

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 751 687**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 13/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **06.10.2014 PCT/DK2014/050317**

87 Fecha y número de publicación internacional: **16.04.2015 WO15051801**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **06.10.2014 E 14789153 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.09.2019 EP 3055557**

54 Título: **Métodos y aparato para controlar turbinas eólicas**

30 Prioridad:

07.10.2013 DK 201370558

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

01.04.2020

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

KRÜGER, THOMAS;

ATZLER, MARTIN;

CHRISTENSEN, POUL BRANDT y

BOWYER, ROBERT

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 751 687 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

Métodos y aparato para controlar turbinas eólicas

5 La presente invención se refiere al control de turbinas eólicas y, en particular, a métodos y aparato para reducir las cargas sufridas por diversos componentes de turbina eólica. La invención también se refiere a un controlador para una turbina eólica y a una turbina eólica que comprende un controlador de este tipo.

10 Turbinas eólicas comerciales están diseñadas normalmente para funcionar durante una vida útil máxima de alrededor de 20 años. Durante esa vida útil, una turbina puede someterse a una variedad de condiciones de viento, que debe poder aguantar. Por un lado, una consideración de diseño primordial debe ser siempre el deseo general de optimizar la eficiencia configurando una turbina que sea capaz de maximizar la extracción de energía del viento en cualquier momento y en cualquier entorno dado. Sin embargo, por otro lado, cada vez preocupan más las cargas de colector que pueden sufrir diversos componentes de turbina, especialmente cuando funciona en condiciones más turbulentas.

15 La fatiga resultante inducida sobre las partes de turbina puede ser, en ocasiones, de manera que sea ventajoso tomar medidas para proteger esas partes a expensas de la generación de energía de turbina instantánea. Esto es así especialmente en el caso de turbinas muy grandes, cuya altura y diámetro de rotor dan lugar a una carga gravitatoria considerable, así como a interacciones aerodinámicas complejas con el campo de viento entrante. Algunas cargas, tales como la fuerza gravitatoria que actúa sobre la estructura en conjunto, son constantes en el tiempo; otras exhiben variaciones cíclicas, alcanzando picos una o más veces durante una sola revolución del rotor, mientras que otras pueden seguir siendo de carácter errático e impredecible.

20

25 Se conocen técnicas pasivas que explotan el diseño y las propiedades aerodinámicas de palas de rotor individuales para controlar la salida de energía de turbina eólica o con el propósito de reducir o mitigar la carga. Sin embargo, se prefieren cada vez más métodos de control activo tales como control de guiñada y control de paso de pala, en los que la configuración de funcionamiento de una turbina se ajusta en respuesta a una o más entradas. En la técnica se conocen algoritmos de control activo, que tienen en cuenta la naturaleza de doble faceta del diseño de turbina eólica y pretenden encontrar un equilibrio entre las dos consideraciones influyentes principales descritas anteriormente.

30 Como ejemplo, los métodos dados a conocer en el documento WO 2009/026930 implican seleccionar la mejor combinación posible de estrategias de control predefinidas basándose en valores operacionales medidos o estimados de una turbina eólica. Por ejemplo, cuando las condiciones son de manera que el nivel de fatiga experimentado por la turbina es bajo, un ángulo de paso común que se calcula para maximizar la generación de energía puede aplicarse equitativamente a todas las palas de rotor. Por el contrario, cuando uno o más valores operacionales detectados estén por encima de niveles de umbral correspondientes, el controlador de turbina eólica puede activar adicionalmente regímenes de regulación de paso individual o colectivo (cíclico) con el fin de anticipar y/o reducir las cargas de fatiga asociadas en cada pala o, más generalmente, en la estructura de turbina global. Otros ejemplos pueden encontrarse en los documentos WO 2013/044925 y EP 2239462.

35

40 Sin embargo, la situación de compensación descrita anteriormente se complica todavía más cuando se tiene en cuenta no solo las partes de soporte de carga de una turbina, sino también de los propios mecanismos de ajuste, movilizados por algoritmos de control de activación y responsables de realizar la estrategia o las estrategias de control deseadas. Los componentes físicos, tales como los cojinetes implicados en el ajuste del paso de las palas de rotor, están sometidos a su vez a desgaste por el uso, de manera que su participación frecuente o constante puede dar como resultado la necesidad de reemplazo antes del final de la vida útil de la turbina en conjunto. Aunque tal control continuado o agresivo puede justificarse y, de hecho, puede ser necesario donde un sitio de turbina se caracteriza por condiciones particularmente duras, en muchos casos esto no es así; el deterioro de los mecanismos de ajuste se vuelve, entonces, superfluo y puede dar como resultado un mantenimiento sin garantía, y en última instancia un reemplazo, de estas partes, a menudo acompañado por un desembolso considerable.

45

50 Se ha apreciado que sería deseable proporcionar estrategias de activación de control mejoradas para turbinas eólicas, por medio de las cuales pueda encontrarse un mejor equilibrio entre el deseo de reducir la carga y la necesidad de minimizar el desgaste de los mecanismos de actuación de control.

55 Sumario de la invención

La invención se define en las reivindicaciones independientes a las que se hace referencia ahora.

60 Se exponen características ventajosas en las reivindicaciones dependientes.

Según la presente invención se proporciona, en un primer aspecto, un método para controlar una turbina eólica que comprende las etapas de determinar una carga operacional en uno o más componentes de turbina eólica; determinar, basándose en la carga, una señal de daño que sea indicativa del daño potencial al/a los componente(s); y aplicar una estrategia de control de reducción de carga elegida a la turbina eólica siempre que la señal de daño exceda un nivel de umbral predefinido con el fin de mitigar el daño previsto.

65

5 Determinar la carga operacional puede comprender usar uno o más sensores de carga de pala montados en la turbina para medir la flexión de aleta o borde de al menos una pala de rotor de la turbina eólica. Además, este aspecto puede comprender además las etapas de determinar que uno o más medios de control se activan cuando la flexión de aleta o borde de la pala de rotor se mide y corregir una señal representativa de la flexión de aleta o borde medida para obtener una estimación de la flexión de aleta o borde que se habría medido si los medios de control no hubieran estado tan activos, es decir, si los medios de control no hubieran estado operativos.

10 Determinar la carga operacional puede comprender estimar al menos uno de un momento de inclinación en un rotor de la turbina eólica y un momento de guiñada en el rotor de la turbina eólica.

15 En realizaciones, la señal de daño puede ser una función de la carga operacional determinada y una propiedad mecánica del componente de turbina eólica. La propiedad mecánica puede corresponder a una propiedad de fatiga no lineal. La propiedad mecánica puede ser opcionalmente el exponente de Wöhler para el componente de turbina eólica.

15 En realizaciones, la señal de daño puede ser representativa de la carga operacional determinada. La señal de daño también puede incluir una estimación de la resistencia a la fatiga consumida por el componente.

20 La estrategia de control puede comprender la etapa de controlar un ángulo de paso de al menos una pala de rotor de la turbina eólica.

El método puede comprender también la etapa de modificar un valor de referencia para la estrategia de control según la carga operacional determinada.

25 En un segundo aspecto, la invención proporciona un sistema de control para una turbina eólica, comprendiendo el sistema de control un sensor para medir una carga en un componente de turbina eólica y un controlador para determinar una señal de daño basándose en la carga y, en el que cuando la señal de daño excede un nivel de umbral predeterminado, el controlador puede hacerse funcionar para aplicar una estrategia de control a la turbina eólica para mitigar un daño potencial al componente.

