valor umbral. En estos ejemplos, un primer umbral puede generar una señal de advertencia (se pone en conocimiento de los operarios sobre un potencial problema y la operación puede continuar de manera normal o con algunos cambios) y la superación de un segundo umbral indica una advertencia más grave (por ejemplo, la interrupción de la operación).

20 **[0040]** En algunos ejemplos, el valor umbral puede ser un porcentaje de un valor absoluto de un momento en el plano teórico. En algunos ejemplos, la comparación de los momentos en el plano seleccionados con los momentos en el plano teóricos debidos a una masa de la pala comprende determinar un valor de media cuadrática de los momentos en el plano seleccionados. Estos ejemplos se analizarán con referencia a las figuras 4 y 5.

25 **[0041]** La figura 4A ilustra una comparación de los momentos en el plano debidos a la masa de una pala de turbina eólica con momentos en el plano de frecuencia 1p. Se puede definir un ancho de banda alrededor del momento teórico debido a la masa de una pala como se indica con líneas discontinuas. El ancho de banda se puede definir como un porcentaje del momento teórico debido a una masa de una pala. El ancho de banda también podría ser de un valor fijo dado. Siempre que el momento de frecuencia 1p derivado de las mediciones reales esté dentro del ancho de banda (como en la figura 4A), se puede considerar que los sensores de carga funcionan correctamente. Como se menciona anteriormente, en los ejemplos se podría definir más de un ancho de banda.

30 **[0042]** La figura 4B ilustra un ejemplo en el que los sensores de carga se determinan como menos fiables o no fiables. Se puede observar que en diversas ocasiones las cargas derivadas de las mediciones salen del ancho de banda definido.

35 **[0043]** Las figuras 5A y 5B ilustran esquemáticamente un ejemplo alternativo. En el ejemplo de la figura 5, se muestra otra comparación entre los momentos medidos y teóricos. Para los momentos en el plano con 1p, la media cuadrática ("*Root Mean Square*") (MC) de las desviaciones con respecto a los momentos teóricos, si, de hecho, solo se mide la masa de la pala, debe ser aproximadamente constante. Las mediciones reales inevitablemente oscilarán hasta cierto punto, debido, por ejemplo, a las vibraciones inevitables de las palas. La media cuadrática (MC) de las diferencias entre las cargas en el plano con 1p teóricas y medidas se puede usar para una comparación con un umbral. En el ejemplo de la figura 5A, los valores de MC están dentro de un ancho de banda definido, es decir, la desviación está por debajo de un umbral dado. En la figura 5B, por otra parte, se puede observar que para las tres palas, la MC excede un umbral dado. Se puede concluir que se trata de un funcionamiento incorrecto de diferentes sensores de carga para las diferentes palas.

40 **[0044]** Además, al comparar la MC para determinar una desviación de una curva teórica o cargas teóricas, se pueden definir más de un umbral o más de un ancho de banda.

45 **[0045]** Durante la operación de la turbina eólica, se pueden usar al mismo tiempo ambos ejemplos de las figuras 4 y 5, o se puede seleccionar uno de los ejemplos. En algunos ejemplos, la comparación de acuerdo con la figura 4 se puede usar, en particular, para rotaciones lentas de la turbina eólica o mediciones después de una interrupción de la operación, y la comparación de acuerdo con la figura 5 se puede usar para una operación en estado estacionario por encima de una velocidad del rotor mínima.

50 **[0046]** En otro aspecto de la presente divulgación, se proporciona un sistema de turbina eólica. El sistema comprende una turbina eólica 160 que incluye un rotor de turbina eólica 115 con una pluralidad de palas 120. El sistema incluye una pluralidad de sensores de carga para medir cargas en las palas y un sistema de control. El sistema de control se puede configurar para recibir señales de los sensores de carga durante la operación, determinar momentos en el plano en una o más de las palas, seleccionar los momentos en el plano con frecuencia

1p para las una o más palas y comparar los momentos en el plano seleccionados con los momentos en el plano teóricos debidos a una masa de las una o más palas.

5 [0047] El sistema de control se puede configurar además generar una señal de advertencia si los momentos en el plano seleccionados se desvían de los momentos en el plano teóricos en más de un umbral predefinido.

10 [0048] En algunos ejemplos, cada una de las palas puede incluir galgas extensiométrica ("*strain gauges*"). Las galgas extensiométricas adecuadas pueden incluir galgas extensiométricas de lámina resistiva. Las galgas extensiométricas se pueden fijar a la pala con una cola adecuada, por ejemplo, cola basada en epoxi. También se pueden usar otros tipos de sensores e indicadores de deformación, tales como, por ejemplo, piezorresistencias, galgas capacitivas o fibra óptica, para medir la deformación a lo largo de una fibra óptica.

15 [0049] En algunos ejemplos, las galgas extensiométricas se pueden montar de modo que midan las cargas en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida.

20 [0050] En algunos ejemplos, los sensores de carga se pueden montar en o cerca de una parte de raíz de las palas. En los ejemplos, las mediciones de los sensores de carga en las palas que no están en la raíz de pala se pueden extrapolar para indicar momentos en la raíz de una pala. En algunos ejemplos, los sensores se pueden montar en una ubicación adecuada en el buje, en lugar de la pala.

