

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 664 615**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **12.08.2014 E 14180624 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.03.2018 EP 2840258**

54 Título: **Sistema y procedimiento para evitar una carga excesiva sobre una turbina eólica**

30 Prioridad:

20.08.2013 US 201313970930

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

20.04.2018

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**PERLEY, THOMAS FRANKLIN;
GERBER, BRANDON SHANE y
KOERBER, ARNE**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 664 615 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 evitar una carga excesiva sobre una turbina eólica

La presente invención se refiere en general a turbinas eólicas, y más en particular, a sistemas y procedimientos para evitar que una carga excesiva actúe sobre una turbina eólica.

5 La potencia del viento se considera una de las fuentes de energía más limpias y respetuosas con el medio ambiente actualmente disponibles, y las turbinas eólicas han ganado una mayor atención en este sentido. Una turbina eólica moderna generalmente incluye una torre, un generador, una caja de engranajes, una góndola y un rotor. El rotor incluye típicamente un cubo rotativo que tiene una o más palas de rotor unidas al mismo. Típicamente, un cojinete de paso está configurado operativamente entre el cubo y la pala de rotor para permitir la rotación alrededor de un eje de paso. Las palas de rotor capturan la energía cinética del viento utilizando los principios conocidos de las superficies aerodinámicas. Las palas de rotor transmiten la energía cinética en forma de energía de rotación para hacer rotar un árbol que acopla las palas de rotor a una caja de engranajes, o si no se usa una caja de engranajes, directamente al generador. El generador a continuación convierte la energía mecánica en energía eléctrica que se puede explotar en una red eléctrica.

10
15 Los cambios en las condiciones atmosféricas, por ejemplo, velocidad del viento, turbulencia del viento, ráfagas de viento, dirección del viento y densidad pueden influir significativamente en la potencia producida por el generador. Una salida de potencia del generador aumenta con la velocidad del viento hasta que la velocidad del viento alcanza una velocidad nominal del viento para la turbina. En y por encima de la velocidad nominal del viento, el generador funciona a una potencia nominal. La potencia nominal es una salida de potencia a la cual el generador puede operar con un nivel de fatiga o carga extrema sobre los componentes de la turbina que está predeterminada para que sea aceptable. A velocidades del viento superiores a una cierta velocidad, normalmente denominadas "límite de disparo" o "límite de punto de consigna del monitor", la turbina eólica puede implementar una acción de control, tal como desconectar o reducir la turbina eólica para proteger los componentes de la turbina eólica del daño. Una potencia nominal estática y un límite de disparo estático son determinados normalmente durante una etapa de diseño de la turbina eólica y, por lo tanto, no dependen de las condiciones cambiantes del viento que puedan estar presentes durante la operación de la turbina eólica, tal como la intensidad de la turbulencia del viento o ráfagas de viento repentinas.

20
25
30 Los sistemas y procedimientos convencionales para controlar las turbinas eólicas durante tales condiciones transitorias del viento utilizan uno o más sensores situados en la turbina eólica para detectar las condiciones del viento. Por ejemplo, un sensor de velocidad del viento posicionado en la turbina eólica medirá una ráfaga de viento sustancialmente al mismo tiempo que la ráfaga de viento golpea las palas de rotor. De esta manera, los ajustes de operación de la turbina eólica están sujetos a un retraso de tiempo entre la medición de la ráfaga de viento y la acción de control. Como resultado, la ráfaga de viento puede provocar una aceleración del rotor que creará una carga excesiva sobre la turbina y fatiga. En algunos casos, la ráfaga de viento puede hacer que la velocidad del rotor o la salida de potencia excedan un límite de disparo, antes de que se complete un ajuste de operación de la turbina eólica, causando una desconexión de la turbina eólica.

35
40 Otros sistemas y procedimientos han utilizado sensores de medición situados contra el viento, tales como los sensores LIDAR, para abordar el retraso de tiempo que se ha mencionado más arriba. De esta manera, un cambio en la aceleración del viento puede medirse contra el viento con respecto a la turbina eólica, y la acción de control puede ajustarse de manera preventiva para compensar el cambio en la velocidad del viento una vez que el viento llega a la turbina eólica. Todavía otras tecnologías de control estiman una condición de viento experimentada por la turbina eólica usando varios algoritmos. Las entradas a tales algoritmos pueden cambiar lentamente produciendo un retraso de tiempo entre la estimación de la condición del viento y la implementación de la acción de control. El documento WO2012/103668 muestra un procedimiento de reducción de carga para la turbina eólica usando parámetros de viento detectados contra el viento. Este documento se considera el estado de la técnica más próximo. De acuerdo con ello, sería deseable en la técnica un sistema mejorado y un procedimiento para detectar un estado de viento transitorio contra el viento con respecto a una turbina eólica con el fin de reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica. Además, un sistema y procedimiento que incorpore hardware y software existentes sería ventajoso.

45
50 Diversos aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la descripción que sigue, o pueden ser claros a partir de la descripción, o pueden aprenderse por medio de la práctica de la invención.

La presente invención está definida por las reivindicaciones adjuntas.

55 Diversas características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor con referencia a la descripción que sigue y a las reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que se incorporan y constituyen una parte de esta memoria descriptiva, ilustran las realizaciones de la invención y, junto con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención. En los dibujos:

la figura 1 una vista en perspectiva de una realización de una turbina eólica de acuerdo con la presente descripción;

la figura 2 ilustra una vista interna simplificada de una realización de una góndola de una turbina eólica;

5 la figura 3 ilustra un diagrama esquemático de una realización de un controlador de acuerdo con la presente revelación;

la figura 4 ilustra un diagrama de flujo de una realización de un procedimiento de acuerdo con la presente revelación;

la figura 5 ilustra un diagrama de flujo de otra realización de un procedimiento de acuerdo con la presente revelación;

10 la figura 6 ilustra un diagrama de flujo de otra realización adicional de un procedimiento de acuerdo con la presente revelación;

la figura 7 ilustra un gráfico de una realización de un perfil de viento de control en comparación con un umbral predeterminado de acuerdo con la presente revelación;

15 la figura 8 ilustra un gráfico de una realización de un perfil de viento de control en base a un error entre un parámetro de viento real y un estado de turbina eólica estimado de acuerdo con la presente revelación;

la figura 9 ilustra un gráfico de una realización de control de una carga que actúa sobre una turbina eólica en base a una condición de carga futura de acuerdo con la presente revelación;

la figura 10 ilustra un gráfico de una realización de control de una carga que actúa sobre la turbina eólica por medio de la reducción de la velocidad del generador de acuerdo con la presente revelación; y,

20 la figura 11 ilustra un gráfico de otra realización de control de una carga que actúa sobre una turbina eólica de acuerdo con la presente revelación.

A continuación se hará referencia en detalle a realizaciones de la invención, uno o más ejemplos de la cual se ilustran en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, no como limitación de la invención. De hecho, será evidente para los expertos en la técnica que pueden realizarse diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del alcance o espíritu de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o que se han descrito como parte de una realización se pueden usar con otra realización para dar lugar a otra realización adicional. Por lo tanto, se pretende que la presente invención cubra tales modificaciones y variaciones que se encuentren dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas y sus equivalentes.

25 En general, la presente materia se refiere a un sistema y procedimiento para evitar que una carga excesiva actúe sobre una turbina eólica al detectar una condición de viento antes de que llegue a la turbina eólica y aplicar una acción correctiva correspondiente. Más específicamente, uno o más sensores pueden ser utilizados para detectar un parámetro de viento real contra el viento con respecto a la turbina eólica. Por ejemplo, en varias realizaciones, se pueden usar uno o más sensores de Detección y Alcance de la Luz (LIDAR) para detectar el parámetro de viento real, tal como una ráfaga de viento, una velocidad del viento, una dirección del viento, una aceleración del viento, una turbulencia del viento, una cortante del viento, una virada del viento, una estela u otras similares. Además, los datos operativos indicativos de la operación actual de la turbina eólica también se proporcionan a un procesador para determinar una condición estimada de la turbina eólica. La pluralidad de datos operativos de la turbina eólica puede incluir: un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia, un par motor de salida, una densidad de aire, una temperatura, una presión u otros similares. En una realización, la condición estimada de la turbina eólica puede ser representativa de una ráfaga de viento, una velocidad del viento, una dirección del viento, una aceleración del viento, una turbulencia del viento, una cortante del viento, una virada del viento, una estela u otro similar. El procedimiento genera entonces un perfil de viento de control basado en el parámetro de viento real y la condición estimada de la turbina eólica. En una realización, por ejemplo, se puede detectar una condición de viento transitorio, tal como una ráfaga de viento, cuando el perfil de viento de control excede un umbral predeterminado. Alternativamente, se puede detectar una condición de viento transitorio cuando un error entre el parámetro de viento real y la condición estimada de la turbina eólica es de cierta magnitud. En consecuencia, el sistema y el procedimiento pueden implementar una acción de control para proteger la turbina eólica de una carga excesiva debido a la condición transitoria del viento.

