

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 951 394**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 7/04** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **21.10.2020** **E 20203101 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **03.05.2023** **EP 3812577**

54 Título: **Sistema y procedimiento para mitigar cargas que actúan sobre una pala de rotor de una turbina eólica**

30 Prioridad:

**22.10.2019 CN 201911005568**

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

**20.10.2023**

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)  
1 River Road  
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**DESHPANDE, AMEET SHRIDHAR;  
GU, SHUANG;  
AGARWAL, PRANAV;  
VADDI, PRASHANTH KUMAR REDDY;  
LANDA, BERNARD y  
KOERBER, ARNE**

74 Agente/Representante:

**DE ROOIJ, Mathieu Julien**

**ES 2 951 394 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

Sistema y procedimiento para mitigar cargas que actúan sobre una pala de rotor de una turbina eólica

5 **Campo**

[0001] La presente divulgación se refiere en general a las turbinas eólicas y, más en particular, a un sistema y procedimiento para mitigar cargas de pala de rotor que actúan sobre una turbina eólica.

10 **Antecedentes**

[0002] La energía eólica se considera una de las fuentes de energía más limpias y más respetuosas con el medioambiente disponibles actualmente, y las turbinas eólicas han atraído una creciente atención a este respecto. Una turbina eólica moderna típicamente incluye una torre, un generador, una caja de engranajes, una góndola y una o más palas de rotor. Las palas de rotor son los elementos principales para convertir energía eólica en energía eléctrica. Las palas típicamente tienen el perfil de sección transversal de un perfil alar de modo que, durante el funcionamiento, el aire fluye sobre la pala produciendo una diferencia de presión entre sus lados. En consecuencia, una fuerza de sustentación, que se dirige desde el lado de presión hacia el lado de succión, actúa sobre la pala. La fuerza de sustentación genera un par de torsión en el eje de rotor principal, que está conectado a un generador para producir electricidad.

[0003] La cantidad de potencia que se puede producir mediante una turbina eólica está limitada típicamente por limitaciones estructurales (es decir, cargas de diseño) de los componentes de turbina eólica individuales. Por ejemplo, el encastre de pala de una turbina eólica puede experimentar cargas (por ejemplo, tales como deflexión de punta de pala ("*blade tip deflection*"), un momento de flexión de pala o diversas fuerzas de pala) asociadas tanto con la carga promedio debida al funcionamiento de la turbina como con las cargas que fluctúan dinámicamente debidas a las condiciones ambientales. Dicha carga puede dañar los componentes de la turbina, provocando de este modo finalmente que los componentes de la turbina fallen. Las cargas fluctuantes pueden cambiar de un día a otro o de una estación a otra y pueden estar basadas en la velocidad del viento, los picos de viento, la turbulencia del viento, la variación de la velocidad del viento con la altura, los cambios en la dirección del viento, la densidad del aire, la desalineación de orientación ("*yaw misalignment*"), el flujo ascendente o similares. Específicamente, por ejemplo, las cargas experimentadas por una turbina eólica pueden variar con la velocidad del viento.

[0004] Así pues, es imperativo asegurar que las cargas que actúan sobre la turbina eólica no superen las cargas de diseño. Por tanto, muchas turbinas eólicas emplean uno o más sensores configurados para medir las cargas que actúan sobre los diversos componentes de turbina eólica. Aunque los sensores pueden proporcionar la información deseada, los nuevos sistemas de sensores pueden ser complejos y costosos de instalar. Además, los sensores pueden proporcionar información inexacta y pueden ser propensos a fallar.

[0005] Adicionalmente, los rotores grandes pueden verse afectados por una distancia libre pequeña de la punta de la pala a la torre y por altos momentos de flexión de encastre ("*root vending moments*"), especialmente durante condiciones extremas de turbulencia y de variación de la velocidad del viento con la altura. Los controladores convencionales, sin embargo, no tienen características de control específicas para mejorar la distancia libre de punta ("*tip clearance*"). Además, las funciones existentes tienen un impacto limitado sobre las mejoras de distancia libre de punta debido a un ancho de banda inadecuado para el sistema de *pitch* y la saturación de accionamiento durante eventos extremos.

[0006] En vista de lo anterior, en la técnica se buscan continuamente sistemas nuevos y mejorados para mitigar las cargas que actúan sobre las palas de rotor de turbina eólica. Por tanto, la presente divulgación está dirigida a sistemas y procedimientos para mitigar las cargas que actúan sobre las palas de rotor proporcionando un tiempo de anticipación en las señales de carga futuras estimadas usando modos de deflexión y de velocidad de pala, proporcionando de este modo respuestas de *pitch* más rápidas.

[0007] El documento EP 2 840 258 A1 describe sistemas y procedimientos para evitar una carga excesiva sobre una turbina eólica. Se describe un procedimiento que incluye: medir un parámetro de viento real de barlovento ("*upwind*") de la turbina eólica usando uno o más sensores; proporcionar el parámetro de viento medido a un procesador; proporcionar una pluralidad de datos de funcionamiento de turbina eólica al procesador; utilizar la pluralidad de datos de funcionamiento para determinar una condición de turbina eólica estimada en la turbina eólica; generar un perfil de viento de control en base al parámetro de viento real y la condición de turbina eólica estimada; e implementar una acción de control en base al perfil de viento de control para evitar que una carga excesiva actúe sobre la turbina eólica.

[0008] El documento EP 3 470 669 A1 describe un procedimiento para identificar una condición de descontrol ("*run-away condition*") de pala en caso de fallo del sistema de *pitch* de una pala de rotor de una turbina eólica que incluye determinar, por medio de uno o más sensores, una carga de rotor real de la turbina eólica. El procedimiento también incluye determinar, por medio de un controlador de turbina, una carga de rotor estimada de la turbina eólica en base a al menos una de una o más condiciones de funcionamiento de la turbina eólica o una o más condiciones del viento

de la turbina eólica. Además, el procedimiento incluye determinar una diferencia entre la carga de rotor real y la carga de rotor estimada. El procedimiento también incluye determinar si la condición de descontrol de pala está presente en base a la diferencia. El procedimiento también puede incluir implementar una acción correctiva que mitigue las cargas causadas por la condición de descontrol de pala.

**[0009]** El documento EP 3 023 635 A1 describe un sistema y procedimiento para monitorizar y controlar la deflexión de las palas de rotor de una turbina eólica para evitar golpes de torre. El procedimiento incluye hacer funcionar la turbina eólica con valores de ángulo de *pitch* estándar. Otra etapa incluye monitorizar una condición de carga de la turbina eólica durante un período de tiempo predeterminado. Otra etapa más incluye el seguimiento de un número de desviaciones de condición del viento de una determinada magnitud que se producen durante un período de tiempo predeterminado. El procedimiento también incluye alterar uno o más de los valores de *pitch* estándar de las palas de rotor como respuesta al número de desviaciones de condición del viento que superan un umbral de desviación del viento y/o la condición de carga que supera un umbral de carga, ya que una superación indica una probabilidad incrementada de deflexión de pala de rotor. El procedimiento incluye además realizar una o más acciones correctivas adicionales para reducir la probabilidad de un golpe de torre de la pala de rotor.

### Breve descripción

**[0010]** Los aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la siguiente descripción, o estos pueden resultar obvios a partir de la descripción o se pueden conocer a través de la puesta en práctica de la invención.

**[0011]** En un aspecto, la presente divulgación está dirigida a un procedimiento para mitigar cargas que actúan sobre una pala de rotor de una turbina eólica. El procedimiento incluye determinar, por medio un estimador de estado de un controlador, una estimación de estado de pala de la pala de rotor. El procedimiento también incluye reconstruir, por medio del controlador, una o más señales de carga de la pala de rotor a partir de la estimación de estado de pala usando un análisis modal de modo que la(s) señal(es) de carga incluya(n) un tiempo de anticipación ("*lead time*"). Además, el procedimiento incluye comparar la(s) señal(es) de carga de la pala de rotor con un umbral de carga. Además, el procedimiento incluye implementar una acción de control en base a la comparación de modo que el tiempo de anticipación proporcionado por la(s) señal(es) de carga permite que la acción de control tenga efecto antes de que se produzca una carga perjudicial sobre la pala de rotor.

