

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 857 108**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 7/04** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA MODIFICADA  
TRAS OPOSICIÓN

T5

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **11.07.2017 E 17180753 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea modificada tras oposición: **06.12.2023 EP 3276164**

54 Título: **Sistema y procedimiento para controlar una turbina eólica**

30 Prioridad:

**28.07.2016 US 201615221663**

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

**09.09.2024**

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC RENOVABLES ESPAÑA  
S.L. (100.0%)  
C/ Roc Boronat, 78  
08005 Barcelona, ES**

72 Inventor/es:

**VADDI, PRASHANTH KUMAR REDDY;  
VADLAMUDI, VENKATA KRISHNA;  
AGARWAL, PRANAV y  
DESHPANDE, AMEET SHRIDHAR**

74 Agente/Representante:

**DE ROOIJ, Mathieu Julien**

ES 2 857 108 T5

DESCRIPCIÓN

Sistema y procedimiento para controlar una turbina eólica

- 5 **[0001]** La presente divulgación se refiere en general a turbinas eólicas y, más en particular, a un sistema y un procedimiento para controlar una turbina eólica en base a una distribución espacial del campo eólico/velocidad del viento para reducir el impacto de las condiciones extremas del viento que actúan sobre la turbina eólica. Se conoce un ejemplo de un sistema de este tipo a partir del documento DE 10 2013 004446 A1.
- 10 **[0002]** La energía eólica se considera una de las fuentes de energía más limpias y más respetuosas con el medio ambiente actualmente disponibles, y las turbinas eólicas han obtenido más atención a este respecto. Una turbina eólica moderna incluye típicamente una torre, un generador, una multiplicadora, una góndola montada en la torre y un rotor acoplado a la góndola. El rotor incluye típicamente un buje rotatorio y una pluralidad de palas de rotor acopladas y que se extienden hacia fuera desde el buje. Las palas de rotor captan la energía cinética del viento usando principios conocidos de perfil aerodinámico. Más específicamente, las palas de rotor transmiten la energía cinética en forma de energía rotacional para hacer girar un eje que acopla las palas de rotor a la multiplicadora o, si no se usa la multiplicadora, directamente al generador. A continuación, el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica que se puede desplegar en una red de suministro.
- 15 **[0003]** Durante la operación normal, las turbinas eólicas pueden estar expuestas a ráfagas extremas de viento, bolsas turbulentas de viento y cizalladura extrema de viento. Estas condiciones extremas del viento pueden afectar la vida útil de los componentes mecánicos de la turbina eólica, así como el rendimiento energético óptimo. Las tecnologías de control actuales estiman la velocidad eficaz del viento (es decir, la velocidad media del viento a través del rotor) de la turbina eólica en base a la potencia, al ángulo de pitch y a la velocidad del generador de la turbina. La velocidad eficaz del viento se usa a continuación para determinar las cargas que actúan sobre la turbina eólica. Como tal, los procedimientos de control actuales no tienen en cuenta la dinámica de las palas, lo que puede dar lugar a un retraso en la estimación correspondiente a un desplazamiento del ángulo acimut de rotor de hasta 30 a 40 grados.
- 20 **[0004]** En vista de lo mencionado anteriormente, la presente divulgación proporciona un sistema y un procedimiento para controlar una turbina eólica en base a un campo de viento espacial tridimensional que tiene en cuenta la dinámica de las palas para reducir el impacto de las condiciones extremas del viento que actúan sobre la turbina eólica.
- 25 **[0005]** Diversos aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la siguiente descripción, o pueden resultar evidentes a partir de la descripción, o se pueden descubrir mediante la práctica de la invención.
- [0006]** La presente invención está definida por las reivindicaciones adjuntas.
- 30 **[0007]** Diversas características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor con referencia a la siguiente descripción y a las reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que están incorporados en, y que forman parte de, esta memoria descriptiva, ilustran los modos de realización de la invención y, junto con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención.
- 35 **[0008]** En los dibujos:
- 40 la FIG. 1 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;
- 45 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;
- 50 la FIG. 3 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de componentes adecuados que se pueden incluir dentro de un controlador de turbina de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;
- 55 la FIG. 4 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de un sistema para estimar un campo de viento espacial para una turbina eólica para su uso en el control de turbinas eólicas de acuerdo con la presente divulgación;
- 60 la FIG. 5 ilustra una vista frontal de un modo de realización de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación, en particular que ilustra un ángulo acimut de rotor;
- 65 la FIG. 6 ilustra un diagrama esquemático detallado de un modo de realización de determinadas características de un filtro de Kalman del sistema de la FIG. 4 de acuerdo con la presente divulgación; y

la FIG. 7 ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento para controlar una turbina eólica en base a un campo de viento espacial de acuerdo con la presente divulgación.