50 Haciendo referencia a continuación a los dibujos, la figura 1 ilustra una turbina eólica 10 de acuerdo con aspectos de la presente revelación. La turbina eólica 10 comprende un rotor 12 que tiene una pluralidad de palas 14 de la turbina eólica montadas en un cubo 20. La turbina eólica 10 también comprende una góndola 22 que está montada encima de una torre 16. El rotor 12 está acoplado operativamente a un generador eléctrico por medio de tren propulsor (que no se muestra) alojado dentro de la góndola 22. La torre 16 expone las palas 14 al viento (representado direccional-

mente por la flecha 26), lo que hace que las palas 14 roten alrededor de un eje 28. Las palas 14 transforman la energía cinética del viento en un par motor rotacional, que es transformado aún más en energía eléctrica por medio del generador eléctrico.

5 Haciendo referencia a continuación a la figura 2, se ilustra una vista interna simplificada de una realización de la góndola 22 de la turbina eólica 10 que se muestra en la figura 1. Como se muestra, un generador 24 puede estar dispuesto dentro de la góndola 22. En general, el generador 24 puede estar acoplado al rotor 12 para producir energía eléctrica a partir de la energía rotacional generada por el rotor 12. Por ejemplo, como se muestra en la realización ilustrada, el rotor 12 puede incluir un árbol 34 del rotor acoplado al cubo 20 para la rotación con el mismo. El árbol 34 del rotor puede estar acoplado a su vez de forma rotativa a un árbol generador 36 del generador 24 por medio de una caja de engranajes 38. Como se entiende generalmente, el árbol 34 del rotor puede proporcionar una entrada de baja velocidad y alto par motor a la caja de engranajes 38 en respuesta a la rotación de las palas 14 del rotor y del cubo 20. La caja de engranajes 38 puede configurarse entonces para convertir la entrada de baja velocidad y alto par motor en una salida de alta velocidad y bajo par motor para impulsar el árbol 36 del generador y, por lo tanto, el generador 24.

15 La turbina eólica 10 también puede incluir un controlador 30 centralizado dentro de la góndola 22. Alternativamente, el controlador 30 puede estar situado dentro de cualquier otro componente de la turbina eólica 10 o en una posición fuera de la turbina eólica. Además, el controlador 30 puede estar acoplado de forma comunicativa a cualquier número de componentes de la turbina eólica 10 con el fin de controlar el funcionamiento de tales componentes y / o implementar diversas acciones de corrección como se describe en la presente memoria descriptiva. De esta manera, el controlador 30 puede incluir un ordenador u otra unidad de procesamiento adecuada. Por tanto, en varias realizaciones, el controlador 30 puede incluir instrucciones adecuadas legibles por ordenador que, cuando son implementadas, configuran el controlador 30 para realizar diversas funciones diferentes, tales como la recepción, transmisión y / o ejecución de señales de control de la turbina eólica. Por consiguiente, el controlador 30 puede ser configurado generalmente para controlar los diversos modos de funcionamiento (por ejemplo, secuencias de arranque o parada), reducción de la turbina eólica, y / o control de varios componentes de la turbina eólica 10 como se explicará en más detalle a continuación.

Haciendo referencia todavía a la figura 2, cada pala 14 del rotor puede incluir también un mecanismo de ajuste de paso 32 configurado para hacer rotar cada pala 14 del rotor alrededor de su eje de paso 33. Además, cada mecanismo de ajuste de paso 32 puede incluir un motor de accionamiento de paso 40 (por ejemplo, cualquier motor eléctrico, hidráulico o neumático adecuado), una caja de engranajes de accionamiento de paso 42 y un piñón de accionamiento de paso 44. En las realizaciones de este tipo, el motor de accionamiento de paso 40 puede estar acoplado a la caja de engranajes de accionamiento de paso 42 de manera que el motor de accionamiento de paso 40 imparta una fuerza mecánica a la caja de engranajes de accionamiento de paso 42. De forma similar, la caja de engranajes de accionamiento de paso 42 puede estar acoplada al piñón de accionamiento de paso 44 para realizar la rotación con el mismo. El piñón de accionamiento de paso 44 puede estar, a su vez, en aplicación rotativa con un cojinete de paso 46 acoplado entre el cubo 20 y una pala 14 del rotor correspondiente de manera que la rotación del piñón de accionamiento de paso 44 provoca la rotación del cojinete de paso 46. De esta manera, en tales realizaciones, la rotación del motor de accionamiento de paso 40 acciona la caja de engranajes de accionamiento de paso 42 y el piñón de accionamiento de paso 44, haciendo rotar de esta manera el cojinete de paso 46 y la pala 14 del rotor alrededor del eje de paso 33. De manera similar, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más mecanismos de accionamiento de guiñada 66 acoplados comunicativamente al controlador 30, estando configurado cada mecanismo o mecanismos de guiñada 66 para cambiar el ángulo de la góndola 22 con relación al viento (por ejemplo, mediante la aplicación de un cojinete de guiñada 68 de la turbina eólica 10).

Haciendo referencia a las figuras 1 - 3, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más sensores 48, 50, 52, 54 para medir diversos parámetros de viento dispuestos contra el viento con respecto a la turbina eólica 10. Por ejemplo, como se muestra en la figura 1, el sensor 48 está situado en el cubo 20 para medir un parámetro de viento real, contra el viento con respecto a la turbina eólica 10. El parámetro de viento real puede ser cualquiera de los que siguen: una ráfaga de viento, una velocidad del viento, una dirección del viento, una aceleración del viento, una turbulencia del viento, una cortante del viento, un viraje del viento, una estela u otros similares. Además, el uno o más sensores pueden incluir al menos un sensor LIDAR para medir parámetros de contra el viento. Por ejemplo, como se muestra en la figura 1, el sensor LIDAR 48 es un radar de medición configurado para explorar una región anular alrededor de la turbina eólica 10 y medir la velocidad del viento en base a la reflexión y / o dispersión de la luz transmitida por el sensor LIDAR desde el aerosol. El ángulo del cono (θ) y el alcance (R) del sensor LIDAR 48 se pueden seleccionar adecuadamente para proporcionar una precisión de medición deseada así como una sensibilidad aceptable. En la realización ilustrada, el sensor LIDAR 48 está situado en el cubo 20, en el que están montadas las palas 14. En realizaciones adicionales, el uno o más sensores LIDAR también pueden estar situados cerca de la base de la torre de turbina eólica 16, en una o más palas de la turbina eólica, en la góndola, en un mástil meteorológico de la turbina eólica, o en cualquier otra posición adecuada. En todavía otras realizaciones adicionales, el sensor LIDAR 48 puede estar situado en cualquier posición adecuada en o cerca de la turbina eólica 10. Además, el sensor LIDAR 48 puede estar configurado para medir un parámetro de viento delante de al menos una porción específica,

típicamente las secciones más significativas de las palas 14 en términos de contribuciones de esas secciones al par motor aerodinámico sobre las palas 14. Estas secciones pueden incluir, por ejemplo, secciones próximas a la punta de la pala. Los puntos delante de las palas 14 en los que se mide la velocidad del viento mediante el sensor LIDAR 48 están representados por el plano 72 como se muestra en la figura 1.