30 Un aspecto adicional de la invención proporciona un medio de almacenamiento legible por ordenador que comprende instrucciones para llevar a cabo el método de cualquiera de los aspectos primero o segundo. En general, los diversos aspectos de la invención pueden combinarse y acoplarse de cualquier manera posible dentro del alcance de la invención.

35 Las realizaciones de la invención tienen la ventaja de que puede activarse una medida de control para reducir una carga dada basándose en los efectos predichos de la carga en uno o más componentes específicos. Al relacionar la decisión de implementar el control de atenuación de carga directamente con el grado de daño que puede provocar una carga, puede realizarse un enfoque más calculado y previsor para controlar la activación. Por consiguiente, puede aminorarse el desgaste innecesario de mecanismos de actuación de control, dando como resultado una reducción en mantenimiento indebido inevitablemente costoso.

40 El término "carga operacional" se refiere a cualquier carga experimentada por cualquier parte de la turbina eólica durante el funcionamiento. En algunas realizaciones, la carga puede un momento de flexión en una o más palas de rotor, que se mide directamente por sensores conocidos situados en la turbina. Preferiblemente, cuando se llevan a cabo medidas de control en el momento de la medición de carga, las señales resultantes se corrigen para obtener una estimación de las cargas "brutas" que se habrían medido si el control no hubiera estado operativo. En otras realizaciones, la carga puede derivarse a partir de estas mediciones directas o corregidas. Ejemplos son el momento de inclinación y el momento de guiñada en el rotor de turbina eólica. La estrategia de control de reducción de carga puede ser cualquiera de las diversas medidas de mitigación de carga conocidas actualmente en la técnica, que incluyen, pero no se limitan a, métodos para ajustar el paso de las palas de rotor.

45 La señal de daño puede ser cualquier medida del daño o fatiga que un componente de turbina eólica está sufriendo o sufrirá como resultado de la carga determinada. En realizaciones preferidas de la invención, la carga medida o derivada puede usarse en el cálculo de una señal de daño que tiene en cuenta las propiedades mecánicas del componente en cuestión.

50 En ese caso, puede aumentarse el grado al cual la señal de daño refleja el desgaste del componente o los componentes cargado(s) al/a los que corresponde, de manera que la selectividad de métodos según estas realizaciones puede mejorarse ventajosamente. Dado que cargas comparativamente más pequeñas pueden llevar a la activación de las estrategias de control apropiadas, pueden priorizarse componentes que son más susceptibles al daño. En una realización, la señal de daño depende de las propiedades de fatiga no lineal del componente de turbina eólica cargado. Esto puede implementarse, por ejemplo, en una señal de daño que es una función del exponente de Wöhler del componente. En otras realizaciones, señales representativas de la propia carga establecida pueden constituir un reflejo adecuado del daño que la carga acarrea. Además, pueden usarse estimadores de uso de vida útil tales como los descritos en el documento WO 2013/044925 para dar una señal de referencia adicional que es una

indicación de la resistencia a la fatiga ya consumida por cualquier componente de turbina eólica o componentes de interés, es decir, del daño acumulado ya padecido. Esto puede mejorar, además, el equilibrio entre la carga de los componentes de turbina y el desgaste de mecanismos de actuación de control.

5 En algunas realizaciones, pueden usarse cargas medidas para modificar no solo la activación de un algoritmo de control dado, sino también uno o más parámetros usados dentro de la ejecución de ese algoritmo. Como ejemplo, algoritmos de control comunes funcionan comparando una o más cargas medidas con valores de referencia correspondientes y ajustando los puntos de referencia de funcionamiento de la turbina de tal modo que reducen las cargas hacia estos valores deseados. Actualmente, se establecen valores de referencia normalmente o bien a cero o bien a un valor distinto de cero más o menos arbitrario. Aumentar la referencia alejándola de cero tiene la ventaja de que la cantidad por la que va a disminuirse una carga se reduce de manera efectiva, de manera que el grado de control acción tomado se regula en última instancia. Tal como se comenta en más detalle a continuación, métodos según la presente invención pueden derivar un valor de referencia distinto de cero para un algoritmo de control a partir de las cargas actuales en uno o más componentes de turbina eólica. El valor de referencia determinado de ese modo puede ser ventajosamente menos arbitrario que los usados en métodos existentes y, además, pueden variarse a lo largo del tiempo de tal modo que reflejen la carga experimentada por la turbina.

La invención reside, además, en un controlador de turbina eólica configurado para llevar a cabo las etapas del método descrito anteriormente, así como en una turbina eólica que comprende un controlador de este tipo.

Breve descripción de los dibujos

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

la figura 1 es una ilustración esquemática de una turbina eólica de eje horizontal típico;

la figura 2 es una ilustración esquemática de un controlador de turbina eólica típico;

la figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra una primera realización de la presente invención;

la figura 4 muestra los resultados de una simulación del método de la figura 2;

la figura 5 es un diagrama de flujo que ilustra una segunda realización de la presente invención; y

la figura 6 es un diagrama de flujo que ilustra una tercera realización de la presente invención.

Descripción detallada de realizaciones preferidas

La presente invención proporciona un enfoque sistemático para desarrollar algoritmos de activación para medidas de control de turbina eólica activa. Las realizaciones de la invención se caracterizan por la provisión de una estimación de daño que es indicativa del daño provocado a un componente de turbina eólica por una o más cargas operacionales en ese componente, y por el uso de esta señal en una decisión acerca del grado al que se aplican métodos de control de reducción de carga durante el funcionamiento de la turbina. Tal como se volverá aparente a partir de lo comentado a continuación, el modo en el que se calcula la estimación de daño variará y dependerá de la carga específica y componente de turbina eólica en cuestión. A continuación, se darán y se describirán en detalle varios ejemplos en el contexto de estrategias de control de paso de pala existentes que se usan para atenuar cargas de fatiga en las palas de rotor de turbina eólica y en el cojinete que soporta el árbol principal de turbina. Se entenderá, sin embargo, que las etapas de estimación de daño específico enumeradas en cada caso se dan solo a efectos de ilustración y, en realizaciones alternativas, pueden sustituirse por cualquier indicación adecuada de daño o desgaste. En realizaciones distintas de las consideradas a continuación, pueden formularse como apropiadas estimaciones de daño similares o diferentes.

Además, la invención no está limitada al uso en el contexto de las cargas de fatiga particulares comentadas ni al uso de paso de pala como medio para aminorar esas cargas. Las realizaciones descritas tienen la ventaja de que cojinetes de paso de pala pueden activarse solo cuando tal acción se considera garantizada, de manera que puede minimizarse el desgaste innecesario y la depreciación de estos mecanismos. Sin embargo, los principios subyacentes a los métodos expuestos encuentran una aplicación igual, por ejemplo, en la modificación de estrategias de control de guiñada que se diseñan para preservar la orientación del rotor con respecto al viento entrante. Además, cada uno de los algoritmos descritos a continuación proporciona una habilitación rápida de los correspondientes medios de control, de manera que la invención no está limitada a la consideración de cargas de fatiga a largo plazo en las diversas partes de turbina eólica, sino que, más bien, puede adaptarse ventajosamente de manera directa para mitigar el daño provocado por cargas repentinas o extremas tales como rachas de viento extremas o cizalladura extrema.