**[0009]** Ahora se hará referencia en detalle a modos de realización de la invención, de los cuales se ilustran uno o más ejemplos en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, y no como una limitación de la invención. De hecho, resultará evidente para los expertos en la técnica que se pueden hacer diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del alcance de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de un modo de realización se pueden usar con otro modo de realización para proporcionar otro modo de realización más. Por tanto, se pretende que la presente invención abarque dichas modificaciones y variaciones como vienen dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

**[0010]** En general, la presente divulgación está dirigida a un sistema y un procedimiento para estimar un campo de viento espacial tridimensional (es decir, una distribución espacial de velocidad de viento) para una turbina eólica que se puede usar para el control de la turbina eólica. El procedimiento incluye monitorear una o más condiciones de operación de la turbina eólica por medio de una pluralidad de sensores, como el ángulo de pitch, la velocidad del generador y la salida de potencia. El procedimiento también incluye determinar al menos un momento de desequilibrio de rotor de la turbina eólica y/o un ángulo acimut de rotor del rotor de la turbina eólica. Por tanto, usando un modelo basado en la física, el procedimiento incluye además determinar al menos una velocidad individual del viento para una o más de las palas de rotor de la turbina eólica en base a la o las condiciones de operación, al momento de desequilibrio de rotor y/o al ángulo acimut de rotor. El campo de viento espacial se puede crear a partir de las velocidades individuales de viento para cada una de las palas de rotor. Como tal, la turbina eólica se puede controlar en base a la distribución espacial de velocidad de viento.

**[0011]** Por tanto, la distribución espacial del campo de viento/la velocidad del viento de la presente divulgación tiene en cuenta los momentos de desequilibrio de rotor filtrado y el ángulo acimut de rotor para obtener la velocidad individual eficaz del viento de las palas de rotor. Además, determinados modos de realización de la presente divulgación también pueden considerar coeficientes aerodinámicos y/o derivadas parciales de los momentos en el sentido de batimiento ("flapwise") o en el sentido del borde de la pala ("edgewise"). Como tal, el sistema de la presente divulgación está configurado para usar un modelo interno de la turbina eólica en base a la dinámica estructural acoplada de las palas de rotor, así como a la aerodinámica. Dicho modelo es capaz de inferir estados de palas ocultas subyacentes, así como la perturbación del viento que afecta cada pala de rotor de la turbina. Además, el modelo interno de la turbina combinado con un filtro Kalman extendido proporciona una estimación eficaz del viento de las palas de baja latencia en las palas de rotor.

**[0012]** Por consiguiente, la presente divulgación proporciona muchas ventajas no incluidas en la técnica anterior. Por ejemplo, el sistema y el procedimiento de la presente divulgación proporciona información del campo de viento espacial al controlador de la turbina usando sensores existentes. Además, la información del campo de viento espacial se puede usar para optimizar el control del desequilibrio del rotor, realizar un mejor seguimiento de la velocidad y/u optimizar la fatiga y las cargas extremas que actúan sobre la turbina eólica. Además, el sistema y el procedimiento de la presente divulgación proporciona un retraso menor en comparación con las estimaciones del viento en base a cargas que no consideran el desplazamiento del ángulo acimut de rotor. Además, la presente divulgación resuelve el problema de la estela parcial estimando la turbulencia temporal (además del campo de viento periódico) que puede guiar aún más la estimación de la estela horizontal (cuando el rotor izquierdo es más turbulento que el derecho, etc.). Además, el estimador de viento de gran ancho de banda de la presente divulgación incluye un modelo que combina modos estructurales de pala y aerodinámica de la turbina eólica que proporciona alta precisión de acimut. Además, la presente divulgación está configurada para proporcionar una estimación del efecto de cizalladura exponencial y de sombra de la torre, que puede servir como un proxy para el desplazamiento de la punta y proporcionar una protección adicional contra una de las palas que golpea la torre. Además, el campo eólico generado se puede usar en una evaluación de recursos eólicos de cada plataforma en un parque eólico y también se puede usar como entrada de modelo para una contabilización del gemelo digital y del ciclo de vida de la turbina eólica. La presente divulgación también se puede implementar usando sensores existentes; por lo tanto, el sistema solo requiere una actualización de software para su implementación.