**[0012]** En un modo de realización, determinar la estimación de estado de pala de rotor puede incluir recibir datos de medición relacionados con la pala de rotor desde uno o más sensores y determinar la estimación de estado de pala de la pala de rotor en base a los datos de medición.

**[0013]** En otro modo de realización, el (los) sensor(es) puede(n) incluir, por ejemplo, unidades de medición microinercial ("*Micro Inertial Measurement Units*" o MIMU), galgas extensométricas, acelerómetros, sensores de presión, sensores de vibración, sensores de proximidad o sensores de cámara.

**[0014]** En otros modos de realización, la(s) señal(es) de carga puede(n) incluir, por ejemplo, una deflexión de punta de pala, un momento de flexión de pala o una fuerza de pala de la pala de rotor.

**[0015]** En un modo de realización, usar el análisis modal puede incluir determinar la deflexión o la velocidad de una respuesta modal de pala de la pala de rotor. En otro modo de realización, usar el análisis modal comprende además usar la teoría de vigas de Euler-Bernoulli.

**[0016]** En modos de realización adicionales, reconstruir la(s) señal(es) de carga de la pala de rotor a partir de la estimación de estado de pala usando análisis modal puede incluir recibir una deflexión de punta medida de la pala de rotor, una frecuencia natural en la dirección de batimento ("*flap-wise*") de la pala de rotor para uno o más modos resonantes, y una ganancia para la(s) señal(es) de carga de la pala de rotor, estimar una futura deflexión de punta de pala en la dirección de batimento de la pala de rotor para el uno o más modos resonantes en función de la deflexión de punta medida, la frecuencia natural en la dirección de batimento y la ganancia para la una o más señales de carga, y estimar un momento de flexión de pala futuro en función de la futura deflexión de punta de pala en la dirección de batimento para el uno o más modos resonantes. En un modo de realización, la ganancia puede ser una ganancia de horizonte ("*horizon gain*").

**[0017]** En varios modos de realización, la estimación de la futura deflexión de punta de la pala en la dirección de batimento de la pala de rotor para el uno o más modos resonantes puede incluir estimar la futura deflexión de punta de pala en la dirección de batimento de la pala de rotor para un primer modo resonante y un segundo modo resonante. En dichos modos de realización, estimar el momento de flexión de pala futuro en función de la futura deflexión de punta de pala en la dirección de batimento de la pala de rotor para el uno o más modos resonantes puede incluir estimar el momento de flexión de pala futuro en función de la futura deflexión de punta de pala en la dirección de batimento para el primer modo resonante, la futura deflexión de punta de pala en la dirección de batimento para el segundo modo resonante, y una o más constantes de conversión.

[0018] En modos de realización adicionales, comparar la(s) señal(es) de carga de la pala de rotor con el umbral de carga puede incluir comparar el momento de flexión de pala futuro con el umbral de carga.

[0019] En un modo de realización, implementar la acción de control en base a la comparación puede incluir ajustar un ángulo de *pitch* de la pala de rotor. En un modo de realización, ajustar el ángulo de *pitch* de la pala de rotor puede incluir determinar un límite de ángulo de *pitch* actualizado para la pala de rotor en base a una reducción esperada en la(s) señal(es) de carga cuando el momento de flexión de pala futuro supera el umbral de carga. De forma alternativa, ajustar el ángulo de *pitch* de la pala de rotor puede incluir permitir que un límite de ángulo de *pitch* decaiga exponencialmente hasta un límite de ángulo de *pitch* original cuando el momento de flexión de pala futuro está por debajo del umbral de carga.

[0020] En otro aspecto, la presente divulgación está dirigida a un sistema para mitigar cargas que actúan sobre una pala de rotor de una turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 14. El sistema incluye uno o más sensores configurados para generar datos de medición relacionados con la pala de rotor y un controlador acoplado de forma comunicativa al (a los) sensor(es). El controlador incluye un procesador que tiene un estimador de estado programado en el mismo. El controlador está configurado para realizar una pluralidad de operaciones, que incluyen, pero sin limitarse a, determinar, por medio del estimador de estado, una estimación de estado de pala de la pala de rotor en base a los datos de medición, reconstruir una o más señales de carga de la pala de rotor a partir de la estimación de estado de pala usando análisis modal de modo que la una o más señales de carga incluyen un tiempo de anticipación, comparar la(s) señal(es) de carga de la pala de rotor con un umbral de carga, e implementar una acción de control en base a la comparación de modo que el tiempo de anticipación proporcionado por la una o más señales de carga permite que la acción de control tenga efecto antes de que se produzca una carga perjudicial sobre la pala de rotor. Debe entenderse que la presente divulgación también puede incluir cualquiera de las características adicionales descritas en el presente documento.

[0021] Estas y otras características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor con referencia a la siguiente descripción y reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que se incorporan en esta memoria descriptiva y constituyen una parte de la misma, ilustran modos de realización de la invención y, conjuntamente con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención.

#### Breve descripción de los dibujos

[0022] Una divulgación completa y suficiente de la presente invención, incluyendo el mejor modo de la misma, dirigida a un experto en la técnica, se expone en la memoria descriptiva, que hace referencia a las figuras adjuntas, en las que:

la FIG. 1 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 2 ilustra una vista interna simplificada de un modo de realización de una góndola de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 3 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de un controlador de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 4 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización del controlador de acuerdo con la presente divulgación; y

la FIG. 5 ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento para mitigar cargas que actúan sobre una pala de rotor de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación.

#### Descripción detallada

[0023] Ahora se hará referencia en detalle a los modos de realización de la invención, de los cuales se ilustra uno o más ejemplos en los dibujos.

[0024] En general, la presente divulgación está dirigida a sistemas y procedimientos mejorados para mitigar cargas de pala de rotor, tales como la deflexión y el momento de flexión de encastre de pala, de una turbina eólica. En un modo de realización, por ejemplo, la deflexión, el momento y la fuerza se reconstruyen mediante una respuesta modal de deflexión y velocidad de pala. Se puede usar una ganancia de horizonte de predicción para proporcionar un tiempo de anticipación en las señales reconstruidas. El controlador puede ajustar uno o más ángulos de *pitch* como respuesta a las señales que superan un umbral de carga para reducir la deflexión de punta de pala y el momento de flexión de encastre de pala.

[0025] Los diversos modos de realización del sistema y procedimiento descritos en el presente documento proporcionan numerosas ventajas. Por ejemplo, la presente divulgación mantiene las cargas de pala de rotor dentro

de límites predeterminados, al mismo tiempo que maximiza la producción de energía anual (“*annual energy production*” o AEP). Por tanto, la presente divulgación puede ayudar a evitar fallos en los componentes de la turbina causados por una carga de pala excesiva. Además, la presente divulgación se puede implementar usando componentes existentes de la turbina eólica y no requiere sensores adicionales. Así pues, no se requiere que un usuario adquiera, instale y mantenga nuevos equipos. Además, el sistema puede estar integrado en un sistema de control más grande, tal como, pero sin limitarse a, un sistema de control de turbinas eólicas, un sistema de control de planta, un sistema de monitorización remota o combinaciones de los mismos.