La figura 1 ilustra una turbina eólica de eje horizontal típico 1. La turbina comprende una torre 2 y una góndola 3 situada en la parte superior de la torre. Tal como se comenta en más detalle a continuación, la góndola aloja los

componentes de generación de energía principales de la turbina eólica, denominados comúnmente el tren de accionamiento. Un rotor de turbina eólica 4 que comprende una pluralidad de palas de rotor 5 se monta en un cubo 6. El cubo se conecta al tren de accionamiento por medio de un árbol de baja velocidad (no mostrado), denominado también el árbol principal, que pasa a través de la parte frontal de la góndola 3. La turbina eólica mostrada en la figura 1 puede ser una máquina comercial grande que se conecta a una red de energía y se usa para la generación a gran escala de electricidad. En ese caso, la torre 2 puede ser de hasta 100m o más de altura; cada pala de rotor 5 puede ser de 50 m o más de longitud; y la turbina puede tener la capacidad de generar más de 2 MW de energía, incluso 5 MW o más. Aunque la turbina 1 se representa con tres palas de rotor, otros rotores de turbina eólica domésticos y comerciales pueden comprender dos, tres o, alternativamente, cuatro o más palas.

La figura 2 es una vista esquemática que ilustra el interior de la góndola 3. El árbol de baja velocidad, mostrado como 7, se soporta por un cojinete principal 11 y se conecta a una caja de engranajes 8. Un árbol secundario 9 se extiende desde la caja de engranajes y al interior del generador 10. En funcionamiento, el viento entrante provoca que las palas de rotor 5 roten y accionen el árbol principal, introduciendo energía mecánica que se convierte por el generador en energía eléctrica adecuada para emitir. La góndola comprende también un conversor/transformador de energía 12, así como aparatos auxiliares tales como dispositivos de control, sensores, unidades de calentamiento y de rayos, sistemas hidráulicos, sistemas de enfriamiento, etcétera.

La góndola se monta en la torre de turbina eólica por medio de un accionamiento de guiñada 13, que puede usarse para ajustar la orientación azimutal de la góndola con respecto a la dirección de viento incidente. Uno o más actuadores de paso 14, tal como actuadores de control de paso neumáticos o eléctricos, también se montan en el cubo 6 y se enganchan con las secciones de raíz de las palas de turbina eólica 5 para controlar el ángulo de ataque de las palas con respecto al viento entrante.

Tal como se muestra en la figura 2, la góndola comprende además un controlador 15 conectado al generador 10, al accionamiento de guiñada 13 y al uno o más actuadores de paso 14 mediante líneas de control adecuadas. El controlador también puede conectarse a uno o más dispositivos de sensor tales como un anemómetro y/o una veleta 16, que puede usarse para determinar la velocidad de viento y/o la dirección de viento en la turbina. Un dispositivo de medición de velocidad de viento a distancia opcional tal como un dispositivo LIDAR, RADAR o SONAR 17 también puede alojarse en el cubo 6 o en la propia góndola, y usarse para detectar la velocidad de viento y las condiciones de viento a barlovento de la turbina. Finalmente, pueden determinarse cargas en las palas de rotor 5 y en la torre de turbina eólica, por ejemplo, usando uno o más sensores de carga 18 situados en esos componentes. Entonces, pueden pasarse señales de carga apropiadas, por medio de líneas de control adecuadas, al controlador. Sensores adicionales pueden detectar otras condiciones que afectan al rotor de turbina eólica y las palas de rotor, tales como temperatura, vibración y turbulencia de aire, por ejemplo.

En la práctica, el controlador 15 se implementa como un procesador dedicado con acceso a algoritmos de control incorporados en software o hardware. El procesador recibe entradas desde los diversos sensores y emite señales de control en líneas de control adecuadas o en un bus de datos.

Específicamente, el controlador recibe señales de control indicativas al menos de las condiciones de viento medidas o estimadas en la turbina eólica, y establece señales de control de referencia para ajustar parámetros de funcionamiento de la turbina tal como las condiciones de funcionamiento del generador, el ángulo de paso o los ángulos de las palas de rotor y el ángulo de guiñada del rotor.

Un diagrama de flujo que ilustra un ejemplo 300 de un método según la presente invención se muestra en la figura 3.

Tal como se mencionó anteriormente, se conoce medir la carga en una pala de rotor, en particular, los momentos de aleta y borde que actúan para flexionar la pala, usando sensores montados en la pala.

En estrategias de control de paso actuales, estas mediciones de carga se usan para proporcionar una entrada a un controlador, que calcula la cantidad por la cual el paso de cada pala necesita ajustarse para reducir la carga a un valor de referencia o deseado, que puede ser o bien cero o bien un valor distinto de cero elegido. En el ejemplo de la figura 3, se monitorizan fluctuaciones en los momentos de flexión medidos y se usan para calcular una señal de daño que es indicativa del daño o fatiga que las palas pueden sufrir como resultado de las variaciones de carga. Una decisión activa como implementar o no una estrategia de control de paso de reducción de carga puede tomarse, entonces, basándose en esta señal.

En particular, se añade una variación periódica al ángulo de paso de cada pala siempre que la carga de aleta exhiba cambios cíclicos de amplitud suficientemente grande.

Volviendo a la figura 3, el momento de aleta instantáneo e cada pala de rotor se mide en la etapa 302.

Una entrada que es una indicación verdadera de la carga de que las condiciones de funcionamiento infligirían en una turbina no asistida por medios de control es importante para el propio funcionamiento de un esquema de activación dependiente de carga tal como los de la presente invención. En el ejemplo representado en la figura 3, una pala puede

estar sometido a cabeceo individualmente, por ejemplo, al ángulo ϑ , en el momento en el que las cargas de pala se detectan en la etapa 302. Por ejemplo, el paso de pala puede haberse ajustado durante una iteración previa del método. Si esto es así, algunas o todas las flexiones que, de otro modo, habrían cargado la pala se habrán eliminado o mitigado por el ajuste de paso aplicado, de manera que la señal emitida por los sensores de carga de pala no será un reflejo verdadero de las cargas brutas que se habrían medido en ausencia de cualquier control. Por tanto, cuando una señal de daño basada en la carga real de la turbina por el viento habría desencadenado la activación de medidas de control tal como se mencionó anteriormente y se describe más detalladamente a continuación, la calculada usando la salida directa de los sensores de carga de pala no puede hacerlo. En este caso, por tanto, cada carga medida M_{aleta}^i (donde el índice $i = 1,2,3$ marca las palas de rotor individuales) se suplementa en la etapa 304 con una simple corrección lineal para justificar la reducción de carga que proviene de regulación de paso existente de las palas para obtener una estimación $M_{aleta,est}^i$ del momento de flexión bruto que cargaría una pala en paso colectivo ϑ_{col} , es decir, con regulación de paso individual apagada:

$$M_{aleta,est}^i = M_{aleta}^i + \frac{\partial M_{aleta}}{\partial \vartheta} \cdot (\vartheta - \vartheta_{col}) \quad (1),$$

donde $\frac{\partial M_{aleta}}{\partial \vartheta}$ es la sensibilidad de aleta de las palas de rotor con respecto al ángulo de paso de pala. En otras realizaciones, en particular en las que un control distinto del paso de pala ya está operativo cuando se miden cargas, pueden formularse correcciones adecuadas alternativas o adicionales y aplicarse según se requiera.

En la etapa 306a, la $M_{aleta,máx}$ máxima de las tres señales de carga de pala se determina antes de que se pase, en la etapa 308a, a un filtro de retención de pico. De manera similar, la $M_{aleta,mín}$ mínima de los momentos medidos se determina en la etapa 306b y se alimenta a través de un filtro de retención de valle en la etapa 308b.