5 En realizaciones alternativas, los sensores 48, 50, 52, 54 pueden ser cualquier sensor adecuado capaz de medir los parámetros de viento, contra el viento con respecto a la turbina eólica 10. Por ejemplo, los sensores pueden ser acelerómetros, sensores de presión, sensores de ángulo de ataque, sensores de vibración, sensores MIMU, sistemas de cámaras, sistemas de fibra óptica, anemómetros, veletas, Sensores de Detección y Alcance Sónico (SO-DAR), láseres de infrarrojos, radiómetros, tubos Pitot, radiosondas, otros sensores ópticos y / o cualquier otro sensor
10 adecuado. Se debe apreciar que, tal como se usa en la presente memoria descriptiva, el término "monitor" y sus variaciones indican que los diversos sensores de la turbina eólica pueden estar configurados para proporcionar una medición directa de los parámetros que se monitorizan o una medición indirecta de tales parámetros. Por lo tanto, los sensores 48, 50, 52, 54 pueden ser usados, por ejemplo, para generar señales relacionadas con el parámetro que se está monitorizando, que luego puede ser utilizado por el controlador 30 para determinar la condición real.

15 Con referencia específicamente a la figura 3, se ilustra un diagrama de bloques de una realización del controlador 30 de acuerdo con la presente revelación. Como se muestra, el controlador 30 puede incluir uno o más procesadores 58, un estimador 56 de la condición de la turbina eólica y dispositivos de memoria asociados 60 configurados para realizar una variedad de funciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y otros similares y el almacenamiento de datos relevantes como se describe en la presente memoria descriptiva). Además, el controlador 30 también puede incluir un módulo de comunicaciones 62 para facilitar las comunicaciones entre el controlador 30 y los diversos componentes de la turbina eólica 10. Además, el módulo de comunicaciones 62 puede incluir una interfaz 64 de sensores (por ejemplo, uno o más convertidores analógico a digital) para permitir que las señales transmitidas desde los sensores 48, 50, 52, 54 se conviertan en señales que puedan ser comprendidas y procesadas por los procesadores 58. Se debe apreciar que los sensores 48, 50, 52, 54 pueden ser acoplados de forma comunicativa al módulo de comunicaciones 62 usando cualquier medio adecuado. Por
20 ejemplo, como se muestra en la figura 3, los sensores 48, 50, 52, 54 están acoplados a la interfaz 64 de sensores por medio de una conexión por cable. Sin embargo, en otras realizaciones, los sensores 48, 50, 52, 54 pueden estar acoplados a la interfaz 64 de sensores por medio de una conexión inalámbrica, tal como por medio del uso de cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica. De esta manera, el procesador 58
25 puede estar configurado para recibir una o más señales de los sensores 48, 50, 52, 54.

El estimador 56 de la condición de la turbina eólica puede ser considerado como un software que utiliza la pluralidad de datos operativos para calcular, en tiempo real, la condición estimada de la turbina eólica. Además, el estimador 56 de la condición de la turbina eólica puede comprender firmware que incluye el software, que puede ser ejecutado por el procesador 58. Además, el estimador 56 de la condición de la turbina eólica puede estar en comunicación con
30 los diversos sensores y dispositivos de la turbina eólica 10, que pueden proporcionar la pluralidad de datos operativos al estimador 56 de la condición de la turbina eólica.

Tal como se usa en la presente memoria descriptiva, el término "procesador" se refiere no solo a los circuitos integrados mencionados en la técnica, como incluidos en un ordenador, sino también a un controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador lógico programable (PLC), un circuito integrado de aplicación específica y otros circuitos programables. Adicionalmente, los dispositivos de memoria 60 pueden comprender generalmente elemento o elementos de memoria que incluyen, pero no se limitan a, un medio legible por ordenador (por ejemplo, una memoria de acceso aleatorio (RAM)), un medio no volátil legible por ordenador (por ejemplo, una memoria flash), un disquete, un disco compacto de memoria de solo lectura (CD - ROM), un disco magneto - óptico (MOD), un disco digital versátil (DVD) u otros elementos de memoria adecuados. Tales dispositivos de memoria 60 pueden estar configurados generalmente para almacenar instrucciones adecuadas legibles por ordenador que, cuando son implementadas por el procesador o procesadores 58, configuran el controlador 30 para que realice diversas funciones que incluyen, entre otras, la estimación de uno o más parámetros de vientos de la turbina eólica 10 en base a la pluralidad de datos operativos, transmitir señales de control adecuadas para implementar acciones de control en respuesta a la detección de condiciones de viento transitorias y otras diversas funciones adecuadas implementadas
40 por el ordenador.

Haciendo referencia a continuación a las figuras 4 - 5, se representan varios diagramas de flujo para ilustrar diversas realizaciones de la presente revelación. Como se muestra en la realización que se ilustra en la figura 4, un procedimiento 100 incluye la etapa 102 de medir un parámetro de viento real, contra el viento con respecto a la turbina eólica 10 usando un sensor. La siguiente etapa 104 incluye proporcionar el parámetro de viento real medido al procesador 58. Además, el procedimiento 100 incluye una etapa 106 de proporcionar datos operativos indicativos de la operación actual de la turbina eólica al procesador 58. Una etapa siguiente 108 incluye determinar una condición estimada de la turbina eólica en la turbina eólica 10 en base, al menos parcialmente, a los datos operativos. Además, el procedimiento incluye la etapa 110 de generar un perfil de viento de control en base al parámetro de viento real y la condición de turbina eólica estimada. El controlador puede implementar a continuación una acción de control en base al perfil de viento de control (etapa 114). Más específicamente, como se muestra, si el perfil de viento de
55
60

control excede un umbral predeterminado, entonces el controlador puede implementar la acción de corrección (etapa 114). Alternativamente, si el perfil de viento de control está por debajo del umbral predeterminado, entonces el procedimiento 100 se repite comenzando por la etapa 102. En diversas realizaciones, el umbral predeterminado puede estar preprogramado dentro del controlador 30. Además, el umbral predeterminado puede ser un umbral constante o puede variar con la velocidad del viento y / u otros parámetros de operación.

Haciendo referencia a continuación a la figura 5, el procedimiento 200 incluye las etapas 202, 204, 206, 208 y 210, que son similares a la realización de la figura 4. En lugar de implementar una acción de control en base al umbral predeterminado, sin embargo, el procedimiento 200 determina un error entre el parámetro de viento real y la condición estimada de la turbina eólica (etapa 212). El procedimiento 200 implementa entonces la acción de control en base a la magnitud del error (etapa 214). En una realización de este tipo, el umbral predeterminado puede ser eliminado.

En cada una de las realizaciones que se han descrito más arriba, el estimador 56 de la condición de la turbina eólica puede estar configurado para determinar la condición estimada de la turbina eólica como se describe en la presente memoria descriptiva. Por ejemplo, en una realización, el estimador 56 de la condición de la turbina eólica recibe los datos operativos que pueden consistir en cualquiera de los siguientes: un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia, un par motor de salida, una temperatura, una presión, una relación de velocidad de punta, una densidad de aire u otra condición de operación similar. El estimador 56 de la condición de la turbina eólica calcula entonces la condición estimada de la turbina eólica en función de diversas combinaciones de los datos operativos. En la invención, el estimador 56 de la condición de la turbina eólica implementa un algoritmo de control que tiene una serie de ecuaciones para determinar la condición estimada de la turbina eólica en función del ángulo de paso, la velocidad del generador, la salida de potencia y la densidad del aire. Además, las ecuaciones se resuelven usando los datos operativos y uno o más mapas de rendimiento aerodinámico. En una realización, los mapas de rendimiento aerodinámico son tablas dimensionales o no dimensionales que describen la carga y el rendimiento del rotor (por ejemplo, potencia, empuje, par motor o momento de flexión, u otros similares) en condiciones dadas (por ejemplo, densidad, velocidad del viento, velocidad del rotor, ángulos de paso, u otras similares). De esta manera, los mapas de rendimiento aerodinámico pueden incluir: coeficiente de potencia, coeficiente de empuje, coeficiente de par motor y / o derivadas parciales con respecto al ángulo de paso, la velocidad del rotor o la relación de velocidad de punta. Alternativamente, los mapas de rendimiento aerodinámico pueden ser valores dimensionales de potencia, empuje y / o par motor en lugar de coeficientes.