**[0026]** En referencia ahora a la FIG. 1, se ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica 10 que puede implementar la tecnología de control de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra, la turbina eólica 10 en general incluye una torre 12 que se extiende desde una superficie de apoyo 14, una góndola 16 montada en la torre 12 y un rotor 18 acoplado a la góndola 16. El rotor 18 incluye un buje rotatorio 20 y al menos una pala de rotor 22 acoplada a y que se extiende hacia fuera desde el buje 20. Por ejemplo, en el modo de realización ilustrado, el rotor 18 incluye tres palas de rotor 22. Sin embargo, en un modo de realización alternativo, el rotor 18 puede incluir más o menos de tres palas de rotor 22. Cada pala de rotor 22 puede estar espaciada alrededor del buje 20 para facilitar la rotación del rotor 18 y permitir que la energía cinética del viento se transfiera como energía mecánica utilizable y, posteriormente, como energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 20 puede estar acoplado de forma rotatoria a un generador eléctrico 24 (FIG. 2) situado dentro de la góndola 16 para permitir que se produzca energía eléctrica.

**[0027]** La turbina eólica 10 también puede incluir un controlador de turbina eólica 26 en una posición central dentro de la góndola 16. Sin embargo, en otros modos de realización, el controlador 26 puede estar localizado dentro de cualquier otro componente de la turbina eólica 10 o en una localización fuera de la turbina eólica. Además, el controlador 26 puede estar acoplado de forma comunicativa a cualquier número de los componentes de la turbina eólica 10 para controlar el funcionamiento de dichos componentes y/o implementar una acción de corrección. Así pues, el controlador 26 puede incluir un ordenador u otra unidad de procesamiento adecuada. Por tanto, en varios modos de realización, el controlador 26 puede incluir instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando se implementan, configuran el controlador 26 para que realice diversas funciones diferentes, tales como recibir, transmitir y/o ejecutar señales de control de turbina eólica. En consecuencia, el controlador 26 puede estar configurado en general para controlar los diversos modos de funcionamiento (por ejemplo, secuencias de arranque o parada), reducir la potencia de la turbina eólica y/o controlar diversos componentes de la turbina eólica 10, como se analizará con más detalle a continuación.

**[0028]** En referencia ahora a la FIG. 2, se ilustra una vista interna simplificada de un modo de realización de la góndola 16 de la turbina eólica 10 mostrada en la FIG. 1. Como se muestra, el generador 24 se puede acoplar al rotor 18 para producir potencia eléctrica a partir de la energía de rotación generada por el rotor 18. Por ejemplo, como se muestra en el modo de realización ilustrado, el rotor 18 puede incluir un eje de rotor 34 acoplado al buje 20 para la rotación con el mismo. El eje de rotor 34, a su vez, puede estar acoplado de forma rotatoria a un eje de generador 36 del generador 24 a través de una caja de engranajes 38. Como se entiende en general, el eje de rotor 34 puede proporcionar una entrada de par de torsión alto y velocidad baja a la caja de engranajes 38 como respuesta a la rotación de las palas de rotor 22 y del buje 20. La caja de engranajes 38 puede estar configurada a continuación para convertir la entrada de par de torsión alto y velocidad baja en una salida de par de torsión bajo y velocidad alta para accionar el eje de generador 36 y, por tanto, el generador 24.

**[0029]** Cada pala de rotor 22 también puede incluir un mecanismo de ajuste de *pitch* 32 configurado para hacer rotar cada pala de rotor 22 alrededor de su eje de *pitch* 28. Además, cada mecanismo de ajuste de *pitch* 32 puede incluir un motor de accionamiento de *pitch* 40 (por ejemplo, cualquier motor eléctrico, hidráulico o neumático adecuado), una caja de engranajes de accionamiento de *pitch* 42 y un piñón de accionamiento de *pitch* 44. En dichos modos de realización, el motor de accionamiento de *pitch* 40 puede estar acoplado a la caja de engranajes de accionamiento de *pitch* 42 de modo que el motor de accionamiento de *pitch* 40 imparta fuerza mecánica a la caja de engranajes de accionamiento de *pitch* 42. De forma similar, la caja de engranajes de accionamiento de *pitch* 42 puede estar acoplada al piñón de accionamiento de *pitch* 44 para la rotación con el mismo. El piñón de accionamiento de *pitch* 44 puede estar, a su vez, en acoplamiento de rotación con un rodamiento de *pitch* (“*pitch bearing*”) 46 acoplado entre el buje 20 y una correspondiente pala de rotor 22 de modo que la rotación del piñón de accionamiento de *pitch* 44 causa la rotación del rodamiento de *pitch* 46. Por tanto, en dichos modos de realización, la rotación del motor de accionamiento de *pitch* 40 acciona la caja de engranajes de accionamiento de *pitch* 42 y el piñón de accionamiento de *pitch* 44, haciendo rotar de este modo el rodamiento de *pitch* (“*pitch bearing*”) 46 y la pala de rotor 22 alrededor del eje de *pitch* 28. De forma similar, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más mecanismos de accionamiento de orientación (“*yaw drive mechanisms*”) 66 acoplados de forma comunicativa al controlador 26, estando configurado cada mecanismo de accionamiento de orientación 66 para cambiar el ángulo de la góndola 16 con respecto al viento (por ejemplo, acoplándose a un rodamiento de orientación (“*yaw bearing*”) 68 de la turbina eólica 10).

**[0030]** En referencia todavía a la FIG. 2, la turbina eólica 10 también puede incluir uno o más sensores 48, 50 para generar datos de medición relacionados con la pala de rotor y/o cualquier otro parámetro de funcionamiento que pueda ser necesario para determinar las diversas condiciones de carga descritas en el presente documento. Por ejemplo, en diversos modos de realización, el (los) sensor(es) puede(n) incluir uno o más sensores de pala 48 para medir una carga que actúa sobre una de las palas de rotor 22; sensores de generador (no mostrados) para monitorizar el

generador 24 (por ejemplo, par de torsión, velocidad de rotación, aceleración y/o la potencia de salida); sensores para medir la carga de desequilibrio en el rotor (por ejemplo, sensores de flexión del eje principal); y/o diversos sensores de viento 50 para medir diversos parámetros de viento, tales como velocidad del viento, picos de viento, turbulencia del viento, variación de la velocidad del viento con la altura, cambios en la dirección del viento, densidad del aire o similares. Además, los sensores pueden estar localizados cerca del suelo de la turbina eólica, en la góndola o en un mástil meteorológico de la turbina eólica.

**[0031]** También se debe entender que se puede emplear cualquier otro número o tipo de sensores en cualquier localización. Por ejemplo, los sensores pueden incluir, por ejemplo, unidades de medición microinercial (MIMU), galgas extensométricas, acelerómetros, sensores de presión, sensores de vibración, sensores de proximidad o sensores de cámara. Se debe apreciar que, como se usa en el presente documento, el término "monitorizar" y variaciones del mismo indica que los diversos sensores pueden estar configurados para proporcionar una medición directa de los parámetros que se monitorizan o una medición indirecta de dichos parámetros. Por tanto, los sensores se pueden usar, por ejemplo, para generar señales relacionadas con el parámetro que se está monitorizando, que a continuación el controlador 26 puede utilizar para determinar el parámetro real.

**[0032]** En referencia ahora a la FIG. 3, se ilustra un diagrama de bloques de un modo de realización de diversos componentes del controlador 26 de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra, el controlador 26 puede incluir uno o más procesadores 58 y dispositivos de memoria asociados 60 configurados para realizar una variedad de funciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y similares y almacenar datos pertinentes como se divulga en el presente documento). Adicionalmente, el controlador 26 puede incluir también un módulo de comunicaciones 62 para facilitar las comunicaciones entre el controlador 26 y los diversos componentes de la turbina eólica 10. Además, el módulo de comunicaciones 62 puede incluir una interfaz de sensor 64 (por ejemplo, uno o más convertidores analógico-digital) para permitir que las señales transmitidas desde los sensores 48, 50 se conviertan en señales que los procesadores 58 pueden entender y procesar. Se debe apreciar que los sensores 48, 50 pueden estar acoplados de forma comunicativa al módulo de comunicaciones 62 usando cualquier medio adecuado. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 3, los sensores 48, 50 están acoplados a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión por cable. Sin embargo, en otros modos de realización, los sensores 48, 50 pueden estar acoplados a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión inalámbrica, por ejemplo usando cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica.