Los filtros de retención de pico y valle almacenan, respectivamente, la carga mayor $M_{aleta,pico}$ y la carga menor $M_{aleta,valle}$ medidas en una pala cualquiera. Entonces, la amplitud de las variaciones en la flexión de aleta puede calcularse y usarse para determinar una señal de daño, tal como se comenta a continuación.

Para implementar la retención de pico y la retención de valle, se usan filtros asimétricos. Estos tienen la ventaja de que no tienen retardo para elevar señales de daño, pero realizan un efecto promediado si el daño es decreciente. Por tanto, proporcionan tanto una habilitación rápida como un desvanecimiento lento.

En la etapa 310, se determina la amplitud $M_{aleta,ciclo}$ de las variaciones en carga de aleta. En el presente ejemplo, esto se define como la diferencia mayor entre el máximo de las tres señales de carga de pala y el valle retenido y entre el pico retenido y la carga de pala mínima:

$$M_{aleta,ciclo} = \max\{M_{aleta,máx} - M_{aleta,valle}, M_{aleta,pico} - M_{aleta,mín}\} \quad (2).$$

La operación del método de la presente realización se ilustra en la figura 4, que muestra los resultados de una simulación del algoritmo. El cálculo de $M_{aleta,ciclo}$ se muestra en la figura 4a. La amplitud en torno al tiempo 200 s es igual a la diferencia entre la carga de pala y el valle retenido en ese tiempo, aproximadamente 5,500 kNm. Por el contrario, en el tiempo 206 s la amplitud se define como la desviación de la carga medida de alrededor de -900 kNm desde el pico retenido de 5000 kNm.

En la etapa 312, la amplitud de la ecuación (2), una vez normalizada de manera adecuada, se eleva hasta una energía que corresponde al exponente de Wöhler para que el material de pala dé un índice de daño M_{aleta} . Por tanto

$$M_{aleta} = \left(\frac{M_{aleta,ciclo}}{M_{aleta,eval}} \right)^m \quad (3),$$

donde m es el coeficiente de Wöhler que representa las propiedades de fatiga no lineal del material y $M_{aleta,eval}$ es la flexión de aleta evaluada de las palas de rotor. En una realización, donde no se usa el exponente de Wöhler, esto puede implementarse estableciendo $m=1$ en la ecuación (3). La evolución de M_{aleta} a lo largo del tiempo en el caso del presente ejemplo se muestra en la figura 4b.

Finalmente, en la etapa 314 el índice de daño se compara con un umbral predeterminado con el fin de decidir si los momentos de aleta deben pasarse al controlador de paso para realizar cualquier ajuste (adicional) en el ángulo de paso de palas de la manera conocida. Cabe destacar que el método del presente ejemplo puede implementarse de manera útil en la activación de cualquier estrategia de control de paso preferida.

Tal como se mencionó anteriormente, la dependencia integral de las propiedades de fatiga del material de pala significa que el índice de daño descrito anteriormente es de manera ventajosamente directa representativo del daño que las palas padecerán si no se toman acciones para reducir la flexión de aleta impuesta por el viento entrante. Esto puede significar que pueden tomarse etapas de control preventivas para mitigar el probable desgaste y fatiga antes de que se dañen las palas de tal modo que necesiten reparación o reemplazo. Al mismo tiempo, una señal de daño calculada tal como se comentó anteriormente puede constituir una base más astuta para la decisión de activar control de reducción de carga que la mera detección o medición de cargas. Esto, a su vez, puede dar como resultado una compensación más favorable entre la necesidad de proteger las palas de turbina eólica y el deseo de reducir el desgaste de los mecanismos de actuación de paso y cojinetes de pala que están implicados en la activación de control de paso. Ha de destacarse, sin embargo, que podrá usarse cualquier indicación apropiada de daño en lugar de lo descrito. Por ejemplo y tal como se mencionó anteriormente, pueden emplearse estimadores de uso de vida útil para derivar una indicación de la resistencia a la fatiga ya consumida por un componente particular, en particular en comparación con su límite de diseño. El uso de tales estimaciones como datos de entrada se considera que se encuentra dentro del alcance de los algoritmos de toma de decisiones de la presente invención.

Un segundo ejemplo 500 de un método según la presente invención se muestra en el diagrama de flujo de la figura 5.

Las fuerzas gravitatoria y aerodinámica que pueden dimensionarse que cargan el rotor de una turbina eólica se entienden comúnmente en términos de su manifestación como dos cargas principales en el cojinete principal de turbina: el momento de rotor de inclinación y el momento de rotor de guiñada. Estos momentos, a su vez, se separan normalmente en sus componentes estático y cíclico. Un número de factores, tales como la carga gravitatoria del rotor, puede contribuir a momentos estáticos en el cojinete principal. Momentos de inclinación y guiñada periódicos pueden provenir, por ejemplo, de cargas de pala de fluctuación, a su vez a consecuencia de vibraciones locales en el campo de viento.

Tanto la carga estática como la cíclica del cojinete principal pueden compensarse por medio de algoritmos de control de paso existentes. Específicamente, pueden reducirse cargas estáticas por medio de variaciones sinusoidales en el paso de cada pala de rotor con una frecuencia igual a la de la rotación del rotor (denominada control de paso de 1p), al tiempo que regulación de paso periódica con frecuencias correspondientes a armónicos más altos puede atenuar momentos de inclinación y guiñada cíclicos. El método de la figura 5 sustituye la regulación de paso continuada y automática de palas según estos ciclos con una estrategia de activación más selectiva. En particular, la implementación del control se hace condicional según la magnitud de una señal de daño computada desde los momentos de inclinación y guiñada y es indicativa de la fatiga que el cojinete principal superará como resultado de estos momentos. Aunque la figura 5 se comenta a continuación con referencia a cargas estáticas, será aparente que el método es igualmente aplicable a la regulación de paso de las palas con frecuencias más altas en respuesta una carga periódica alta del cojinete principal.

Tal como se conoce en la técnica, pueden derivarse estimaciones de los momentos de inclinación y guiñada a partir de los momentos de flexión que cargan las palas de turbina. Específicamente, la contribución al momento de inclinación desde pala i , $M_{inclinación}^i$, se da mediante (4),

$$M_{inclinación}^i = (M_{aleta,H}^i \cos \vartheta^i + M_{borde,H}^i \sen \vartheta^i) \cos \varphi^i \quad (4),$$

donde $M_{aleta,H}^i$ y $M_{borde,H}^i$ son, respectivamente, los momentos de aleta y borde en la pala, medidos por sensores de carga de pala y transformados al marco de referencia del cubo de turbina eólica; ϑ^i es el ángulo de paso de pala i ; y φ^i es la posición azimutal de pala i . De manera similar, el momento de guiñada en el cojinete principal de turbina que resulta de los momentos de flexión en la pala i es

$$M_{guiñada}^i = (M_{aleta,H}^i \cos \vartheta^i + M_{borde,H}^i \sen \vartheta^i) \sen \varphi^i \quad (5).$$

Volviendo a la figura 5, entonces, el algoritmo marcado con 500 comienza con la detección de la carga de pala de aleta y borde y, cuando sea necesario, con su corrección tal como se describió anteriormente con referencia a la figura 3. (Tal como será evidente para el lector experto, la ecuación (1) se adapta fácilmente al caso en el que momentos de flexión de borde se corrigen para obtener una estimación $M_{borde,est}^i$). Los momentos de inclinación y guiñada se computan en la etapa 506, antes de que se pase a través de un filtro de paso bajo (508) para eliminar las contribuciones cíclicas no deseadas y se use en la etapa 510 en el cálculo de una señal de daño, tal como se explica en detalle a continuación. Por último, siguiendo la comparación en la etapa 512 de la señal de daño al umbral para la activación,

se aplica paso de pala de 1p si y según sea apropiado para reducir las cargas correspondientes.