**[0013]** En referencia ahora a los dibujos, la FIG. 1 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica 10. Como se muestra, la turbina eólica 10 incluye en general una torre 12 que se extiende desde una superficie de soporte 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 para permitir que la energía cinética se transfiera del viento a energía mecánica utilizable y, posteriormente, a energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 20 se puede acoplar de forma rotatoria a un generador eléctrico 24 (FIG. 2) situado dentro de la góndola 16 para permitir que se produzca energía eléctrica.

**[0014]** La turbina eólica 10 también puede incluir un sistema de control de turbina o un controlador de turbina 26 centralizado dentro de la góndola 16. En general, el controlador de turbina 26 puede comprender un ordenador u otra unidad de procesamiento adecuada. Por tanto, en varios modos de realización, el controlador de turbina 26 puede incluir instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando se implementan, configuran el controlador 26 para realizar diversas funciones diferentes, tales como recibir, transmitir y/o ejecutar señales de control de turbina eólica. Como tal, el controlador de turbina 26 se puede configurar en general para controlar los diversos modos de operación (por ejemplo, secuencias de arranque o parada) y/o los componentes de la turbina eólica 10. Por ejemplo, el controlador 26 se puede configurar para ajustar el pitch de pala o el ángulo de pitch de cada pala de rotor 22 (es decir, un ángulo que determina una perspectiva de la pala 22 con respecto a la dirección del viento) alrededor de un eje de pitch 28 para controlar la velocidad de rotación de la pala de rotor 22 y/o la salida de potencia generada por la turbina eólica 10. Por ejemplo, el controlador de turbina 26 puede controlar el ángulo de pitch de las palas de rotor 22, ya sea individual o simultáneamente, transmitiendo señales de control adecuadas a uno o más accionamientos de pitch o mecanismos de ajuste de pitch 30 (FIG. 2) de la turbina eólica 10. Durante la operación de la turbina eólica 10, el controlador 26 en general puede controlar cada mecanismo de ajuste de pitch 30 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 en bandera de la pala de rotor 22). Además, el controlador de turbina 26 puede controlar la orientación de la góndola 16 con respecto a la dirección del viento 58 transmitiendo señales de control adecuadas a uno o más mecanismos de accionamiento de guiñada 60 que se acoplan a un rodamiento de guiñada 62 (FIG. 2). Por tanto, la rotación del rodamiento de guiñada 62 alrededor de un eje de guiñada 64 cambia la orientación de la góndola 16.

**[0015]** 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, se puede disponer un generador 24 dentro de la góndola 16. En general, el generador 24 se puede acoplar al rotor 18 para producir energía eléctrica a partir de la energía rotacional 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 32 acoplado al buje 20 para su rotación con el mismo. El eje de rotor 32 se puede acoplar, a su vez, de forma rotatoria a un eje de generador 34 del generador 24 a través de una multiplicadora 36. Como se entiende en general, el eje de rotor 32 puede proporcionar una entrada de par de torsión alto y baja velocidad a la multiplicadora 36 en respuesta a la rotación de las palas de rotor 22 y del buje 20. A continuación, la multiplicadora 36 se puede configurar para convertir la entrada de par de torsión alto y baja velocidad en una salida de par de torsión bajo y alta velocidad para accionar el eje de generador 34 y, por tanto, el generador 24.

**[0016]** Adicionalmente, el controlador de turbina 26 también puede estar localizado dentro de la góndola 16. Como se entiende en general, el controlador de turbina 26 se puede acoplar de forma comunicativa a cualquier número de componentes de la turbina eólica 10 para controlar la operación de dichos componentes. Por ejemplo, como se indicó anteriormente, el controlador de turbina 26 puede estar acoplado comunicativamente a cada mecanismo de ajuste de pitch 30 de la turbina eólica 10 (uno de los cuales se muestra) para facilitar la rotación de cada pala de rotor 22 alrededor de su eje de pitch 28.