Además, el estimador 56 de la turbina eólica también puede incluir una o más tablas de búsqueda (LUT). En diversas realizaciones, al menos algunas de las LUT pueden incluir: un empuje de la turbina eólica, una carga de la pala, una carga de la torre, una carga del árbol, una carga de la góndola, una carga del cubo o cualquier otra condición de carga de la turbina eólica. De esta manera, dependiendo de la realización, la condición estimada de la turbina eólica puede ser representativa de los parámetros del viento cerca de la turbina eólica o de las condiciones de carga de la turbina eólica. Como se ha mencionado, los parámetros del viento pueden incluir una ráfaga de viento, una velocidad del viento, una dirección del viento, una aceleración del viento, una turbulencia del viento, una cortante del viento, un viraje del viento, una estela o similar. Las condiciones de carga pueden incluir un empuje de la turbina eólica, una carga de la pala, una carga de la torre, una carga del eje, una carga de la góndola, una carga del cubo, u otras similares. El estimador 56 de la condición de la turbina eólica proporciona o comunica la condición estimada de la turbina eólica al procesador 58.

Una vez que la condición estimada de la turbina eólica ha sido calculada, el procesador 58 puede usar la condición estimada de la turbina eólica de varias maneras. Por ejemplo, en una realización, cuando la condición de la turbina eólica estimada refleja un parámetro del viento, la condición de la turbina eólica estimada se puede comparar directamente con el parámetro de viento real para generar el perfil de viento de control. Alternativamente, cuando la condición estimada de la turbina eólica representa una condición actual de la carga de la turbina, el parámetro de viento real se puede usar para determinar una condición de carga futura, de manera que se puedan comparar las condiciones de carga actuales y futuras. Más específicamente, el parámetro de viento real se puede usar en combinación con los mapas de rendimiento aerodinámico y / o las LUT del estimador 56 de la condición de la turbina eólica para determinar la condición de carga futura. En una realización de este tipo, se comparan la condición de carga actual y la condición de carga futura y el perfil de viento de control puede ser generado en base, al menos parcialmente, a la comparación.

En todavía otra realización, el procesador 58 puede usar solo el parámetro de viento real y los mapas de rendimiento aerodinámico y / o las LUT para calcular la condición de carga futura. En otras palabras, la determinación de la condición estimada de la turbina eólica puede ser eliminada por completo. Esta realización se puede entender mejor con respecto al procedimiento 300 que se ilustra en la figura 6. Como se muestra, el procedimiento 300 incluye medir un parámetro de viento real, contra el viento con respecto a la turbina eólica 10 usando un sensor (etapa 302). Una etapa siguiente 304 incluye proporcionar el parámetro de viento real al procesador 58. Además, el procedimiento 300 incluye determinar una condición de carga futura basada, al menos parcialmente, en el parámetro real de la turbina eólica (etapa 306). En esta realización, el controlador 30 puede implementar entonces una acción de control basada en la condición de carga futura (etapa 308). Una realización de este tipo es capaz de reducir las cargas que

actúan en la turbina eólica sin utilizar las condiciones de carga actuales (es decir, la condición estimada de la turbina eólica).

La acción o las acciones de control como se describe en la presente memoria descriptiva pueden ser cualquier acción de control adecuada para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica. Por ejemplo, en varias realizaciones, la acción de control puede incluir la reducción o actualización de la turbina eólica temporalmente para permitir que las cargas que actúan sobre o en los componentes de la turbina eólica se reduzcan o controlen de otro modo. La actualización de la turbina eólica, por ejemplo, mediante una actualización del par motor, puede ralentizar temporalmente la turbina eólica y actuar como freno para ayudar a reducir las cargas. La reducción de la turbina eólica puede incluir la reducción de la velocidad, la reducción del par motor o una combinación de ambos. Además, la turbina eólica puede ser reducida reduciendo la velocidad y aumentando el par motor, lo que puede ser beneficioso para mantener la potencia. En otra realización, la turbina eólica 10 puede ser reducida inclinando una o más palas 14 del rotor alrededor de su eje de paso 33. Más específicamente, el controlador 30 puede controlar generalmente cada mecanismo de ajuste de paso 32 para alterar el ángulo de paso de cada pala 14 del rotor entre - 10 grados (por ejemplo, una posición de potencia de la pala 14 del rotor) y 90 grados (es decir, una posición de ajuste de la pala 14 del rotor). En todavía otra realización, la turbina eólica 10 puede ser reducida temporalmente modificando la demanda de par motor en el generador 24. En general, la demanda de par motor se puede modificar usando cualquier procedimiento, proceso, estructura y / o medio adecuados conocidos en la técnica.. Por ejemplo, en una realización, la demanda de par motor sobre el generador 24 puede ser controlada usando el controlador 30 transmitiendo una señal de control / comando adecuado al generador 24 para modular el flujo magnético producido dentro del generador 24.

La turbina eólica 10 también puede ser reducida temporalmente efectuando la guiñada de la góndola 22 para cambiar el ángulo de la góndola 22 con respecto a la dirección del viento. En otras realizaciones, el controlador 30 puede ser configurado para accionar uno o más frenos mecánicos o activar un elemento de modificación del flujo de aire en una pala de rotor para reducir la velocidad de rotación y / o la carga de las palas 14 del rotor, reduciendo de esta manera la carga del componente. En todavía otras realizaciones, el controlador 30 puede estar configurado para realizar cualquier acción de control apropiada conocida en la técnica. Además, el controlador 30 puede implementar una combinación de dos o más acciones de control.

El sistema y el procedimiento que se han descrito en la presente memoria descriptiva se pueden entender mejor con referencia a las figuras 7 y 8, que ilustran una pluralidad de gráficos de acuerdo con la presente revelación. Para fines de ejemplo solamente, los gráficos 7 - 8 son ilustrativos del parámetro de viento real y el parámetro estimado de la turbina eólica que es indicativo de la velocidad del viento. Como se muestra en la figura 7, la curva 500 ilustra la velocidad del viento real tal como se obtiene de un sensor LIDAR, mientras que la curva 502 ilustra la velocidad estimada del viento (por ejemplo, tal como lo determinado por el estimador 56 de la condición de la turbina eólica). La curva 504 ilustra el perfil de viento de control (por ejemplo, una comparación) en base a la velocidad del viento real y a la velocidad estimada del viento. La curva 508 representa un umbral predeterminado, que es típicamente un reflejo de una carga de diseño permisible. Como se ha mencionado, el procesador 58 puede estar configurado para determinar si el perfil de viento de control 504 excede el umbral predeterminado 508, y si lo hace, el controlador puede implementar una acción de control apropiada. Como se ilustra, el perfil de viento de control 504 excede el umbral predeterminado 508 entre el tiempo T_1 y T_2 , lo que indica que es probable que se produzca una condición de viento transitoria. De esta manera, se puede implementar una acción de control apropiada para evitar que la carga excesiva actúe sobre la turbina eólica. La figura 8 ilustra la misma velocidad de viento 500 y la misma velocidad de viento estimada 502, sin embargo, el perfil de viento de control 506 está basado en un error entre la velocidad del viento real y la velocidad del viento estimada, de manera que la turbina eólica puede ser controlada en base al error. De esta manera, el umbral predeterminado puede ser eliminado.

Haciendo referencia a continuación a la figura 9, se ilustran varias ventajas de controlar la turbina eólica en base a una condición de carga futura. Como se muestra, la curva 500 ilustra nuevamente la velocidad real del viento. La curva 510 ilustra la carga futura estimada experimentada por la turbina eólica. La curva 508 ilustra un umbral predeterminado establecido para evitar que la carga excesiva actúe sobre la turbina eólica. En el momento T_1 , el sistema reconoce que es probable que la condición de carga futura exceda el umbral predeterminado. De esta manera, el sistema implementa la acción de control apropiada, en la que la carga 510 se reduce por debajo del umbral predeterminado. Una realización de este tipo ilustra una ventaja de predecir una condición de carga futura en base al parámetro de viento real y controlar la turbina eólica en base a las condiciones de carga futuras. En otras palabras, en una realización, la presente revelación es capaz de evitar que la carga excesiva actúe sobre la turbina eólica sin utilizar las condiciones de carga actuales (es decir, la condición estimada de la turbina eólica).