En el ejemplo de la figura 5, el cálculo del índice de daño se basa en la M_{TY} resultante de los vectores de momento de inclinación y guiñada $M_{inclinación}$ y $M_{guiñada}$, calculados como

$$M_{TY} = \sqrt{M_{inclinación}^2 + M_{guiñada}^2} \quad (6).$$

Específicamente, la señal de daño se define para ser simplemente la magnitud de M_{TY} , de nuevo normalizada adecuadamente, y posiblemente elevada al exponente de Wöhler para el cojinete principal. El índice de daño calculado de este modo es, sin embargo, solo un ejemplo de una señal que puede usarse para representar la fatiga del cojinete principal; existen posibles alternativas y, de hecho, se prevén. En algunas realizaciones, por ejemplo, pueden calcularse índices de daño independientes solamente a partir del momento de inclinación y a partir del momento de guiñada, respectivamente. En esos ejemplos, el control de reducción de carga puede activarse siempre que cualquiera o ambos de los índices de daño individuales exceda un umbral correspondiente.

Tal como se mencionó anteriormente, además, el método mostrado como 500 se aplica fácilmente al uso de control de paso para atenuar momentos de inclinación y guiñada cíclicos con frecuencias correspondientes a los múltiplos de número entero de la frecuencia de rotor. Específicamente, el filtro de paso bajo de la etapa 508 se sustituirá en esos casos con la selección de frecuencias más altas según sea apropiado, usándose la etapa final para activar no la regulación de paso de 1p, sino la regulación de paso con una periodicidad adecuada para que coincida con la de las cargas.

Una tercera aplicación de ejemplo 600 de la presente invención se muestra en la figura 6.

La realización de la figura 6 se refiere al uso de paso de pala para contrarrestar una flexión de aleta alta de la pala que apunta hacia abajo en particular, siendo el objetivo el de asegurar un despeje suficiente cuando la pala pasa por la torre de turbina.

Tal como se conoce en la técnica, un momento de inclinación puede entenderse como una flexión de aleta de dos tercios de su magnitud, y viceversa. Teniendo esto en cuenta, en las etapas 602 a 606, las mediciones de la flexión de aleta y de borde de las tres palas se obtienen en primer lugar, se corrigen si es apropiado y se usan para calcular el momento de inclinación en el cojinete principal de turbina, $M_{inclinación}$, tal como se describió anteriormente. Para obtener específicamente la flexión en la pala que apunta hacia abajo, M_{aleta}^{abajo} , el momento de aleta colectivo también debe añadirse. Por tanto, en la etapa 606, se determina el $\langle M_{aleta} \rangle$ promedio de los momentos de aleta medidos en cada pala, antes de que se estime M_{aleta}^{abajo} en la etapa 608 según (7).

$$M_{aleta}^{abajo} = \frac{2}{3}M_{inclinación} + \langle M_{aleta} \rangle \quad (7).$$

El momento dado por la ecuación (7) se pasa, entonces, a través de un filtro de retención de pico en la etapa 610, antes de compararse con un umbral preestablecido $M_{aleta,umb}$ (612). Cuando la carga excede el umbral, el algoritmo de control de paso de 1p se ejecuta para calcular y aplicar variaciones en el paso de pala que disminuirá el momento de flexión y aumentará el despeje cuando la pala pase por la torre.

Tal como se mencionó anteriormente, la presente invención proporciona el uso de la carga medida de la turbina para proporcionar uno o más valores de referencia para los algoritmos de control de interés. Por tanto, de manera diferente de los ejemplos comentados anteriormente, además de proporcionar una estrategia de activación de control de paso la realización descrita con referencia a la figura 6 implementa también esta modificación opcional de la propia ejecución del algoritmo de control. Más específicamente, en la etapa 612, la referencia de momento de inclinación $M_{inclinación,ref}$ que se pasa como entrada al controlador de paso de pala de turbina eólica se establece a

$$M_{inclinación,ref} = -\frac{3}{2}(M_{aleta,abajo} - M_{aleta,umb}) \quad (8).$$

La referencia de momento de inclinación dada por la ecuación (8) depende ventajosamente de la cantidad por la cual el umbral de flexión $M_{aleta,umb}$ se excede. La etapa 612 no es obligatoria, sin embargo, y el método mostrado como 600 puede aplicarse igualmente un valor de referencia cero u otro valor de referencia adecuado.

Los bloques funcionales ilustrados en las figuras 3, 5 y 6 pretenden ser solamente representaciones esquemáticas. En la práctica, las funciones individuales pueden llevarse a cabo mediante uno o más módulos de hardware o software que implementan los algoritmos de control necesarios para efectuar el resultado pretendido. La funcionalidad de un solo bloque puede, por ejemplo, combinarse también con la de otro bloque para formar una combinación.

5 Se han descrito realizaciones de ejemplo de la invención solo para propósitos de ilustración y no para limitar el alcance de la invención tal como se define en las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Método para controlar una turbina eólica, comprendiendo el método las etapas:

5 proporcionar una estrategia de control de reducción de carga que puede activarse,

determinar una carga operacional usando uno o más sensores de carga de pala montados en la turbina para medir la flexión de aleta o borde de al menos una pala de rotor de la turbina eólica,

10 corregir la carga operacional para obtener una carga operacional corregida que es una estimación de la carga que se habría medido si no se hubiese activado la estrategia de control de reducción de carga,

determinar una señal de daño basándose en la carga operacional corregida y,

15 cuando la señal de daño excede un nivel de umbral predeterminado, activar la estrategia de control de reducción de carga a la turbina eólica para mitigar un daño potencial al componente.
2. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que determinar la carga operacional comprende estimar al menos uno de un momento de inclinación en un rotor de la turbina eólica y un momento de guiñada en el rotor de la turbina eólica.
3. Método según la reivindicación 1, en el que la señal de daño es una función de la carga operacional determinada y una propiedad mecánica del componente de turbina eólica.
4. Método según la reivindicación 3, en el que la propiedad mecánica corresponde a una propiedad de fatiga no lineal.
5. Método según la reivindicación 3 o 4, en el que la propiedad mecánica es el exponente de Wöhler para el componente de turbina eólica.
6. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de daño es representativa de la carga operacional determinada.
7. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de daño incluye una estimación de la resistencia a la fatiga consumida por el componente.
8. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la estrategia de control comprende la etapa de controlar un ángulo de paso de al menos una pala de rotor de la turbina eólica.
9. Método según cualquier reivindicación anterior que comprende además la etapa de modificar un valor de referencia para la estrategia de control según la carga operacional determinada.
10. Sistema de control para una turbina eólica, comprendiendo el sistema de control:

45 un controlador que almacena una estrategia de control de reducción de carga que puede activarse

un sensor de carga de pala para medir una carga operacional que es una flexión de aleta o borde de al menos una pala de rotor de la turbina eólica,

50 estando dispuesto el controlador para corregir la carga operacional para obtener una carga operacional corregida que es una estimación de la carga que se habría medido si la estrategia de control de reducción de carga no se hubiese activado, y para determinar una señal de daño basándose en la carga corregida y, en el que cuando la señal de daño excede un nivel de umbral predeterminado, el controlador puede hacerse funcionar para activar la estrategia de control de reducción de carga a la turbina eólica para mitigar el daño potencial al componente.
11. Sistema de control según la reivindicación 10, en el que el controlador está configurado además para estimar al menos uno de un momento de inclinación en un rotor de la turbina eólica y un momento de guiñada en el rotor de la turbina eólica.
12. Sistema de control según la reivindicación 10, en el que la señal de daño es una función de la carga medida y una propiedad mecánica del componente de turbina eólica.
13. Sistema de control según la reivindicación 10, en el que la señal de daño incluye una estimación de la resistencia a la fatiga consumida por el componente.