**[0033]** Como se usa en el presente documento, el término "procesador" no solo se refiere a circuitos integrados que en la técnica se consideran incluidos en un ordenador, sino que también se refiere a un controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador de lógica programable ("*programmable logic controller*" o PLC), un circuito integrado específico de la aplicación y otros circuitos programables. Adicionalmente, el (los) dispositivo(s) de memoria 60 puede(n) comprender en general un(os) elemento(s) de memoria que incluyen, pero sin limitarse a, un medio legible por ordenador (por ejemplo, una memoria de acceso aleatorio ("*random Access memory*" o RAM)), un medio no volátil legible por ordenador (por ejemplo, una memoria flash), un disco flexible, una memoria de solo lectura de disco compacto ("*compact disc-read only memory*" o CD-ROM), un disco magnetoóptico ("*magneto-optical disk*" o MOD), un disco versátil digital ("*digital versatile disc*" o DVD) y/u otros elementos de memoria adecuados. Dicho(s) dispositivo(s) de memoria 60 en general puede(n) estar configurado(s) para almacenar instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando son implementadas por el(los) procesador(es) 58, configuran el controlador 26 para que realice diversas funciones que incluyen, pero sin limitarse a, determinar uno o más parámetros de turbina eólica actuales de la turbina eólica 10 en base a la pluralidad de datos de funcionamiento, determinar un parámetro máximo de turbina eólica, transmitir señales de control adecuadas para implementar acciones de control para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica, y otras diversas funciones implementadas por ordenador adecuadas.

**[0034]** El procesador 58 está configurado para utilizar los parámetros de funcionamiento medidos de los sensores 48, 50 para estimar las cargas de pala de rotor (por ejemplo, deflexión de la punta, momentos resultantes de encastramiento de pala y/o fuerzas) de la turbina eólica 10. Por ejemplo, los sensores 48, 50, están configurados para medir diversas condiciones de turbina eólica y/o ambientales, para proporcionar directa o indirectamente información con respecto a uno o más de los siguientes parámetros: un empuje de rotor ("*rotor thrust*"), un par de torsión mecánico, unas fuerzas que actúan sobre las palas de rotor 22, unas mediciones de desequilibrio de rotor, un ángulo de acimut de rotor, una velocidad de rotor, una relación de caja de engranajes, un momento de cabeceo ("*nodding moment*"), un momento de voladizo ("*overhang moment*"), un momento de orientación ("*yawing moment*"), una gravedad, un radio de buje, un radio de pala, un ángulo de cono, una masa de pala, un peso de pala, una localización de centro de gravedad para cada una de las palas de rotor 22, o cualquier otro parámetro de funcionamiento de la turbina eólica 10.

**[0035]** En referencia ahora a la FIG. 4, se ilustra un diagrama esquemático de un sistema 100 para mitigar cargas que actúan sobre la(s) pala(s) de rotor 22 de la turbina eólica 10 de acuerdo con la presente descripción. Como se muestra, el sistema 100 puede incluir el controlador 26, un estimador de estado 102, un módulo de umbral de deflexión de punta de pala 104, un predictor de tiempo de anticipación 106 y un controlador de *pitch* colectivo 108. Más específicamente, como se muestra, el estimador de estado 102 está configurado para determinar una estimación de estado de pala de la pala de rotor 22 en base, por ejemplo, a los datos de medición 114 de los sensores 48, 50. Por ejemplo, en un modo de realización, el estimador de estado 102 puede recibir datos de medición 114 relacionados con la pala de rotor 22 desde uno o más sensores 48, 50 y determinar la estimación de estado de pala de la pala de

rotor 22 en base a los datos de medición 114. El estimador de estado 102 descrito en el presente documento permite la extracción de un mayor número de características que las señales observadas. Por ejemplo, midiendo los datos relativos a la pala de rotor 22, es posible estimar la deflexión, el momento, la velocidad, la fuerza, la fricción, la rigidez, etc., así como otros parámetros del sistema.

[0036] Además, como se muestra, el predictor de tiempo de anticipación 106 recibe una salida del estimador de estado 102 y está configurado para determinar un valor de pronóstico futuro 110 para la deflexión de punta y/o un momento de encastre de pala 112. Como se muestra en 115, el controlador 26 puede determinar la diferencia entre el valor de pronóstico futuro 110 y el umbral de deflexión de plano de rotor 116. Además, como se muestra en 117, el controlador 26 puede determinar la diferencia entre el umbral de deflexión de plano de rotor 116 y el umbral de deflexión de pala individual 118 en la torre 12. En otros modos de realización, un módulo 124 del controlador 26 puede recibir la deflexión de pala durante el paso por torre 120 y la velocidad de rotor y los acimuts de pala individuales 122 para detectar si la pala está dentro de un determinado sector de la torre.

[0037] Por lo tanto, como se muestra, el control de umbral de deflexión de punta de pala 104 puede ser un bloque selector configurado para elegir una cantidad delta de deflexión de punta de pala en base a una comparación de la deflexión de pala dentro del plano de rotor global y una pala que pasa por la torre (acimut de parte inferior central de rotor). Más específicamente, en un modo de realización, el control del umbral de deflexión de punta de pala 104 puede estar configurado para reconstruir una o más señales de carga de la pala de rotor 22 a partir de la estimación de estado de pala (del estimador de estado 102) usando un análisis modal de modo que la(s) señal(es) de carga incluya(n) un tiempo de anticipación. En un modo de realización, por ejemplo, la(s) señal(es) de carga puede(n) incluir, por ejemplo, una deflexión de punta de pala, un momento de flexión de pala y/o una fuerza de la pala que actúa sobre la pala de rotor 22. Además, como se usa en el presente documento, el análisis modal en general se refiere al estudio de las propiedades dinámicas de un sistema en el dominio de la frecuencia (por ejemplo, mediante la medición de la vibración de las palas de rotor 22 durante el funcionamiento de la turbina eólica 10). Como se usa en el presente documento, la reconstrucción en general se refiere a la determinación de una señal continua original a partir de una secuencia de muestras espaciadas equitativamente.

[0038] Además, como se muestra, el predictor de tiempo de anticipación 106 puede incluir una ganancia de horizonte de predicción 105 que se puede usar para proporcionar el tiempo de anticipación en las señales reconstruidas, es decir, multiplicando la ganancia 105 por la velocidad de rotor de la turbina eólica 10. En un modo de realización, por ejemplo, la ganancia de horizonte en general corresponde a un botón de sintonización para determinar qué cantidad del componente de velocidad está presente en la predicción de la deflexión, proporcionando los valores más grandes un tiempo de anticipación incrementado.

[0039] En referencia todavía a la FIG. 4, el control de umbral de deflexión de punta de pala 104 está configurado para determinar la deflexión o la velocidad de una respuesta modal de pala de la pala de rotor 22, por ejemplo, usando la teoría de vigas de Euler-Bernoulli. Como se usa en el presente documento, la teoría de vigas de Euler-Bernoulli se refiere en general a una simplificación de la teoría lineal de la elasticidad, que proporciona un medio para calcular las características de soporte de carga y deflexión de las vigas (en este caso, las palas de rotor).