**[0017]** En general, cada mecanismo de ajuste de pitch 30 puede incluir cualquier componente adecuado y puede tener cualquier configuración adecuada que permita que el mecanismo de ajuste de pitch 30 funcione como se describe en el presente documento. Por ejemplo, en varios modos de realización, dicho mecanismo de ajuste de pitch 30 puede incluir un motor de accionamiento de pitch 38 (por ejemplo, cualquier motor eléctrico adecuado), una caja de engranajes de accionamiento de pitch 40 y un piñón de accionamiento de pitch 42. En dichos modos de realización, el motor de accionamiento de pitch 38 se puede acoplar a la caja de engranajes de accionamiento de pitch 40 de modo que el motor de accionamiento de pitch 38 imparta fuerza mecánica a la caja de engranajes de accionamiento de pitch 40. De forma similar, la caja de engranajes de accionamiento de pitch 40 se puede acoplar al piñón de accionamiento de pitch 42 para su rotación con el mismo. El piñón de accionamiento de pitch 42 puede estar, a su vez, en acoplamiento rotacional con un rodamiento de pitch 44 acoplado entre el buje 20 y una pala de rotor 22 correspondiente de modo que la rotación del piñón de accionamiento de pitch 42 causa la rotación del rodamiento de pitch 44. Por tanto, en dichos modos de realización, la rotación del motor de accionamiento de pitch 38 acciona la caja de engranajes de accionamiento de pitch 40 y el piñón de accionamiento de pitch 42, haciendo rotar de este modo el rodamiento de pitch 44 y la pala de rotor 22 alrededor del eje de pitch 28.

**[0018]** En modos de realización alternativos, se debe apreciar que cada mecanismo de ajuste de pitch 30 puede tener cualquier otra configuración adecuada que facilite la rotación de una pala de rotor 22 alrededor de su eje de pitch 28. Por ejemplo, son conocidos los mecanismos de ajuste de pitch 30 que incluyen un dispositivo accionado hidráulico o neumático (por ejemplo, un cilindro hidráulico o neumático) configurado para transmitir energía de rotación al rodamiento de pitch 44, causando de este modo que la pala de rotor 22 rote alrededor de su eje de pitch 28. Por tanto, en varios modos de realización, en lugar del motor eléctrico de accionamiento de pitch 38 descrito anteriormente, cada mecanismo de ajuste de pitch 30 puede incluir un dispositivo accionado hidráulico o neumático que utiliza presión de fluido para aplicar par de torsión al rodamiento de pitch 44.

**[0019]** Todavía en referencia a la FIG. 2, la turbina eólica 10 también puede incluir una pluralidad de sensores (por ejemplo, tal como los sensores 46, 48) para monitorear uno o más parámetros, condiciones del viento y/o condiciones de carga de la turbina eólica 10. Como se usa en el presente documento, un parámetro o condición de la turbina eólica 10 se "monitorea" cuando se usa un sensor para determinar su presente valor. Por tanto, el término "monitorear" y variaciones del mismo se usan para indicar que los sensores 46, 48 no necesitan proporcionar una medición directa del parámetro y/o una condición que se monitoree. Por ejemplo, se pueden usar los sensores 46, 48 para generar señales relacionadas con el parámetro y/o una condición que se monitoree, que a continuación se pueden utilizar por el controlador de turbina 26 o por otro dispositivo adecuado para determinar el parámetro y/o la condición real. Más específicamente, en determinados modos de realización, el o los sensores 46, 48 se pueden configurar para monitorear el ángulo de pitch de cada pala de rotor 22, cualquier momento de flexión en las palas de rotor 22, aceleraciones de la góndola 16, la velocidad del rotor 18 y/o el eje de rotor 32, la velocidad del generador 24 y/o el eje de generador 34, el par en el eje de rotor 32 y/o el eje de generador 34, la velocidad del viento y/o la dirección del viento, y/o cualquier otro parámetro y/o condición adecuados.