25 [0051] En algunos ejemplos, el sistema de control puede estar en una ubicación remota de la turbina eólica. El sistema de control puede ser parte de un sistema de SCADA de un parque eólico o puede estar en un centro operativo remoto. En algunos ejemplos, el propio controlador de turbina eólica puede incorporar las funciones para determinar un potencial funcionamiento incorrecto o pérdida de fiabilidad del sensor de carga.

30 [0052] En otro aspecto, con referencia a la figura 6, se proporciona un procedimiento para la determinación en línea del funcionamiento correcto de sensores de carga montados en una pala de turbina eólica. En línea, como se usa en el presente documento, significará que el procedimiento se puede llevar a cabo durante la operación estándar de la turbina eólica, es decir, sin la necesidad de interrumpir la operación de la turbina eólica y sin la necesidad de recrear un escenario de carga o velocidad de rotación específico.

35 [0053] El procedimiento puede comprender, en el bloque 300, medir las deformaciones en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida en la pala de turbina eólica. En el bloque 310 se pueden determinar los momentos de flexión en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida en la pala de turbina eólica en base a las deformaciones medidas. En el bloque 320, los momentos de flexión en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida se pueden convertir en momentos en el plano medidos y momentos fuera del plano medidos en la pala de turbina eólica. Se puede aplicar un filtro de pico, en el bloque 330, para determinar los momentos en el plano medidos con frecuencia 1p. En el bloque 340, se determina un ángulo azimutal de la pala de rotor, y, en el bloque 350, en base al ángulo azimutal, se puede determinar una variación teórica de un momento debido a la masa de la pala de rotor. En el bloque 360, la variación teórica del momento debido a la masa de la pala de rotor se puede comparar con el momento en el plano con frecuencia 1p.

45 [0054] En algunos ejemplos, se puede determinar que los sensores de carga funcionan correctamente si los momentos en el plano medidos con frecuencia de 1p corresponden sustancialmente a la variación teórica del momento debido a la masa de la pala de rotor. Se puede determinar en una variedad de maneras si los momentos en el plano medidos corresponden sustancialmente o no a la variación teórica a lo largo de una rotación del rotor. Se pueden usar uno o más umbrales. Y los umbrales se pueden definir de diferentes maneras.

50 [0055] En algunos ejemplos, el procedimiento puede comprender generar una advertencia si los momentos en el plano medidos con frecuencia 1p se desvían de la variación teórica del momento debido a la masa de la pala de rotor en más de un primer umbral. Una señal de advertencia de este tipo se puede enviar a un operario en un centro operativo remoto y/o se puede enviar a un controlador de turbina eólica o sistema de SCADA para implementar una medida predefinida para una señal de advertencia de este tipo.

55 [0056] En algunos ejemplos, el procedimiento puede comprender además disminuir en potencia la turbina eólica si se genera la advertencia.

60 [0057] En algunos ejemplos, los momentos de flexión en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida en la pala de turbina eólica se pueden determinar en una ubicación de sensor en la pala, y estos se pueden convertir en momentos de flexión en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida en la raíz de pala.

65

[0058] El orden mostrado de las etapas del procedimiento en las figuras 3A y 6 se no debe considerar como necesariamente secuencial. En particular, la determinación de los ángulos azimutales no se necesita producir en ningún momento de tiempo específico en comparación con la medición de las cargas. Las cargas medidas y el ángulo azimutal solo se necesitan correlacionar en el tiempo para hacer una comparación significativa. Además, los procedimientos se pueden llevar a cabo de forma continua durante la operación de la turbina eólica. Las etapas se pueden llevar a cabo a una frecuencia de más de 1 Hz, específicamente a una frecuencia mayor de 10 Hz.

[0059] Los ejemplos de los procedimientos divulgados en el presente documento se pueden implementar con *hardware*, *software*, *firmware* y combinaciones de los mismos.

[0060] Los expertos en la técnica apreciarán además que los diversos bloques lógicos, módulos, circuitos y etapas de algoritmo ilustrativos descritos en conexión con la divulgación en el presente documento se pueden implementar como *hardware* electrónico, *software* informático o combinaciones de ambos. Para ilustrar claramente esta intercambiabilidad de *hardware* y *software*, se han descrito anteriormente diversos componentes, bloques, módulos, circuitos y etapas ilustrativos, en general, en términos de su funcionalidad. Si dicha funcionalidad se implementa como *hardware* o *software* depende de la aplicación particular y restricciones de diseño impuestas en el sistema global. Los expertos en la técnica pueden implementar la funcionalidad descrita en maneras variables para cada aplicación particular.

[0061] Los diversos bloques lógicos, módulos y circuitos ilustrativos descritos en conexión con la divulgación en el presente documento se pueden implementar o realizar con uno o más procesadores de propósito general, un procesador de señales digitales (DSP), una arquitectura de computación en la nube, un circuito integrado específico de aplicación (ASIC), una matriz de puertas programables en campo (FPGA) u otro dispositivo lógico programable, lógica de transistor o puerta discreta, componentes de *hardware* discretos o cualquier combinación de los mismos diseñada para realizar las funciones descritas en el presente documento. Un procesador de propósito general puede ser un microprocesador, pero, como alternativa, el procesador puede ser cualquier procesador, controlador, microcontrolador o máquina de estados convencional. Un procesador también se puede implementar como una combinación de dispositivos informáticos, por ejemplo, una combinación de un DSP y un microprocesador, una pluralidad de microprocesadores, uno o más microprocesadores junto con un núcleo de DSP o cualquier otra configuración de este tipo.