[0040] Por ejemplo, en un modo de realización, el control de umbral de deflexión de punta de pala 104 está configurado para recibir una deflexión de punta medida de la pala de rotor 22, una frecuencia natural en la dirección de batimiento de la pala de rotor 22 para uno o más modos resonantes, y/o una ganancia para la(s) señal(es) de carga de la pala de rotor 22. El control de umbral de deflexión de punta de pala 104 a continuación puede estimar una futura deflexión de punta de pala en la dirección de batimiento (por ejemplo,  $X_{Flat1\_Pre}$ ) de la pala de rotor 22 para el uno o más modos resonantes en función de la deflexión de punta medida, la frecuencia natural en la dirección de batimiento, y la ganancia para la una o más señales de carga, por ejemplo, usando la Ecuación (1) a continuación.

$$X_{Flap1\_Pre} = K_{Gain} * \frac{\max(0, \dot{X}_{Flap1})}{\omega_{Flap1}} + X_{Flap1}$$

Ecuación (1)

[0041] Además, el control de umbral de deflexión de punta de pala 104 también puede estimar la futura deflexión de punta de pala en la dirección de batimiento de la pala de rotor 22 para un primer modo resonante ( $X_{Flat1\_Pre}$ ) y un segundo modo resonante ( $X_{Flat2\_Pre}$ ).

[0042] Por tanto, en un modo de realización, el control de umbral de deflexión de punta de pala 104 puede estimar a continuación un momento de flexión de pala futuro (por ejemplo,  $M_{yBPre}$ ) en función de la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento de la pala de rotor para el uno o más modos resonantes. En dichos modos de realización, el control de umbral de deflexión de punta de pala 104 puede estimar a continuación el momento de flexión de pala futuro en función de la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento para el primer modo resonante ( $X_{Flat1\_Pre}$ ), la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento para el segundo modo resonante ( $X_{Flat2\_Pre}$ ), y una o más constantes de conversión, por ejemplo, usando la Ecuación (2) a continuación.

$$M_y B_{Pre} = X_{Flap1\_Pre} * K_{Flap1toMom} + X_{Flap2\_Pre} * K_{Flap2toMom}$$

Ecuación (2)

5 **[0043]** La Tabla 1 a continuación proporciona definiciones de las variables usadas en las Ecuaciones (1) y (2).

Tabla 1: Definiciones de variables

Variable	Definición
$K_{Flap1-to-mom}$	constante para convertir la deflexión de punta de pala en un momento de flexión para el 1. <sup>er</sup> modo resonante
$K_{Flap2-to-mom}$	constante para convertir la velocidad de punta de pala en un momento de flexión para el 2. <sup>o</sup> modo resonante
$K_{gain}$	factor de escala de ganancia para ajustar la sensibilidad de la contribución del 2. <sup>o</sup> modo resonante
$\omega_{Flap1}$	frecuencia natural del 1. <sup>er</sup> modo resonante de batimiento de pala
$X_{Flap1}$	deflexión de punta de pala para el 1. <sup>er</sup> modo resonante de batimiento, valor real medido
$X_{dotFlap1}$	velocidad de punta de pala para el 1. <sup>er</sup> modo resonante de batimiento, valor real medido
$M_y B_{Pre}$	momento de flexión de encastre de pala en una dirección de batimiento, valor futuro previsto
$X_{Flap1\_Pre}$	deflexión de punta de pala para el 1. <sup>er</sup> modo resonante de batimiento, valor futuro previsto
$X_{Flap2\_Pre}$	deflexión de punta de pala para el 2. <sup>o</sup> modo resonante de batimiento, valor futuro previsto

10 **[0044]** Todavía en referencia a la FIG. 4, como se muestra en 128, se puede multiplicar una sensibilidad de ganancia de deflexión de punta 126 por la salida del control de umbral de deflexión de punta de pala 104. Además, como se muestra, la salida de 128 se puede combinar con el empuje de rotor y la sensibilidad de *pitch* 127 como se muestra en 130.

15 **[0045]** El controlador de *pitch* colectivo 108 está configurado a continuación para regular la instrucción de *pitch* 134 para todas las palas de rotor 22 usando la salida de 130. Más específicamente, como se muestra, el controlador de *pitch* colectivo 108 puede determinar una instrucción de *pitch* delta 136 para una pala de rotor individual 22 en el plano de rotor o en un sector de cruce por torre que requiere que se añada una cantidad de *pitch* delta a la instrucción total para controlar la deflexión de punta de pala. Más específicamente, en un modo de realización, el controlador de *pitch* colectivo 108 está configurado para recibir las señales de carga y compararlas con un umbral de carga. Por ejemplo, en un modo de realización, el controlador de *pitch* colectivo 108 está configurado para comparar el momento de flexión de pala futuro con el umbral de carga.

25 **[0046]** Además, el controlador 26 está configurado para implementar una acción de control en base a la comparación, de modo que el tiempo de anticipación proporcionado por las señales de carga permite que la acción de control tenga efecto antes de que se produzca una carga perjudicial sobre la pala de rotor 22. Por ejemplo, en un modo de realización, el controlador 26 puede ajustar uno o más ángulos de *pitch* como respuesta a las señales que superan el umbral de carga para reducir la deflexión de punta de pala y el momento de flexión de encastre de pala.

30 **[0047]** Más específicamente, en un modo de realización, el controlador 26 puede estar configurado para determinar un límite de ángulo de *pitch* actualizado para la pala de rotor 22 en base a una reducción esperada en la(s) señal(es) de carga cuando el momento de flexión de pala futuro supera el umbral de carga. De forma alternativa, en un modo de realización, el controlador 26 puede estar configurado para permitir que un límite de ángulo de *pitch* decaiga exponencialmente hasta un límite de ángulo de *pitch* original cuando el momento de flexión de pala futuro esté por debajo del umbral de carga.

35 **[0048]** Además, se debe entender que la acción de control como se describe en el presente documento puede englobar cualquier instrucción o restricción adecuada del controlador 26. Por ejemplo, en varios modos de realización, la acción de control puede incluir reducir o aumentar temporalmente la potencia de la turbina eólica para evitar cargas excesivas en uno o más de los componentes de turbina eólica. Aumentar la potencia de la turbina eólica, por ejemplo aumentando el par de torsión, puede ralentizar temporalmente la turbina eólica y actuar como un freno para ayudar a reducir o evitar la carga.

5 [0049] Reducir la potencia de la turbina eólica puede incluir reducir la velocidad, reducir el par de torsión o una combinación de ambas cosas. Además, como se ha mencionado, la potencia de la turbina eólica 10 se puede reducir *pitcheando* una o más de las palas de rotor 22 alrededor de su eje de *pitch* 28. Más específicamente, el controlador 26 puede controlar en general cada mecanismo de ajuste de *pitch* 32 para alterar el ángulo de *pitch* de cada pala de rotor 22 entre 0 grados (es decir, una posición de potencia de la pala de rotor 22) y 90 grados (es decir, una posición de bandera de la pala de rotor 22). Así pues, en un modo de realización, el controlador 26 puede emitir una nueva consigna de *pitch* (por ejemplo, de 0 grados a 5 grados), mientras que, en otro modo de realización, el controlador 26 puede especificar una nueva restricción de *pitch* (por ejemplo, una restricción para asegurar que las instrucciones de *pitch* posteriores sean de al menos 5 grados).

10 [0050] Todavía en otro modo de realización, se puede reducir la potencia de la turbina eólica 10 temporalmente modificando la demanda de par de torsión en el generador 24. En general, la demanda de par de torsión se puede modificar usando cualquier procedimiento, proceso, estructura y/o medios adecuados conocidos en la técnica. Por ejemplo, en un modo de realización, la demanda de par de torsión en el generador 24 se puede controlar usando el controlador 26 y transmitiendo una señal/instrucción de control adecuado al generador 24 para modular el flujo magnético producido dentro del generador 24.

15 [0051] También se puede reducir la potencia de la turbina eólica 10 temporalmente orientando (“*yawing*”) la góndola 22 para cambiar el ángulo de la góndola 16 con respecto a la dirección del viento. En otros modos de realización, el controlador 26 puede estar configurado para accionar uno o más frenos mecánicos para reducir la velocidad de rotación de las palas de rotor 22, reduciendo de este modo la carga de los componentes. Todavía en otros modos de realización, el controlador 26 puede estar configurado para realizar cualquier acción de control apropiada conocida en la técnica. Además, el controlador 26 puede implementar una combinación de dos o más acciones de control.