Haciendo referencia a continuación a las figuras 10 y 11, el gráfico ilustra varias ventajas de la presente revelación con respecto a la velocidad del generador y la carga del componente de la turbina eólica. Como se muestra, la velocidad real del viento 500 comienza a aumentar antes del tiempo T_1 , lo cual indica que se está produciendo una condición de viento transitoria. La curva 512 ilustra la velocidad del generador de la turbina eólica sin ninguna tecnología de control para detectar una condición de viento transitoria. La curva 514 representa la velocidad del generador de una turbina eólica que implementa la tecnología de control de la presente revelación. Como se muestra en referencia

- a la curva de línea de base 512, la velocidad del generador aumenta debido a la condición de viento transitoria, causando un aumento correspondiente en la carga del componente de turbina eólica 516 (figura 11), que puede causar daños a diversos componentes de la turbina eólica. Por el contrario, las curvas 514 y 518 ilustran una ventaja de implementar la tecnología de control de la presente revelación. Como se muestra, el estimador 56 de la condición de la turbina eólica tal como se describe en la presente memoria descriptiva, detectó tempranamente el aumento en la velocidad real del viento e implementó una acción de control apropiada antes de que alcanzara la turbina eólica para evitar el daño potencial causado por el exceso de carga. Más específicamente, la presente revelación disminuyó la velocidad del generador (curva 514) antes de que el aumento en la velocidad real del viento alcanzara la turbina eólica, impidiendo así que la carga correspondiente (curva 510) aumentara por encima de las cargas de diseño.
- 5
- 10 También se debe apreciar que una ventaja de varias realizaciones de la presente invención es que el sistema y el procedimiento pueden ser implementados usando componentes existentes de la turbina eólica 10. De esta manera, no se requiere que el usuario compre, instale y mantenga equipos nuevos. Además, el controlador 30 puede estar integrado en un sistema de control más amplio, tal como, pero sin limitarse a, un sistema de control de turbina eólica, un sistema de control de planta, un sistema de supervisión remota o combinaciones de los mismos. Esta descripción escrita usa ejemplos para divulgar la invención, que incluye el modo preferido, y también para permitir que cualquier persona experta en la técnica practique la invención, incluyendo la fabricación y el uso de cualquier dispositivo o sistema y la realización de cualquier procedimiento incorporado. El alcance patentable de la invención está definido por las reivindicaciones, y puede incluir otros ejemplos que les ocurran a los expertos en la técnica.
- 15

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (100) para evitar de manera proactiva la carga excesiva que actúa sobre una turbina eólica (10), comprendiendo el procedimiento:
 - 5 medir (102) un parámetro de viento real, contra el viento con respecto a la turbina eólica (10) usando uno o más sensores (48, 50, 52, 54);
 - proporcionar (104) el parámetro de viento real medido a un procesador (58) operable para implementar un estimador (56) de la condición de turbina eólica, siendo operable el estimador (56) de la condición de turbina eólica para implementar un algoritmo de control que tiene una serie de ecuaciones;
 - 10 proporcionar (106) datos operativos indicativos de la operación actual de la turbina eólica al procesador (58), comprendiendo los datos operativos al menos uno de entre un ángulo de paso, una velocidad de generador, una salida de potencia, y una densidad de aire;
 - resolver, por medio del estimador (56) de la condición de la turbina eólica, la serie de ecuaciones que utilizan los datos operativos y uno o más mapas de rendimiento aerodinámico; determinar (108) una condición de turbina eólica estimada en la turbina eólica (10) basada en las ecuaciones resueltas, **caracterizado**
 - 15 **porque** la condición de turbina eólica estimada incluye uno o más parámetros de viento cerca de la turbina eólica, y porque el parámetro de viento real y la condición estimada de la turbina eólica reflejan al menos uno de los siguientes: una ráfaga de viento, una velocidad del viento, una dirección del viento, una aceleración del viento, una turbulencia del viento, una cortante del viento, una virada de viento o una estela;
 - generar un perfil de viento de control en base al parámetro de viento real y la condición estimada de la turbina eólica; e
 - 20 implementar (114) una acción de control en base al perfil de viento de control para evitar que una carga excesiva actúe sobre la turbina eólica (10).
2. El procedimiento de la reivindicación 1, que comprende además determinar una condición de carga futura en base, al menos parcialmente, al parámetro de viento real.
- 25 3. El procedimiento de cualquier reivindicación precedente, que comprende además determinar una condición de carga actual en base al menos parcialmente a la condición estimada de la turbina eólica.
4. El procedimiento de la reivindicación 3, que comprende además comparar la condición de carga actual y la condición de carga futura y generar el perfil de viento de control en base al menos parcialmente a la comparación.
- 30 5. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además implementar la acción de control cuando el perfil de viento de control excede un umbral predeterminado para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica.
6. El procedimiento (100) de la reivindicación 5, en el que la acción de control es una función de una magnitud de una diferencia entre el perfil de viento de control y el umbral predeterminado.
- 35 7. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que el perfil de viento de control representa un error entre el parámetro de viento real y la condición de turbina eólica estimada, y en el que la implementación de la acción de control está basada en la magnitud del error.
8. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que los datos operativos comprenden cualquier combinación de lo siguiente: un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia, un par motor de salida, una densidad de aire, una temperatura y una presión.
- 40 9. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que la medición del parámetro de viento real que usa uno o más sensores comprende utilizar al menos un sensor de Detección y Alcance de Luz (LIDAR).
10. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que el parámetro de viento real y la condición estimada de la turbina eólica reflejan al menos uno de lo siguiente: una ráfaga de viento, una velocidad del viento, una dirección del viento, una aceleración del viento, una turbulencia del viento, una cortante del viento, una virada de viento o una estela.
- 45 11. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que la condición estimada de la turbina eólica refleja al menos uno de los siguientes: un empuje de turbina eólica, una carga de pala, una carga de torre, una carga de árbol, una carga de góndola o una carga de cubo.
- 50

- 5
12. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además utilizar un estimador de la condición de la turbina eólica, comprendiendo el estimador de la condición del viento uno o más mapas de rendimiento aerodinámico y una o más tablas de búsqueda, estando configurados los uno o más mapas de rendimiento aerodinámico y las una o más tablas de búsqueda para determinar la condición estimada de la turbina eólica.
- 10
13. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que la acción de control comprende al menos uno de alterar el ángulo de paso de una pala de rotor, modificar un par motor de generador, modificar la velocidad del generador, modificar la salida de potencia, producir la guiñada de una góndola de la turbina eólica, frenar uno o más componentes de la turbina eólica, o activar un elemento de modificación del flujo de aire en una pala (14) de rotor.
14. Un sistema (30) para evitar que una carga excesiva actúe sobre una turbina eólica (10), comprendiendo el sistema:
- 15
- uno o más sensores (48, 50, 52, 54) configurados para medir un parámetro de viento real, contra el viento de la turbina eólica (10);
- un procesador (58) acoplado comunicativamente al uno o más sensores (48, 50, 52, 54), estando configurado el procesador (58) para llevar a cabo el procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente; y
- un controlador (64) acoplado de forma comunicativa al procesador (58), en el que el controlador (64) está configurado para implementar (114) la acción de control.