[0062] La presente divulgación también se refiere a sistemas informáticos adaptados para llevar a cabo cualquiera de los procedimientos divulgados en el presente documento.

[0063] La presente divulgación también se refiere a un programa informático o producto de programa informático que comprende instrucciones (código) que, al ejecutarse, realizan cualquiera de los procedimientos divulgados en el presente documento.

[0064] El programa informático puede estar en forma de código fuente, código objeto, código fuente intermedio y código objeto, tal como en forma parcialmente compilada o en cualquier otra forma adecuada para su uso en la implementación de los procedimientos. El portador puede ser cualquier entidad o dispositivo que pueda portar el programa informático.

[0065] Si se implementan en *software/firmware*, las funciones se pueden almacenar en o transmitir como una o más instrucciones o código en un medio legible por ordenador. Los medios legibles por ordenador incluyen tanto medios de almacenamiento informático como medios de comunicación, incluyendo cualquier medio que facilite la transferencia de un programa informático de un lugar a otro. Un medio de almacenamiento puede ser cualquier medio disponible que se pueda acceder por un ordenador de propósito general o de propósito especial. A modo de ejemplo, y sin limitación, dichos medios legibles por ordenador pueden comprender RAM, ROM, EEPROM, CD/DVD u otro almacenamiento en disco óptico, almacenamiento en disco magnético u otros dispositivos de almacenamiento magnético, o cualquier otro medio que se pueda usar para portar o almacenar medios de código de programa deseado en forma de instrucciones o estructuras de datos que se puedan acceder por un ordenador de propósito general o de propósito especial, o un procesador de propósito general o de propósito especial. Además, cualquier conexión se denomina apropiadamente medio legible por ordenador. Por ejemplo, si el *software/firmware* se transmite desde un sitio web, servidor u otra fuente remota usando un cable coaxial, cable de fibra óptica, par trenzado, línea de abonado digital (DSL) o tecnologías inalámbricas, tales como infrarrojo, radio y microondas, entonces el cable coaxial, cable de fibra óptica, par trenzado, DSL o tecnologías inalámbricas, tales como infrarrojo, radio y microondas, se incluyen en la definición de medio. Los discos, como se usa en el presente documento, incluyen un disco compacto (CD), disco láser, disco óptico, disco versátil digital (DVD), disquete y disco Blu-ray, donde los discos reproducen normalmente datos de forma magnética, mientras que los discos reproducen datos de forma óptica con láseres. Las combinaciones de lo anterior también se deben incluir en el alcance de los medios legibles por ordenador.

[0066] Esta descripción escrita usa ejemplos para divulgar la invención, incluyendo los modos de realización preferentes, y también para posibilitar que cualquier experto en la técnica ponga en práctica la invención, incluyendo la fabricación y el uso de cualquier dispositivo o sistema y realización de cualquier procedimiento

incorporado. El alcance patentable de la invención se define por las reivindicaciones y puede incluir otros ejemplos que se les ocurran a los expertos en la técnica. Se pretende que dichos otros ejemplos estén dentro del alcance de las reivindicaciones si tienen elementos estructurales que no difieran del lenguaje literal de las reivindicaciones.

- 5 **[0067]** Si los signos de referencia relacionados con los dibujos están colocados entre paréntesis en una reivindicación, son exclusivamente para intentar incrementar la inteligibilidad de la reivindicación y no se interpretarán como limitantes del alcance de la reivindicación.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para determinar la fiabilidad de uno o más sensores de carga en una turbina eólica, que comprende:
- 5 medir (200) cargas con los sensores de carga durante la operación de la turbina eólica;
- determinar (210, 220) momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor de una o más palas en base a las cargas medidas;
- 10 comparar (230) los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor con los momentos en el plano teóricos debidos a una masa de las palas;
- determinar (240) que los sensores de carga tienen una fiabilidad reducida si los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor se desvían de los momentos en el plano teóricos en más de un primer valor umbral.
- 15
2. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la medición (200) de cargas comprende medir (300) momentos en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida.
- 20
3. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 2, en el que los momentos en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida se convierten (320) en momentos en el plano y momentos fuera del plano en base a un ángulo de *pitch* de las palas.
- 25
4. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 - 3, en el que la determinación de momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor comprende:
- determinar (210) momentos en el plano en base a las cargas medidas; y
- 30 seleccionar (220) los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor;
5. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 - 4, en el que los momentos en el plano teóricos debidos a la masa de las palas se determinan en base a una posición azimutal de la pala de rotor.
- 35
6. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 - 5, en el que la selección de los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor comprende filtrar (330) los momentos en el plano determinados de las palas usando un filtro de pico.
- 40
7. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 - 6, en el que el valor umbral es un porcentaje de un valor absoluto de un momento en el plano teórico.
8. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 - 7, en el que la comparación de los momentos en el plano seleccionados con los momentos en el plano teóricos debidos a una masa de las palas comprende determinar un valor de media cuadrática de los momentos en el plano seleccionados.
- 45
9. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 1 - 8, que comprende además generar una primera señal de advertencia si los sensores de carga tienen una fiabilidad reducida.
- 50
10. El procedimiento de la reivindicación 9, que comprende además determinar si los momentos en el plano seleccionados de las palas se desvían de los momentos en el plano teóricos de las palas en más de un segundo valor umbral, siendo el segundo valor umbral mayor que el primer valor umbral.
- 55
11. El procedimiento de la reivindicación 10, que comprende además interrumpir la operación de la turbina eólica, si los momentos en el plano seleccionados de las palas se desvían de los momentos en el plano teóricos de las palas en más del segundo valor umbral.
- 60
12. Un sistema de turbina eólica que comprende:
- una turbina eólica (160) que incluye un rotor de turbina eólica (115) con una pluralidad de palas (120),
- una pluralidad de sensores de carga para medir cargas en las palas (120), y
- un sistema de control configurado para:
- 65 recibir señales de los sensores de carga durante la operación;