20 [0052] En referencia ahora a la FIG. 5, se ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento 200 para mitigar cargas que actúan sobre una pala de rotor de una turbina eólica. El procedimiento 200 se puede implementar usando, por ejemplo, el controlador de turbina 26 analizado anteriormente con referencia a las FIGS. 1-4. La FIG. 5 representa las etapas realizadas en un orden particular con propósitos de ilustración y análisis. Usando las divulgaciones proporcionadas en el presente documento, los expertos en la técnica entenderán que diversas etapas del procedimiento 200, o cualquiera de los procedimientos divulgados en el presente documento, se pueden adaptar, modificar, reordenar, realizar simultáneamente, o modificar de diversas formas sin abandonar el alcance de la presente divulgación.

25 [0053] Como se muestra en (202), el procedimiento 200 puede incluir determinar, por medio de un estimador de estado 102 del controlador 26, una estimación de estado de pala de la pala de rotor. Como se muestra en (204), el procedimiento 200 puede incluir reconstruir, por medio del controlador 26, una o más señales de carga de la pala de rotor 22 a partir de la estimación de estado de pala usando un análisis modal de modo que la(s) señal(es) de carga incluyan un tiempo de anticipación. Como se muestra en (206), el procedimiento 200 puede incluir comparar la(s) señal(es) de carga de la pala de rotor 22 con un umbral de carga. Como se muestra en (208), el procedimiento 200 puede incluir implementar una acción de control en base a la comparación de modo que el tiempo de anticipación proporcionado por la(s) señal(es) de carga permita que la acción de control tenga efecto antes de que se produzca una carga perjudicial sobre la pala de rotor 22.

**REIVINDICACIONES**

1. Un procedimiento (200) para mitigar cargas que actúan sobre una pala de rotor de una turbina eólica, comprendiendo el procedimiento (200):
  - 5           determinar, por medio de un estimador de estado de un controlador, una estimación de estado de pala de la pala de rotor (202);
  - 10          reconstruir, por medio del controlador, una o más señales de carga de la pala de rotor a partir de la estimación de estado de pala usando un análisis modal de modo que la una o más señales de carga incluyen un tiempo de anticipación (204);
  - 15          comparar la una o más señales de carga de la pala de rotor con un umbral de carga (206);
  - 20          implementar una acción de control en base a la comparación de modo que el tiempo de anticipación proporcionado por la una o más señales de carga permite que la acción de control tenga efecto antes de que se produzca una carga perjudicial sobre la pala de rotor (208);
  - 25          recibir una deflexión de punta medida de la pala de rotor (22), una frecuencia natural en una dirección de batimiento de la pala de rotor (22) para uno o más modos resonantes, y una ganancia para la una o más señales de carga de la pala de rotor (22), y
  - 30          estimar una futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento de la pala de rotor (22) para uno o más modos resonantes en función de la deflexión de punta medida, la frecuencia natural en una dirección de batimiento y la ganancia para la una o más señales de carga.
2. El procedimiento (200) de la reivindicación 1, en el que determinar la estimación de estado de pala de la pala de rotor (202) comprende además:
  - 35           recibir datos de medición relacionados con la pala de rotor desde uno o más sensores; y,
  - 40           determinar la estimación de estado de pala de la pala de rotor (202) en base a los datos de medición.
3. El procedimiento (200) de la reivindicación 2, en el que el uno o más sensores comprenden al menos uno de unidades de medición microinercial (MIMU), galgas extensométricas, acelerómetros, sensores de presión, sensores de vibración, sensores de proximidad, o sensores de cámara.
4. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en el que la una o más señales de carga comprenden al menos uno de una deflexión de punta de pala, un momento de flexión de pala, o una fuerza de pala de la pala de rotor.
5. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en el que usar el análisis modal comprende además determinar una deflexión o una velocidad de una respuesta modal de pala de la pala de rotor.
6. El procedimiento (200) de la reivindicación 5, en el que determinar una deflexión o una velocidad de la respuesta modal de pala de la pala de rotor comprende además usar una teoría de vigas de Euler-Bernoulli.
7. El procedimiento (200) de la reivindicación 5, en el que determinar una deflexión o una velocidad de la respuesta modal de pala de la pala de rotor comprende además:
  - 55           recibir una deflexión de punta medida de la pala de rotor, una frecuencia natural en una dirección de batimiento de la pala de rotor para uno o más modos resonantes, y una ganancia para la una o más señales de carga de la pala de rotor; y,
  - 60           estimar un momento de flexión de pala futuro en función de la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento de la pala de rotor para el uno o más modos resonantes.
8. El procedimiento (200) de la reivindicación 7, en el que la ganancia es una ganancia de horizonte.
9. El procedimiento (200) de la reivindicación 7, en el que estimar la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento de la pala de rotor para el uno o más modos resonantes comprende además estimar la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento de la pala de rotor para un primer modo resonante y un segundo modo resonante.

10. El procedimiento (200) de la reivindicación 9, en el que estimar el momento de flexión de pala futuro en función de la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento de la pala de rotor para el uno o más modos resonantes comprende además:
- 5 estimar el momento de flexión de pala futuro en función de la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento para el primer modo resonante, la futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento para el segundo modo resonante, y una o más constantes de conversión.
11. El procedimiento (200) de la reivindicación 10, en el que comparar la una o más señales de carga de la pala de rotor con el umbral de carga comprende además comparar el momento de flexión de pala futuro con el umbral de carga.
12. El procedimiento (200) de la reivindicación 11, en el que implementar la acción de control en base a la comparación (208) comprende además ajustar un ángulo de *pitch* de la pala de rotor.
13. El procedimiento (200) de la reivindicación 12, en el que ajustar el ángulo de *pitch* de la pala de rotor comprende además al menos uno de:
- 20 determinar un límite de ángulo de *pitch* actualizado para la pala de rotor en base a una reducción esperada en la una o más señales de carga cuando el momento de flexión de pala futuro supera el umbral de carga, o
- 25 permitir que un límite de ángulo de *pitch* decaiga exponencialmente hasta un límite de ángulo de *pitch* original cuando el momento de flexión de pala futuro está por debajo del umbral de carga.
14. Un sistema (100) para mitigar cargas que actúan sobre una pala de rotor (22) de una turbina eólica (10), comprendiendo el sistema (100):
- 30 uno o más sensores (48; 50) configurados para generar datos de medición (114) relacionados con la pala de rotor (22);
- 35 un controlador (26) acoplado de forma comunicativa al uno o más sensores (48; 50), comprendiendo el controlador (26) un procesador (58) que tiene un estimador de estado (102) programado en el mismo, estando configurado el controlador (26) para realizar una pluralidad de operaciones, comprendiendo la pluralidad de operaciones:
- 40 determinar, por medio del estimador de estado (102), una estimación de estado de pala de la pala de rotor (22) en base a los datos de medición (114);
- 45 reconstruir una o más señales de carga de la pala de rotor (22) a partir de la estimación de estado de pala usando un análisis modal de modo que la una o más señales de carga incluyen un tiempo de anticipación;
- 50 comparar la una o más señales de carga de la pala de rotor (22) con un umbral de carga;
- 55 implementar una acción de control en base a la comparación de modo que el tiempo de anticipación proporcionado por la una o más señales de carga permite que la acción de control tenga efecto antes de que se produzca una carga perjudicial sobre la pala de rotor (22);
- 60 recibir una deflexión de punta medida de la pala de rotor (22), una frecuencia natural en una dirección de batimiento de la pala de rotor (22) para uno o más modos resonantes, y una ganancia para la una o más señales de carga de la pala de rotor (22), y
- 65 estimar una futura deflexión de punta de pala en una dirección de batimiento de la pala de rotor (22) para uno o más modos resonantes en función de la deflexión de punta medida, la frecuencia natural en una dirección de batimiento y la ganancia para la una o más señales de carga.
15. El sistema (100) de la reivindicación 14, en el que el uno o más sensores (48; 50) comprenden al menos uno de unidades de medición microinercial (MIMU), galgas extensométricas, acelerómetros, sensores de presión, sensores de vibración, sensores de proximidad, o sensores de cámara.