14. Sistema de control según la reivindicación 10, en el que la estrategia de control comprende la etapa de controlar un ángulo de paso de al menos una pala de rotor de la turbina eólica.
- 5 15. Sistema de control según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 12, en el que el controlador está configurado además para modificar un valor de referencia para la estrategia de control según la carga medida.
16. Medio de almacenamiento legible por ordenador que comprende instrucciones para llevar a cabo el método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9.

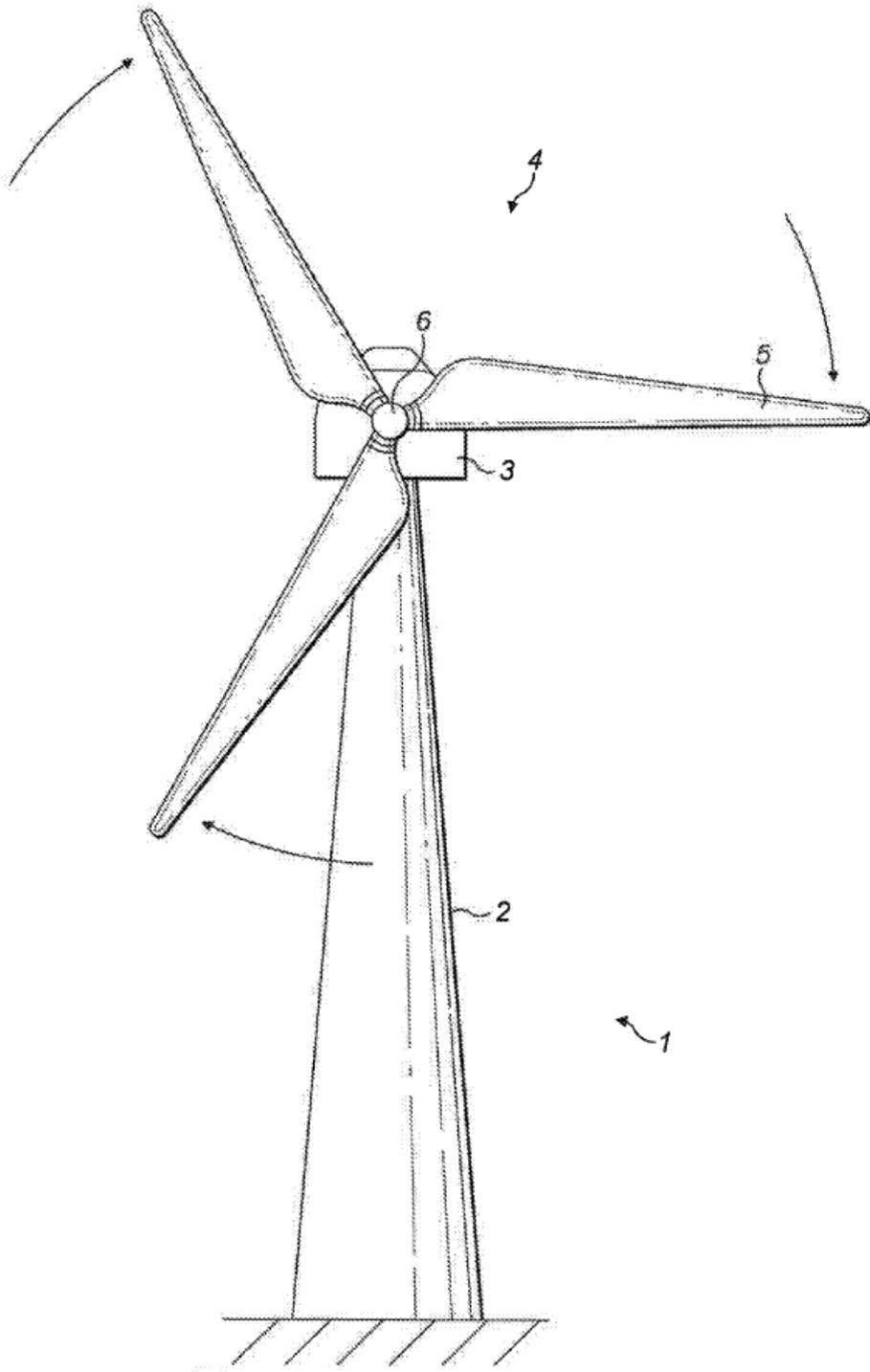


FIGURA 1