determinar los momentos en el plano (210) en una o más de las palas;

5 seleccionar (220) los momentos en el plano con la frecuencia de velocidad de rotación del rotor para las una o más palas;

comparar (230) los momentos en el plano seleccionados con los momentos en el plano teóricos debidos a una masa de las una o más palas; y

10 generar una señal de advertencia si los momentos en el plano seleccionados se desvían de los momentos en el plano teóricos en más de un umbral predefinido.

13. El sistema de la reivindicación 12, en el que cada una de las palas (120) comprende indicadores de deformación.

15 14. El sistema de la reivindicación 12 o 13, en el que los indicadores de deformación están montados de modo que midan las cargas en el sentido del eje entre el borde de ataque y salida y en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y salida.

20 15. El sistema de cualquiera de las reivindicaciones 12 - 14, en el que los sensores están montados en o cerca de una parte de raíz de las palas (120).

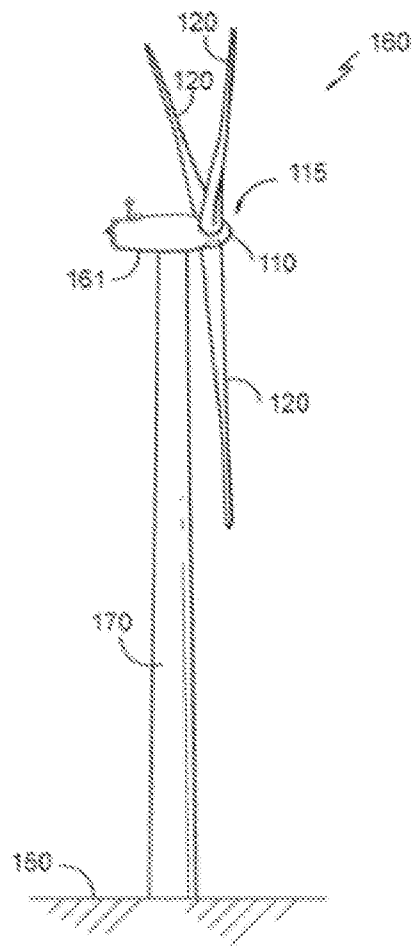


FIG. 1

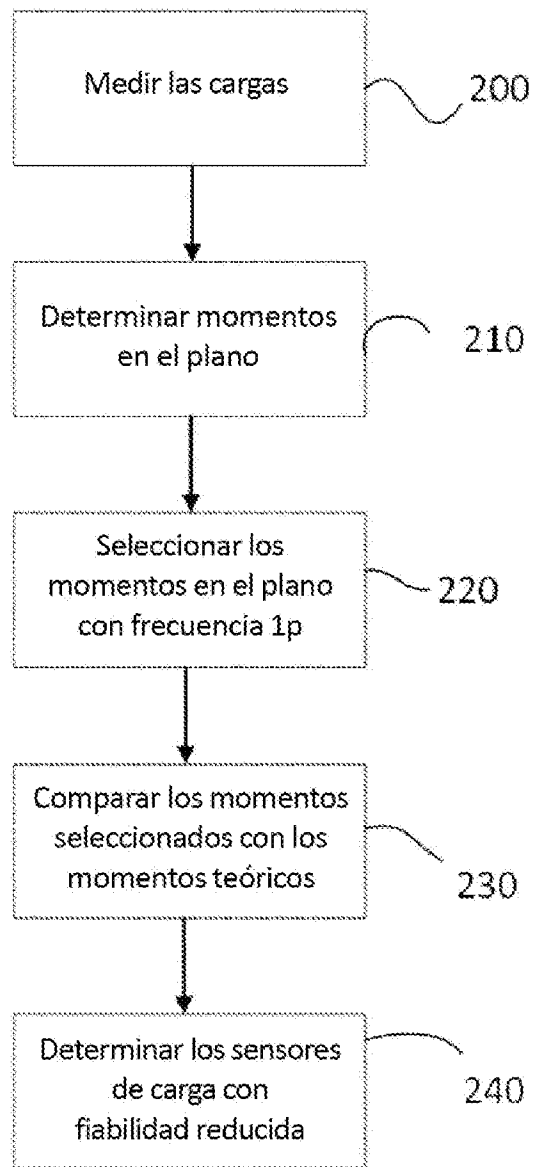


Fig. 3A

Cargas de pala

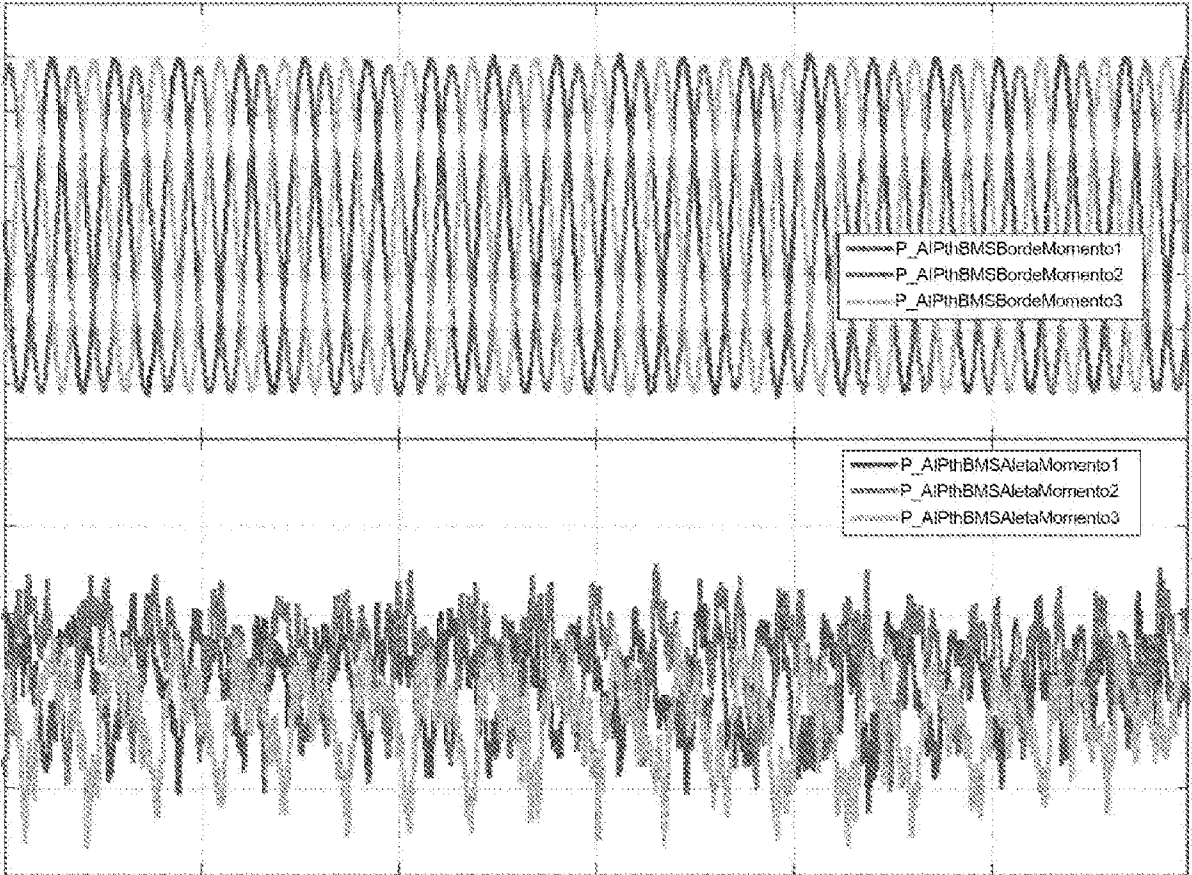


Fig. 3B

Cargas en el plano

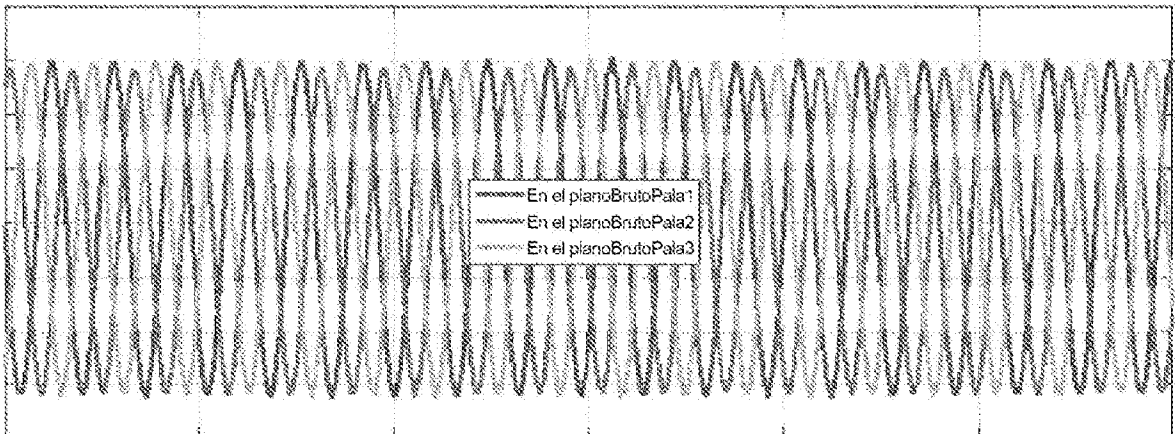


Fig. 3C

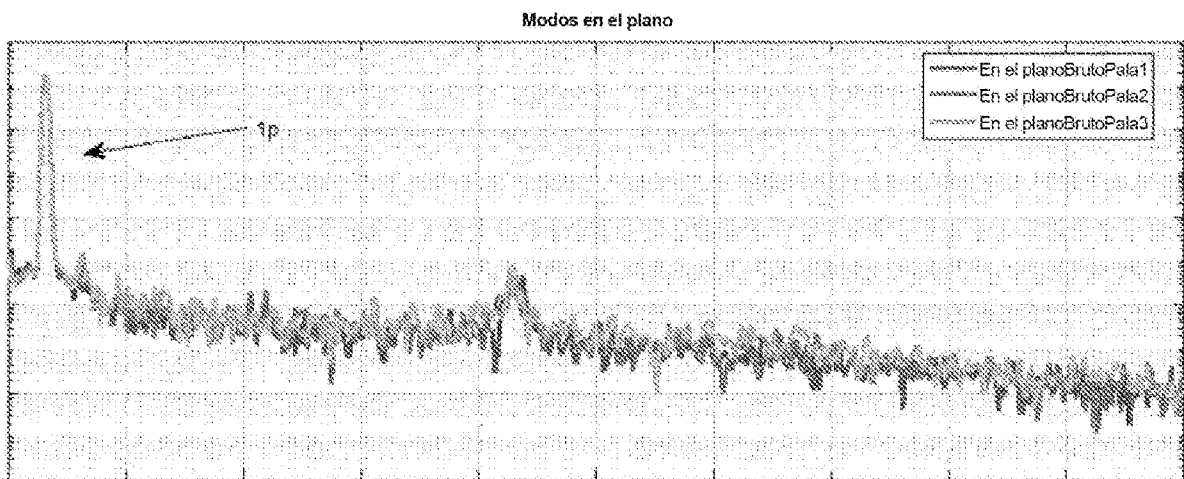