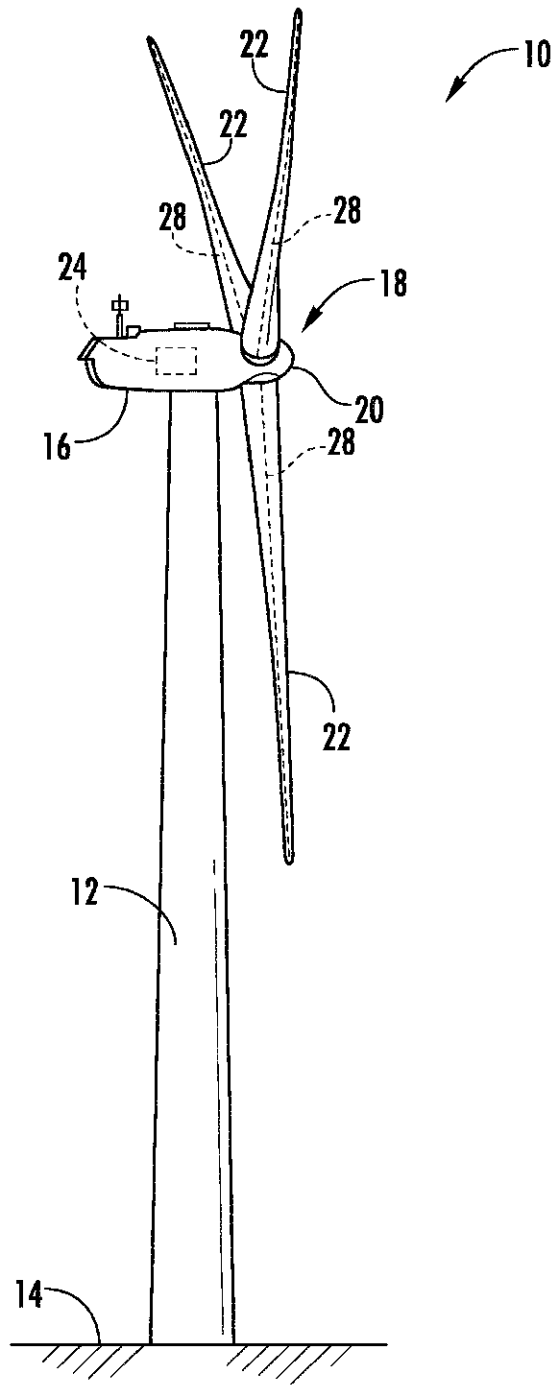
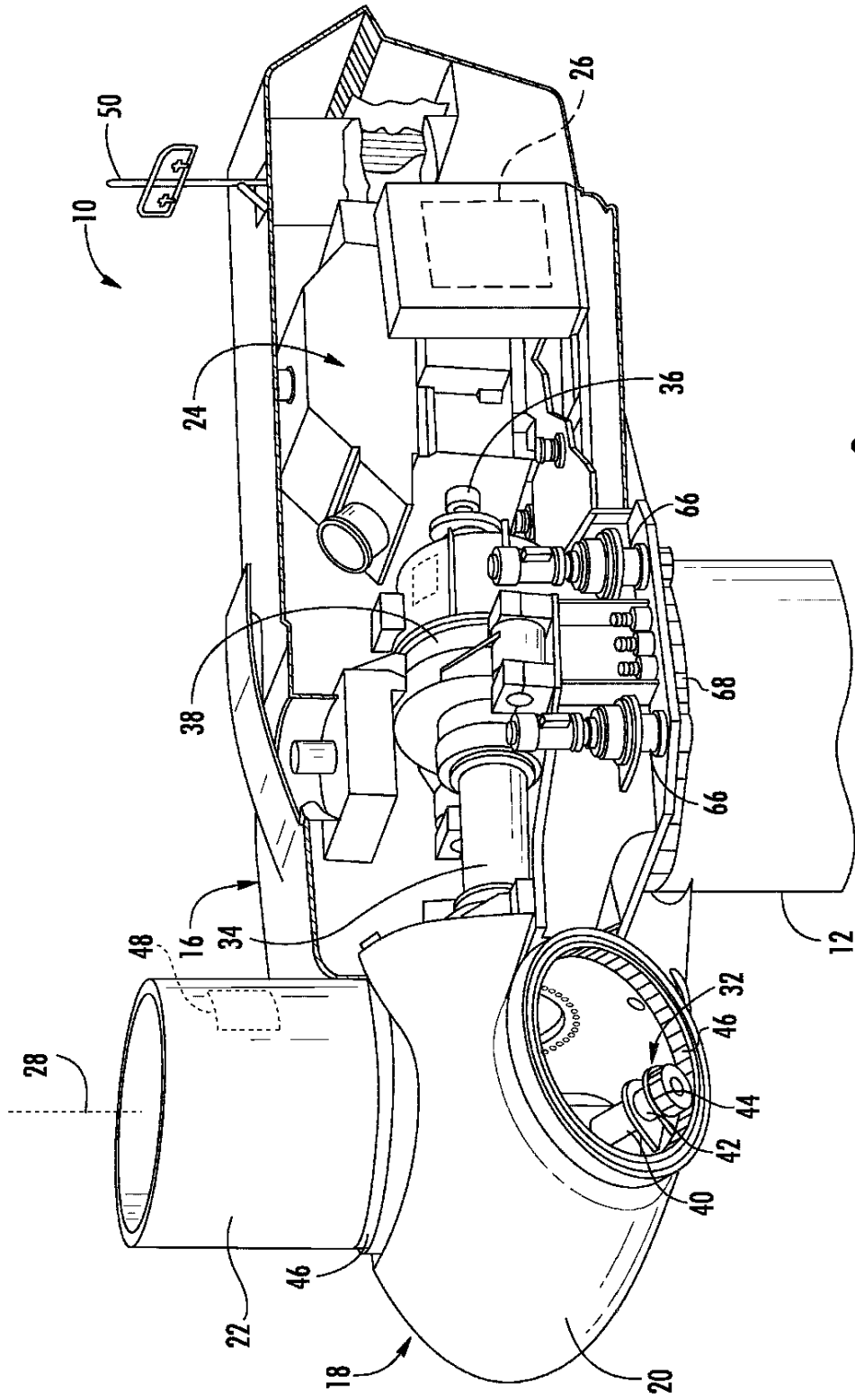