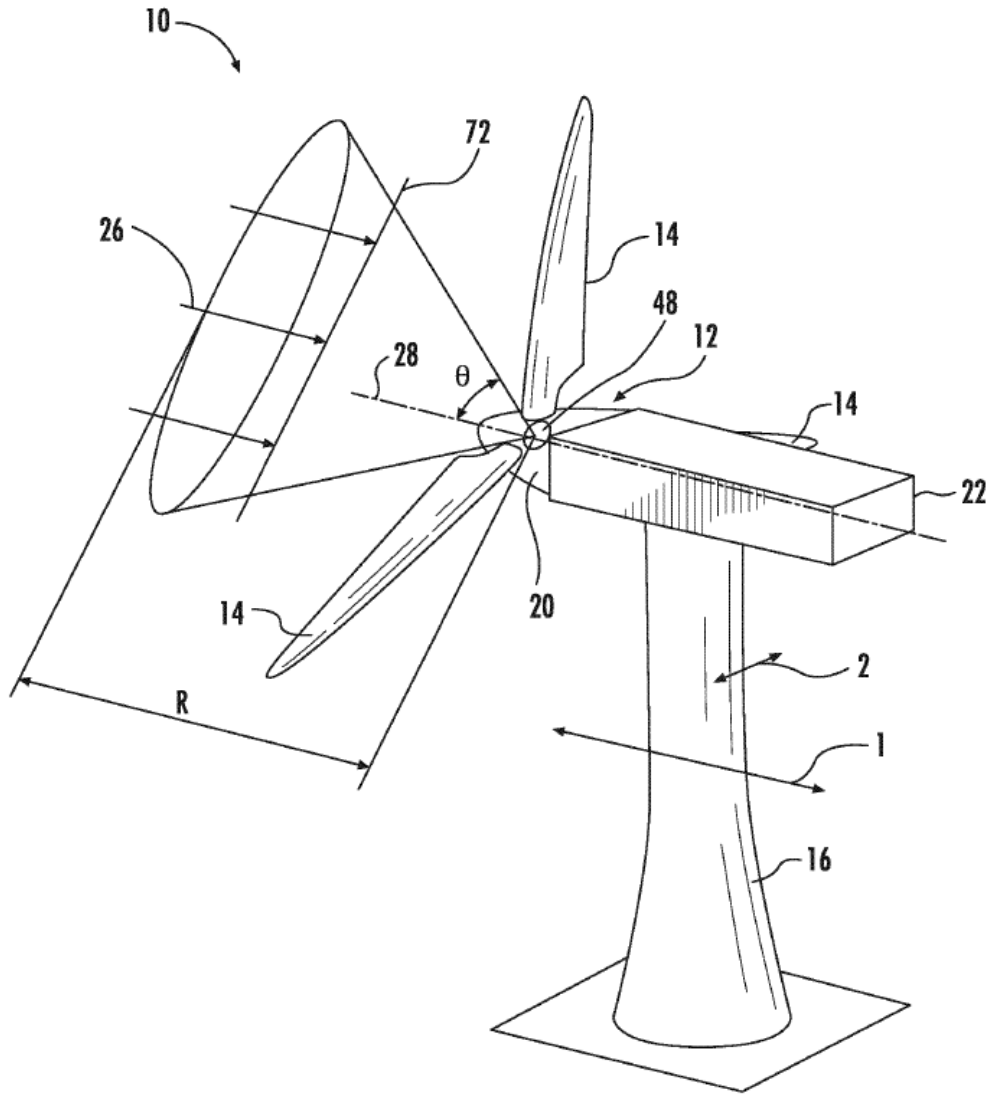


FIG. 1

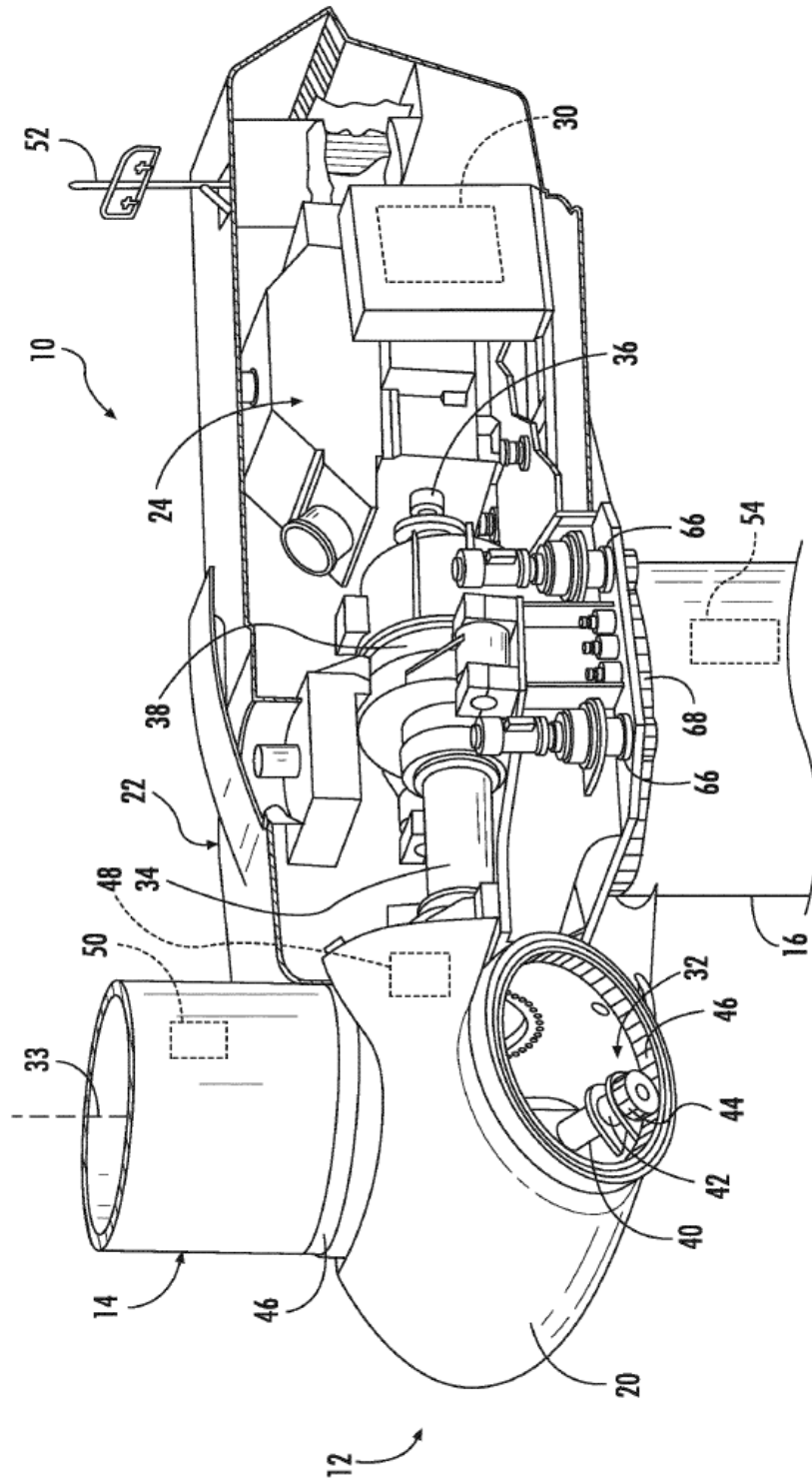


FIG. 2

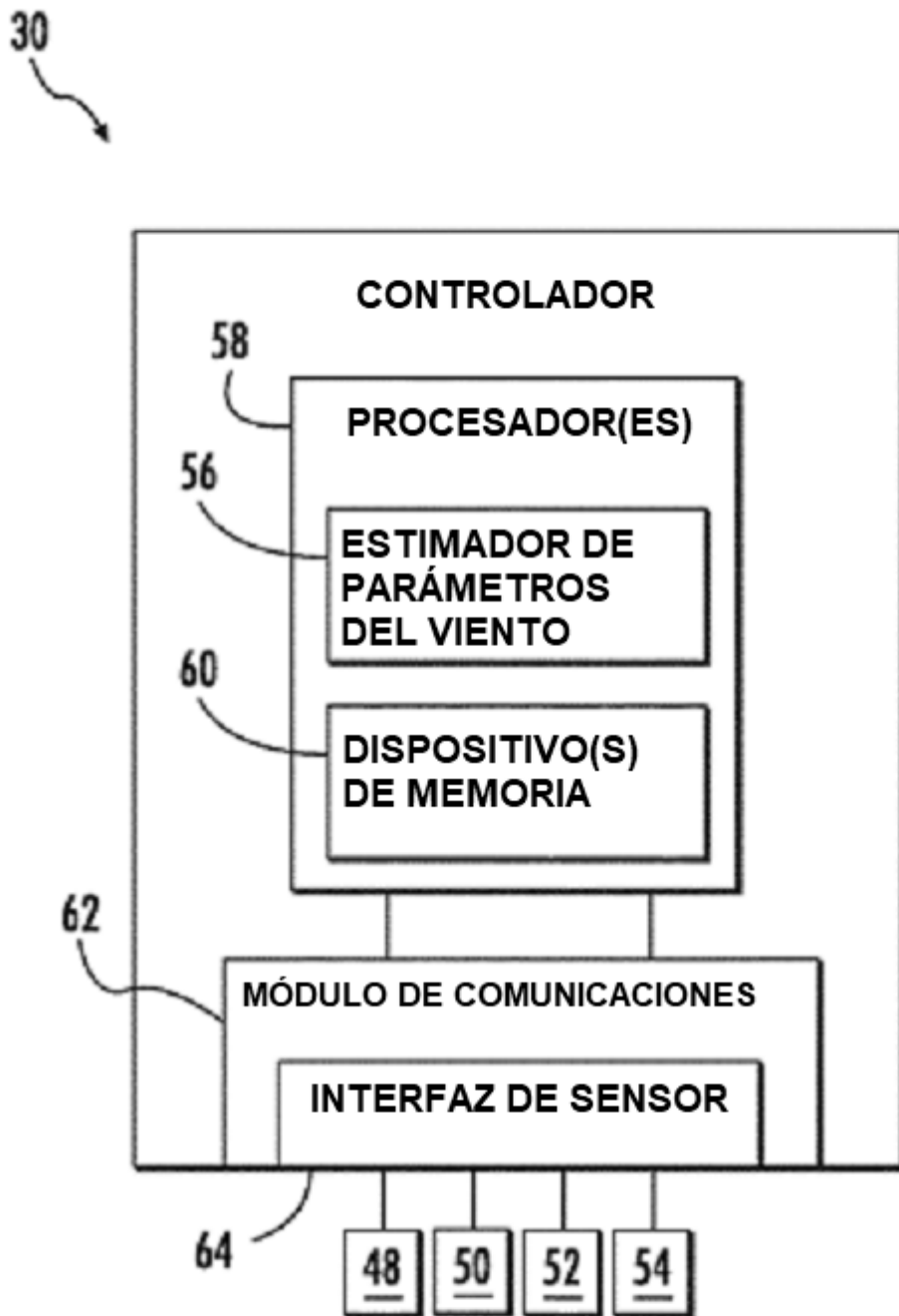


FIG. 3

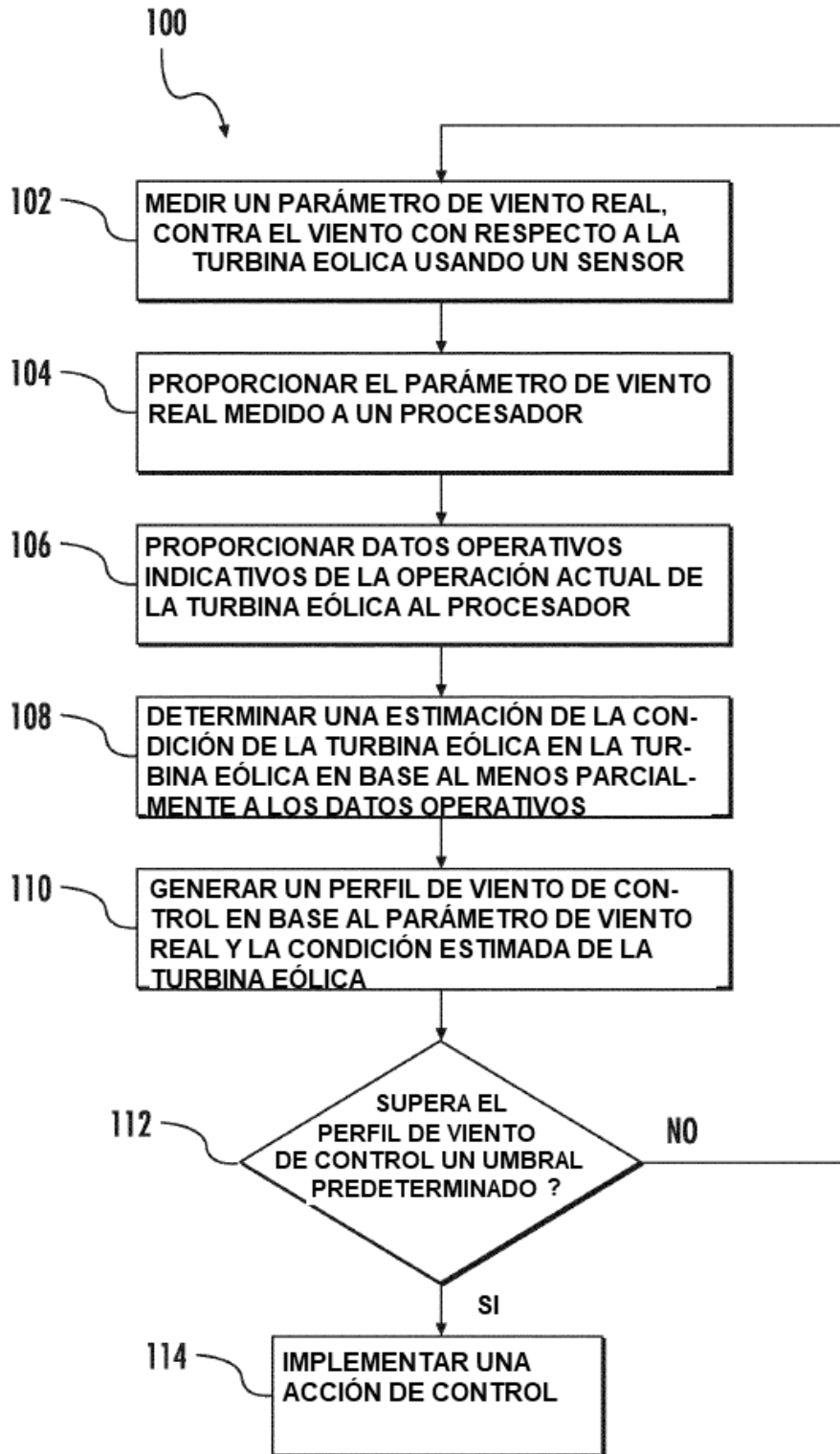