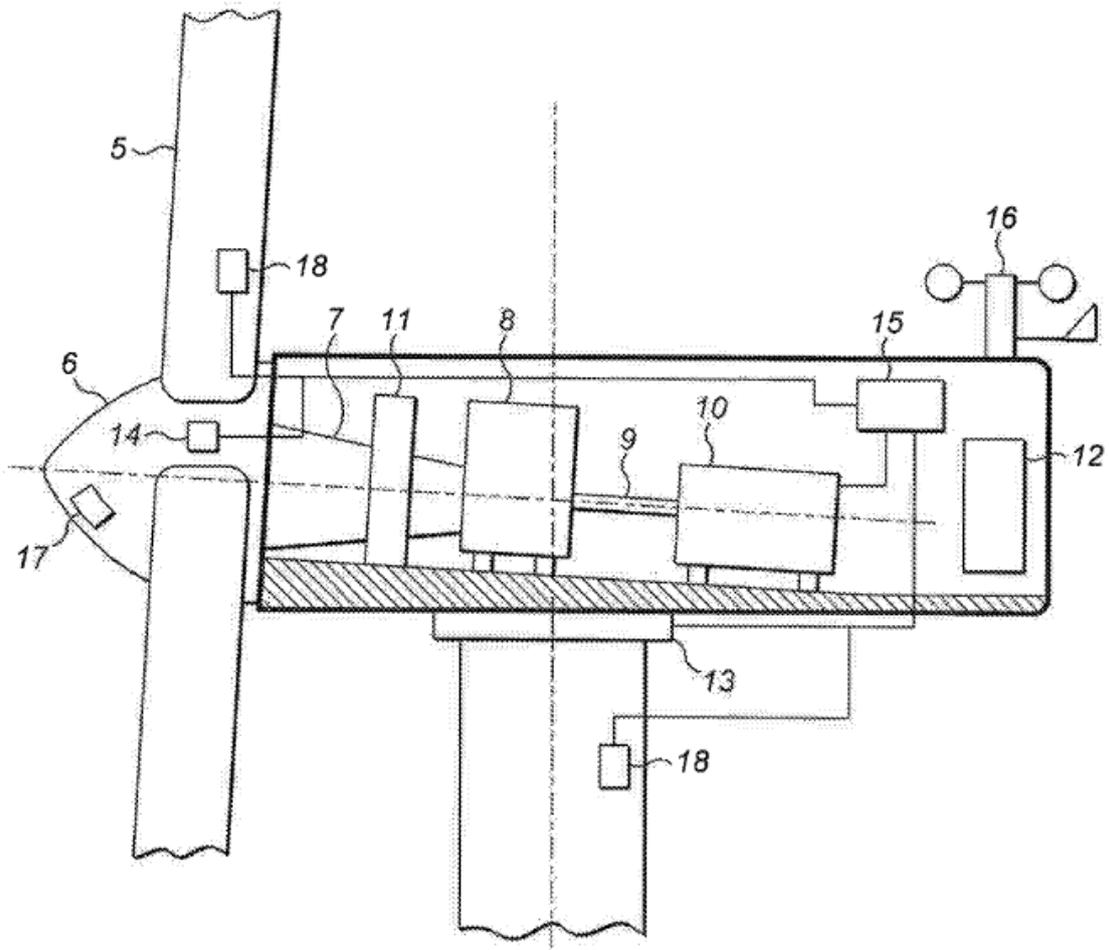


FIGURA 2

300

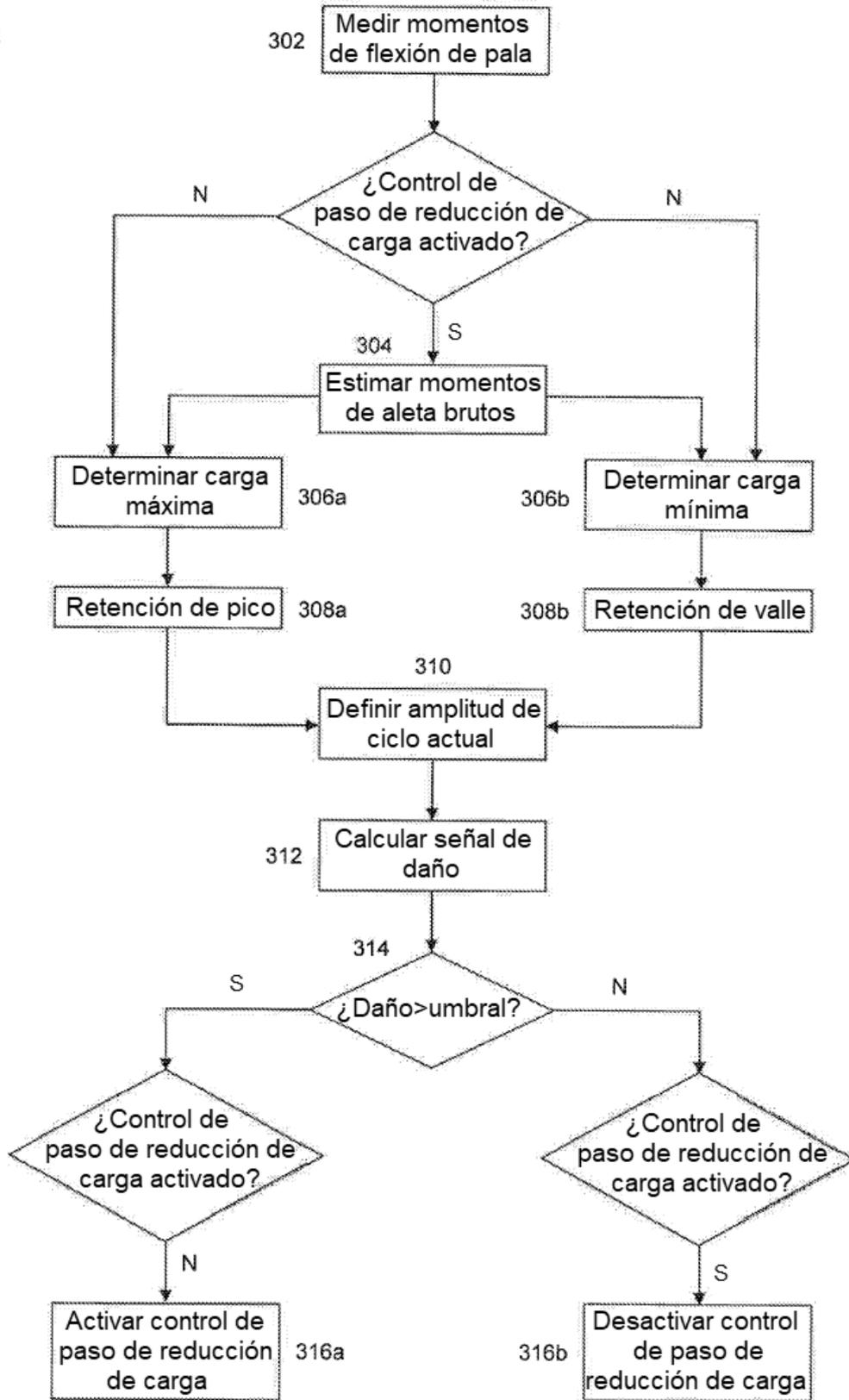


FIGURA 3

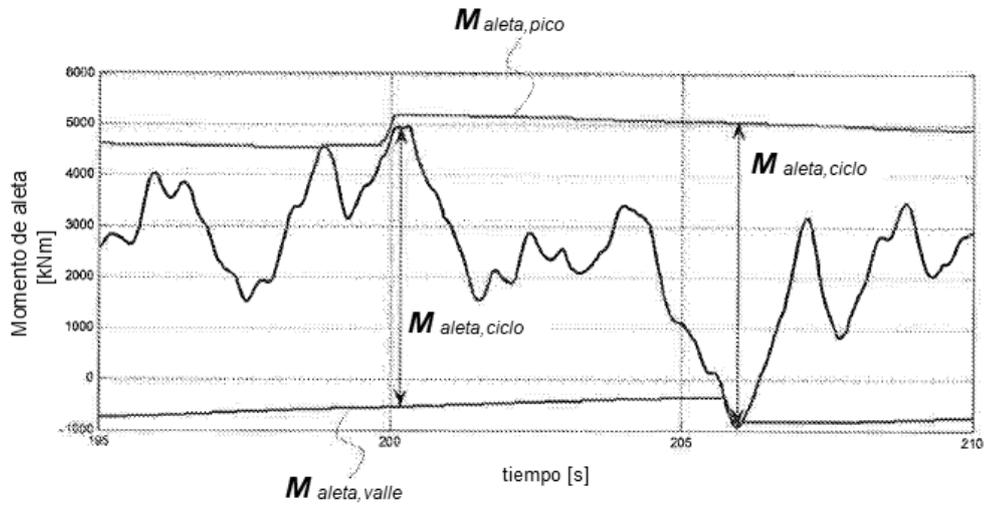


Figura 4a

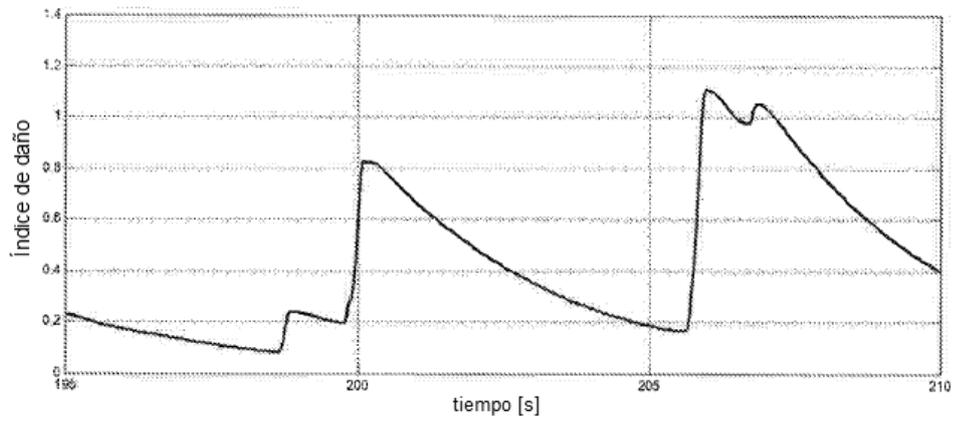


Figura 4b

FIGURA 4

500

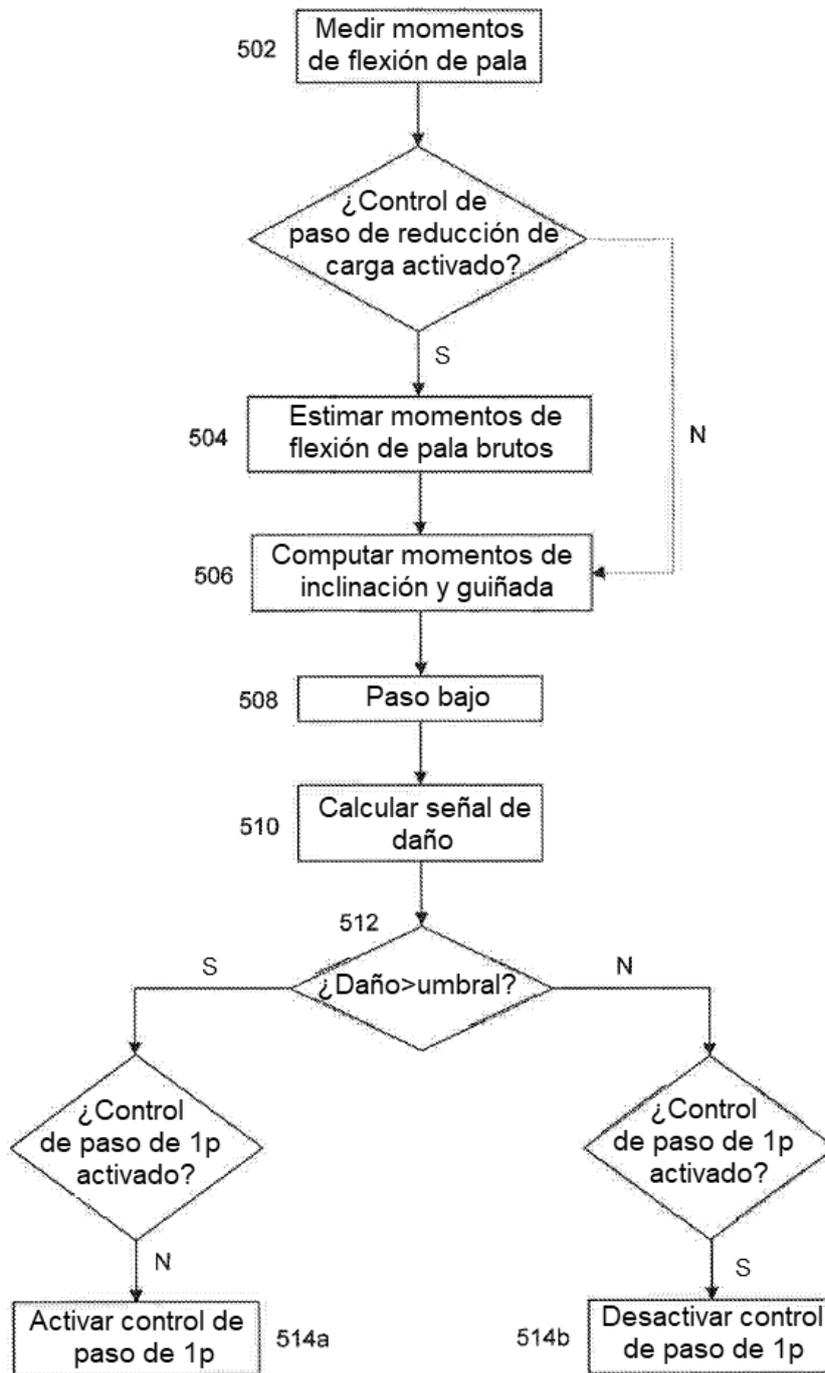


FIGURA 5

600

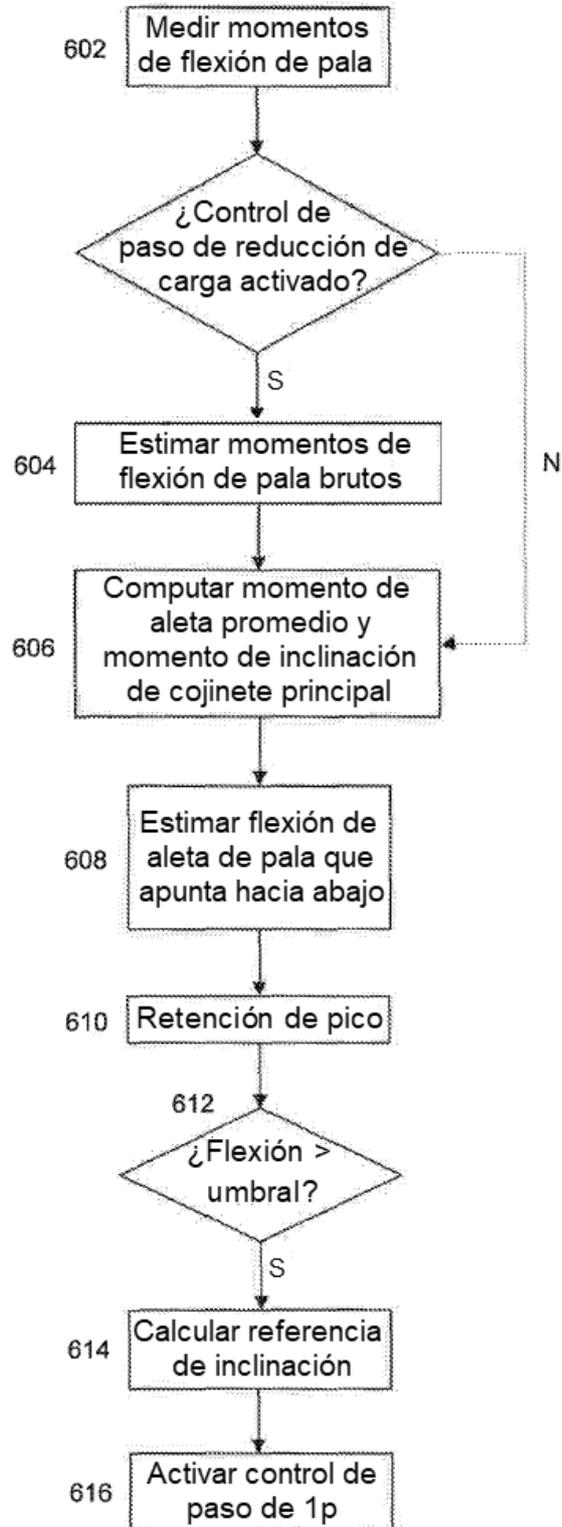


FIGURA 6