FIG. 1



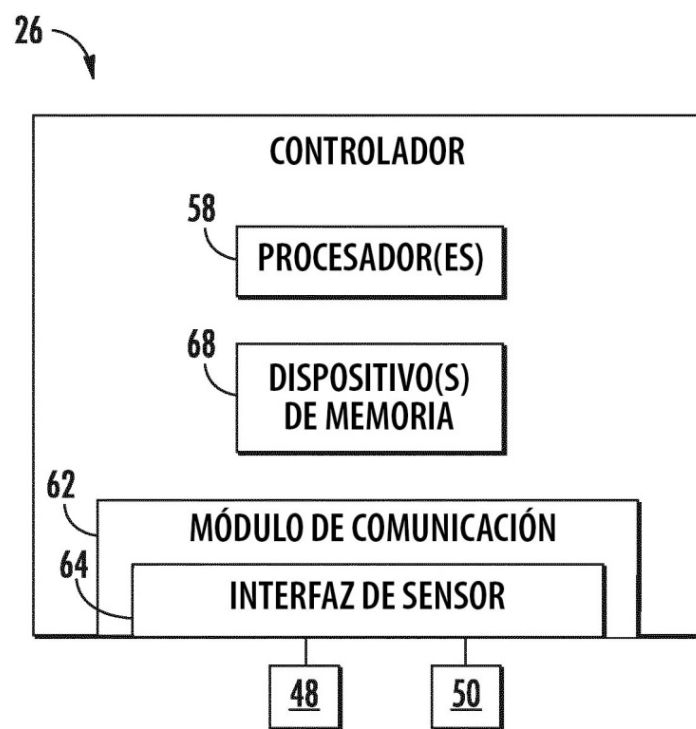


FIG. 3

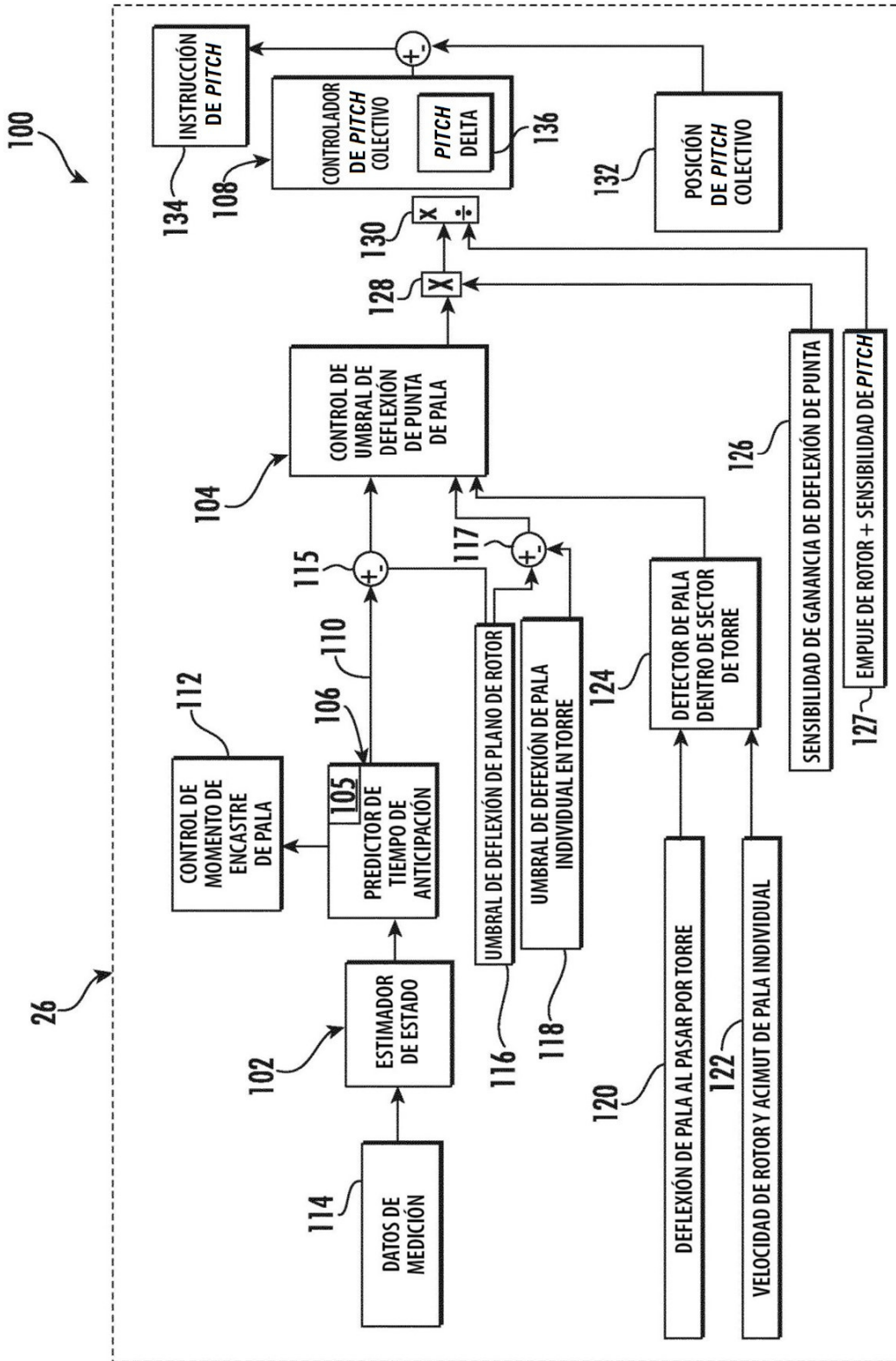


FIG. 4

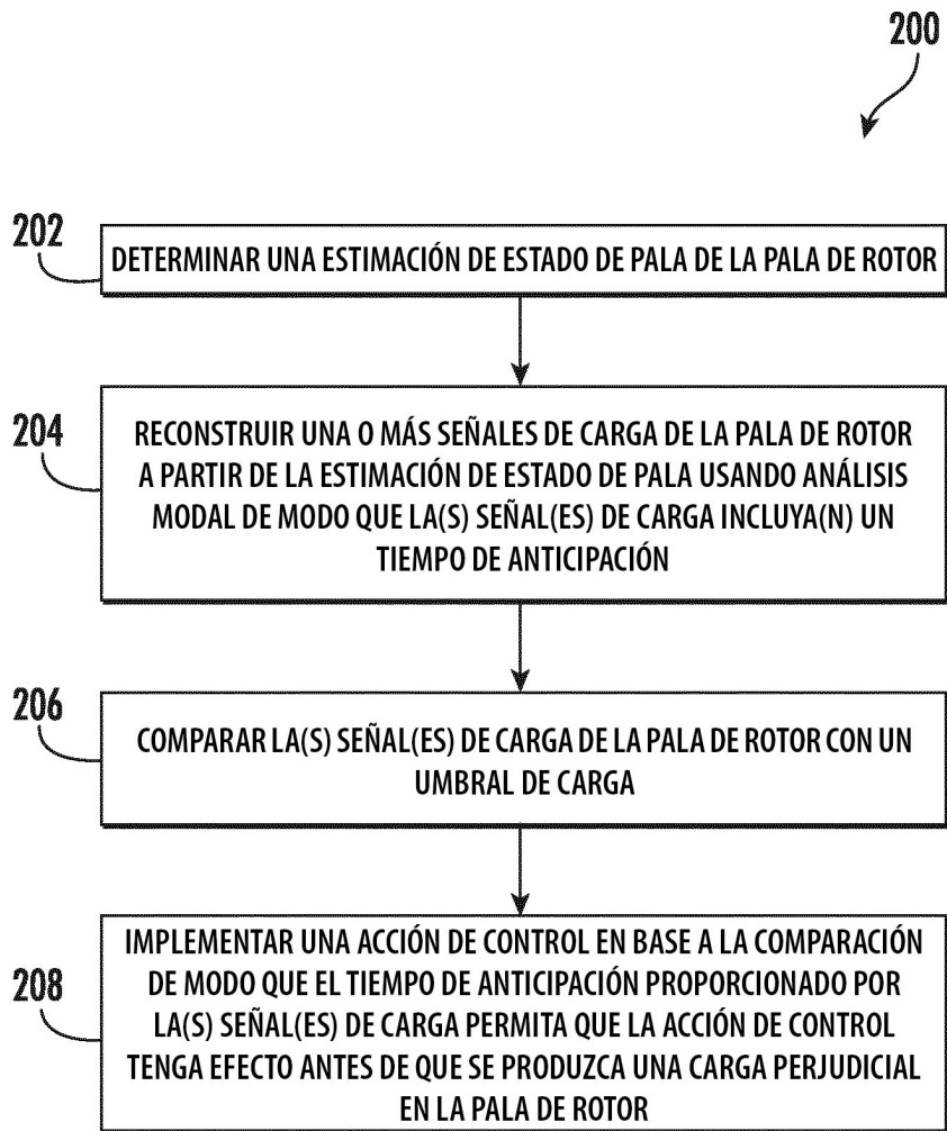


FIG. 5