FIG. 4

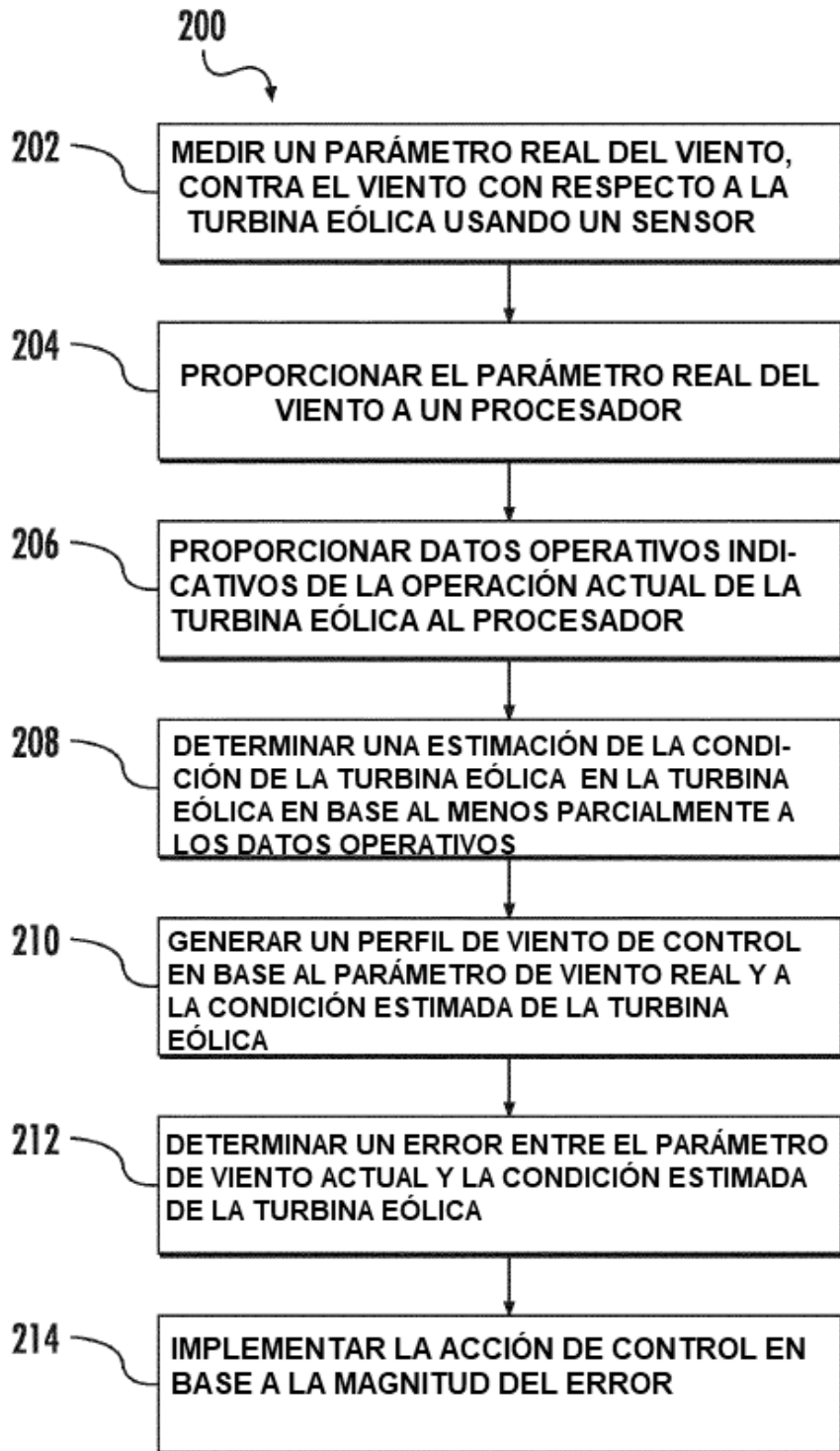


FIG. 5

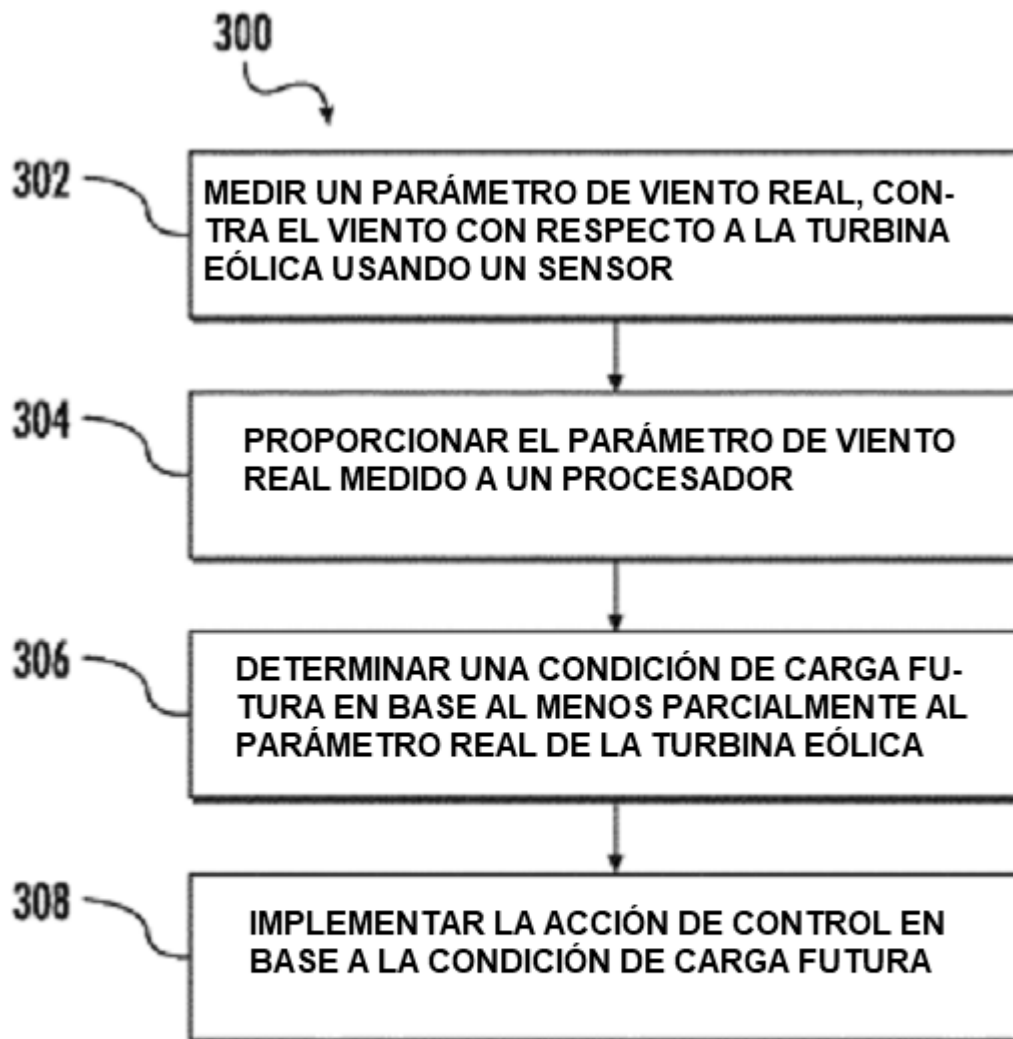


FIG. 6

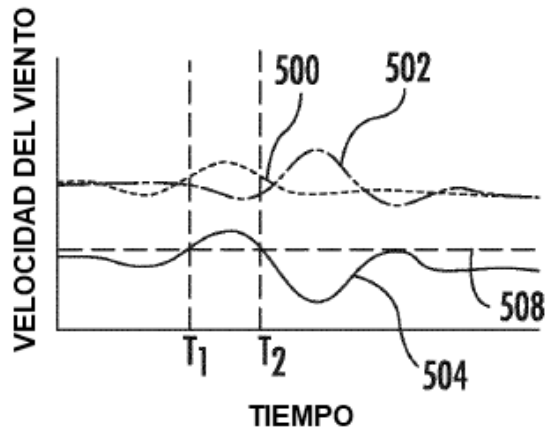


FIG. 7