Fig. 3D

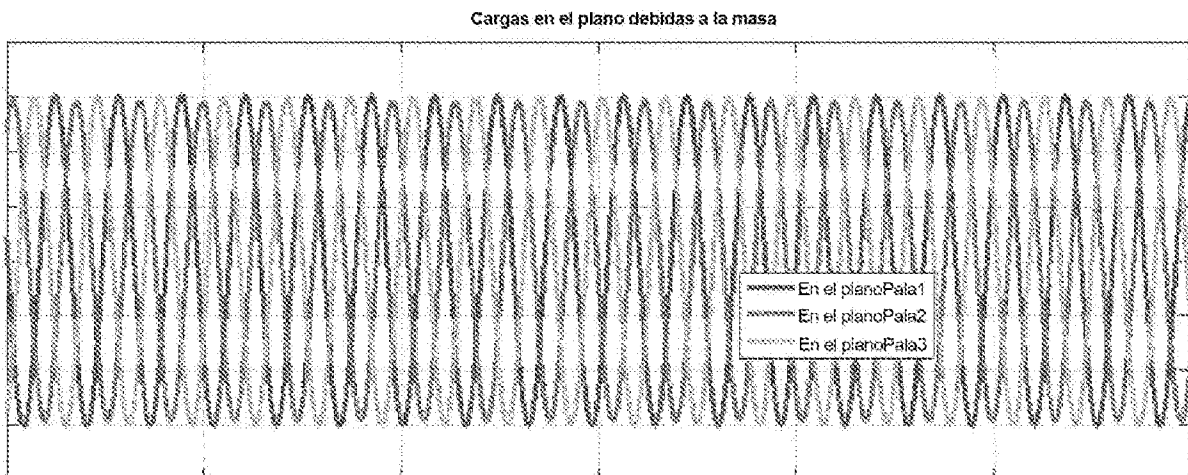


Fig. 3E

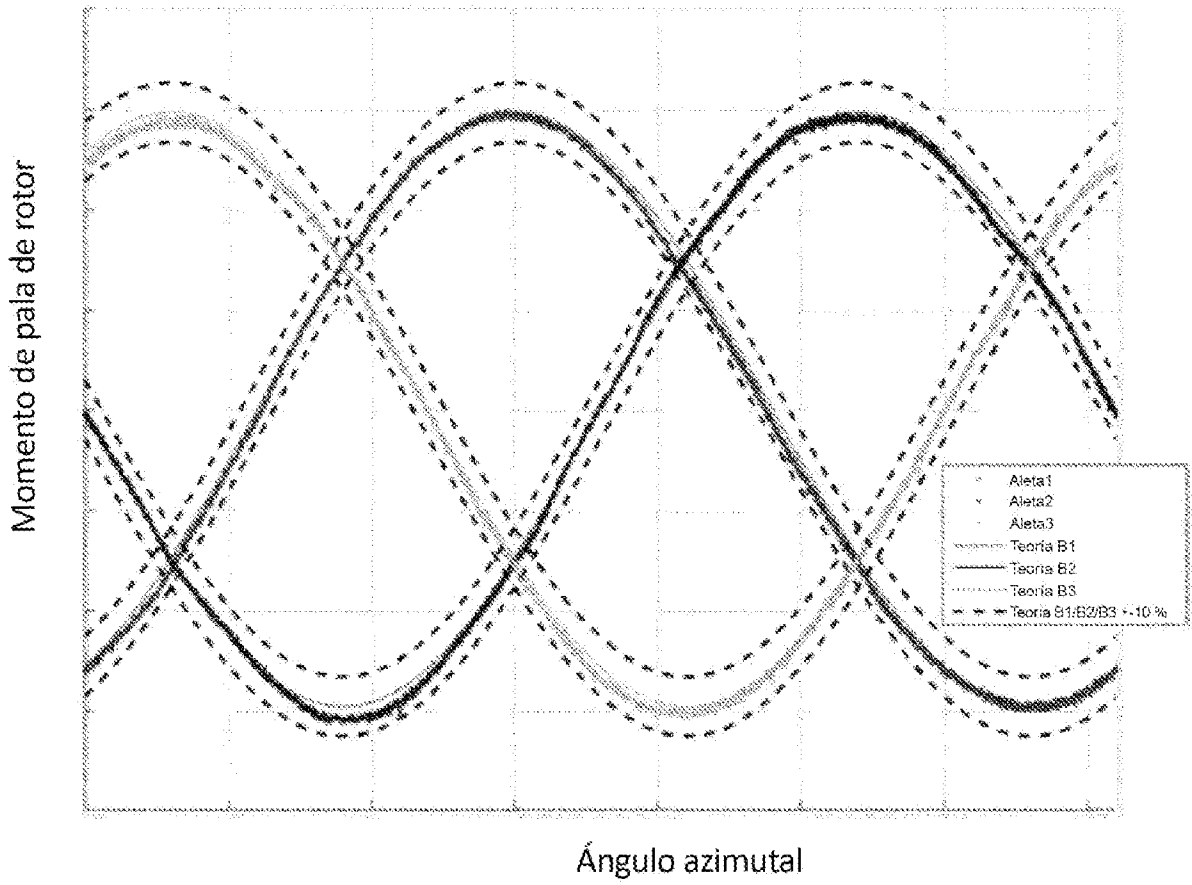


Fig. 4A

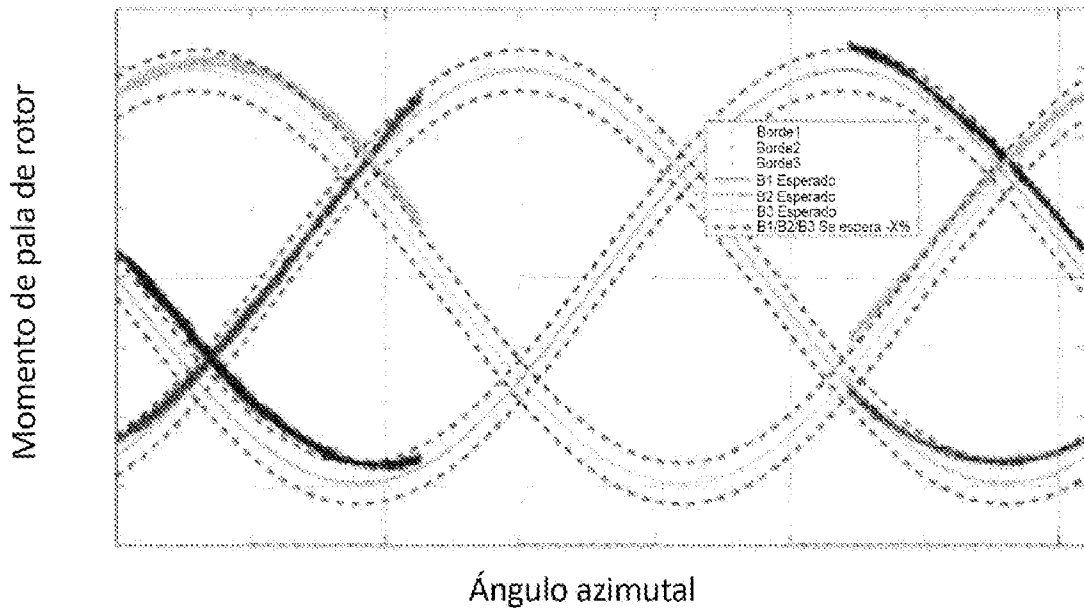


Fig. 4B

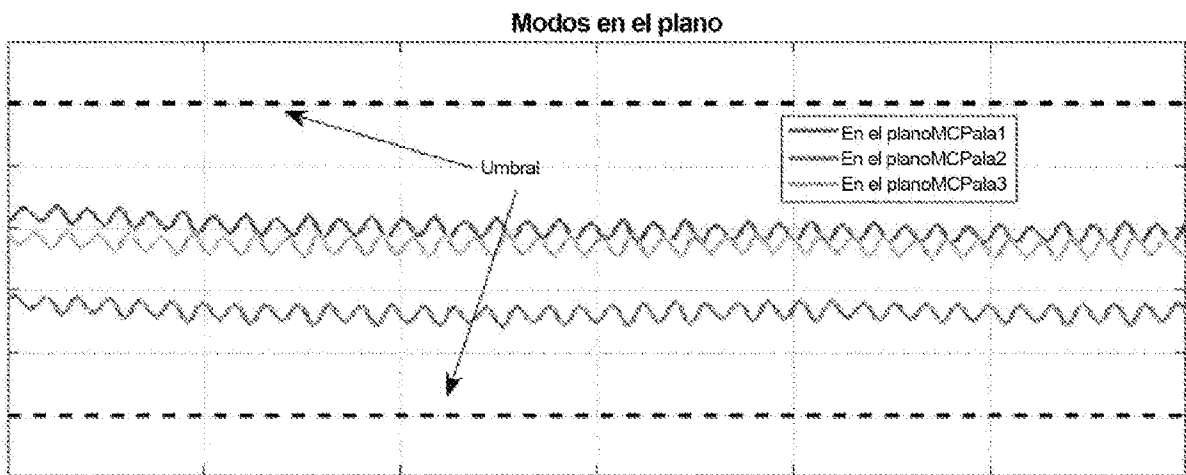


Fig. 5A

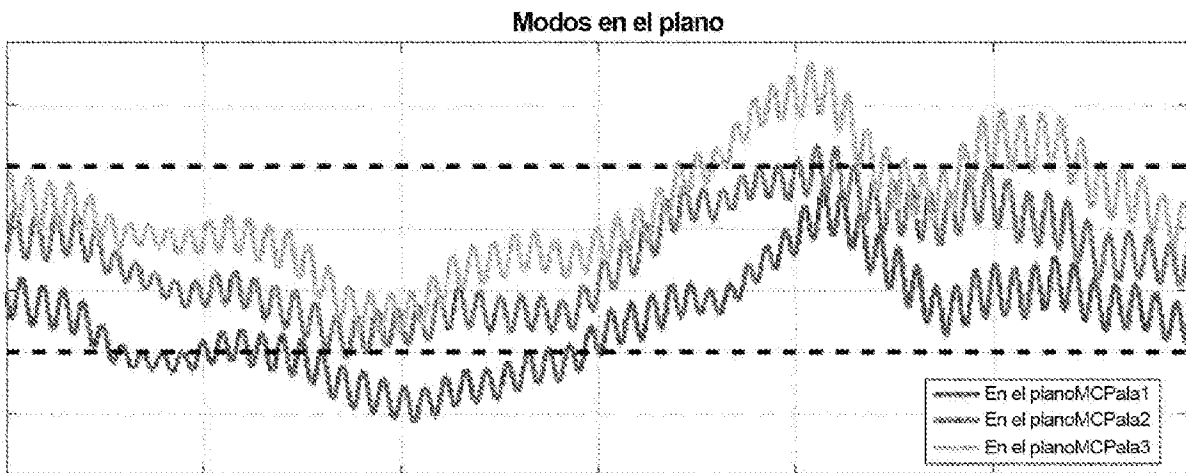


Fig. 5B

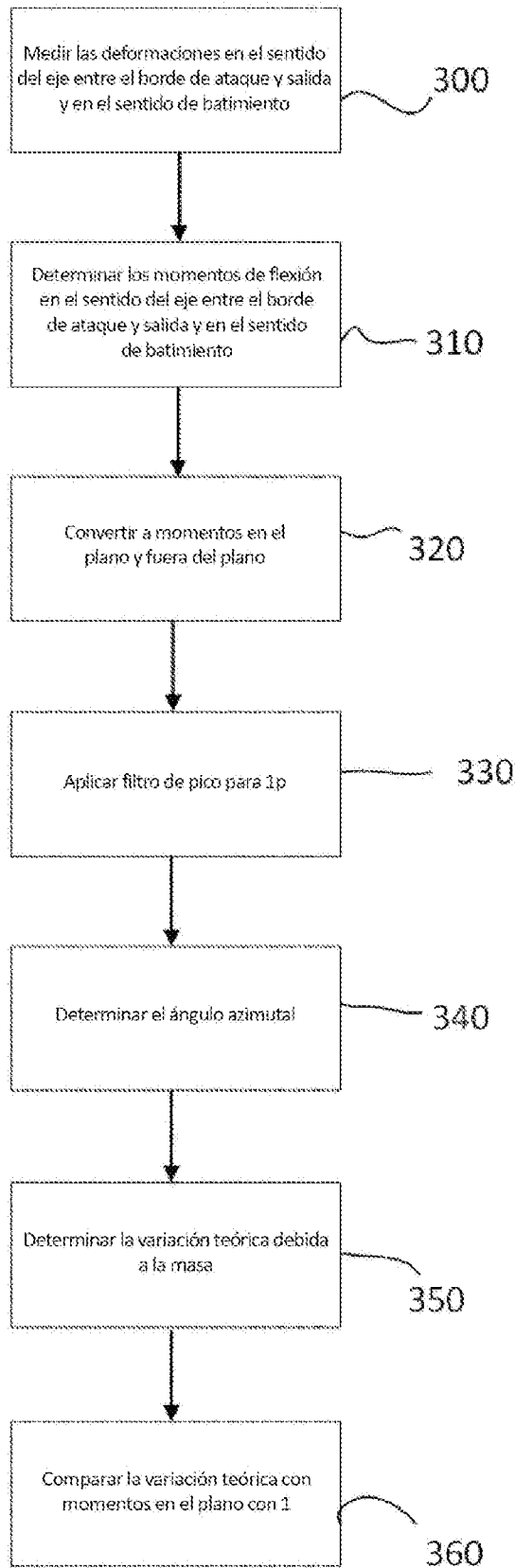


Fig. 6