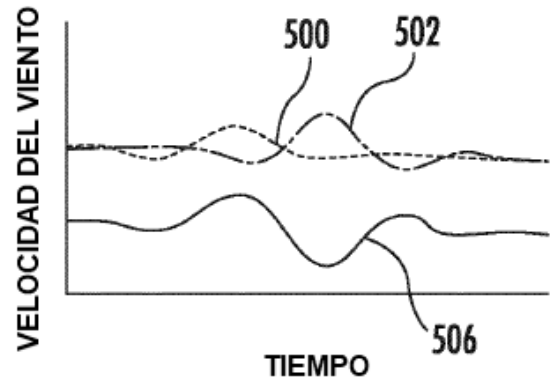


FIG. 8

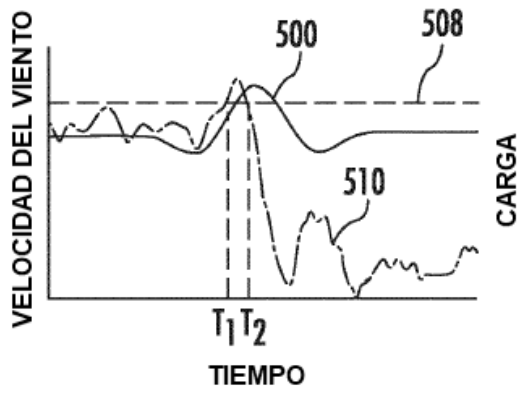


FIG. 9

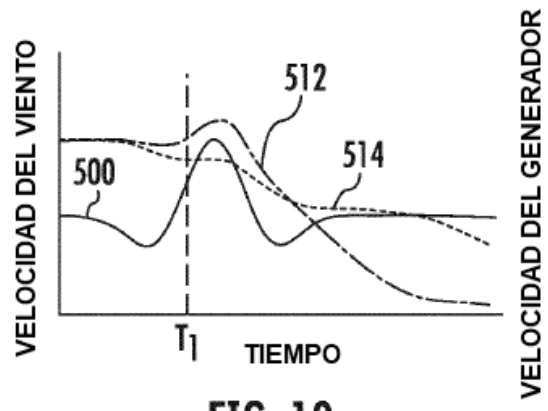


FIG. 10

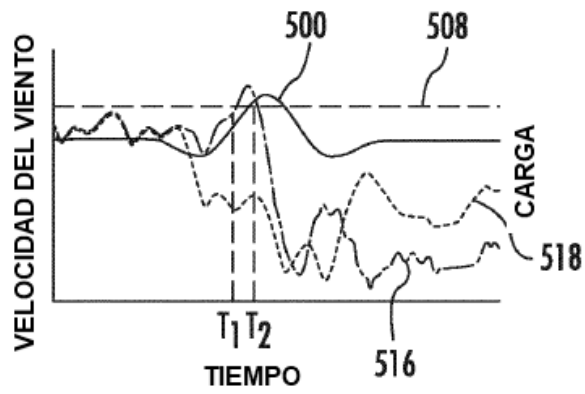


FIG. 11