**[0020]** En referencia ahora a la FIG. 3, se ilustra un diagrama de bloques de un modo de realización de componentes adecuados que se pueden incluir dentro del controlador de turbina 26 de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación. Como se muestra, el controlador secundario 26 puede incluir uno o más procesadores 50 y dispositivos de memoria asociados 52 configurados para realizar una variedad de funciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y similares divulgados en el presente documento). Como se usa en el presente documento, el término "procesador" se refiere no solo a los circuitos integrados referidos en la técnica como incluidos en un ordenador, sino que también se refiere a un controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador lógico programable (PLC), un circuito integrado específico de la aplicación y otros circuitos programables. Además, el o los dispositivos de memoria 52 en general pueden comprender elemento(s) de memoria que incluya(n), entre otros, un medio legible por ordenador (por ejemplo, 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 magnetoóptico (MOD), un disco versátil digital (DVD) y/u otros elementos de memoria adecuados. Dicho o dichos dispositivos de memoria 52 se pueden configurar en general para almacenar instrucciones adecuadas legibles por ordenador que, cuando se implementan por el o los procesadores 50, configuran el controlador de turbina 26 para realizar diversas funciones que incluyen, pero sin limitarse a, la accionamiento de señales de control adecuadas a uno o más de los mecanismos de ajuste de pitch 30, monitoreando diversos parámetros y/o condiciones de la turbina eólica 10 y diversas otras funciones adecuadas implementadas por ordenador.

**[0021]** Adicionalmente, el controlador de turbina 26 también puede incluir un módulo de comunicaciones 54 para facilitar las comunicaciones entre el controlador 26 y los diversos componentes de la turbina eólica 10. Por ejemplo, el módulo de comunicaciones 54 puede servir como una interfaz para permitir que el controlador de turbina 26 transmita señales de control a cada mecanismo de ajuste de pitch 30 para controlar el ángulo de pitch de las palas de rotor 22. Además, el módulo de comunicaciones 54 puede incluir una interfaz de sensor 56 (por ejemplo, uno o más convertidores de analógico a digital) para permitir que las señales transmitidas desde los sensores 46 de la turbina eólica 10 se conviertan en señales que se puedan entender y procesar por los procesadores 50.

**[0022]** Se debe apreciar que el o los sensores 46 se pueden acoplar comunicativamente al módulo de comunicaciones 54 usando cualquier medio adecuado. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 3, el o los sensores 46, 48 se pueden acoplar a la interfaz de sensor 56 por medio de una conexión por cable. Sin embargo, en otros modos de realización, el o los sensores 46, 48 se pueden acoplar a la interfaz de sensor 56 por medio de una conexión inalámbrica, tal como usando cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica.

**[0023]** En referencia ahora a la FIG. 4, se ilustra un sistema 100 para controlar una turbina eólica, por ejemplo, la turbina eólica 10 de la FIG. 1, en base a un campo de viento espacial tridimensional. Además, como se muestra, el sistema 100 puede incluir un controlador, tal como el controlador de turbina 26 que está preprogramado con un modelo basado en la física 102. Más específicamente, como se muestra, el modelo basado en la física 102 está configurado para recibir una pluralidad de entradas que se pueden usar para determinar las velocidades individuales de viento de cada una de las palas de rotor 22 de la turbina eólica 10 como se describe en el presente documento. Como se usa en el presente documento, un modelo basado en la física se refiere en general a un modelo generado por ordenador que se usa para generar y visualizar formas restringidas, movimientos de objetos rígidos y no rígidos, así como interacciones de objetos con el entorno con fines de animación. Como tal, el modelo basado en la física 102 de la presente divulgación está configurado para generar un campo de viento espacial o una distribución de velocidad del viento de la turbina eólica 10 que se puede usar para el control de la turbina eólica.

**[0024]** Más específicamente, como se muestra, una de las entradas del modelo 102 basado en la física puede incluir una o más condiciones de operación de la turbina eólica 10. En determinados modos de realización, la o las condiciones de operación pueden incluir al menos una de entre una salida de potencia, un ángulo de pitch, una velocidad del generador o cualquier otra condición de operación de la turbina eólica 10. Además, el o los sensores 46, 48 descritos en el presente documento se pueden considerar para medir la o las condiciones de operación y

pueden incluir cualquier sensor adecuado, incluyendo, pero sin limitarse a, acelerómetros, galgas extensométricas, sondas de proximidad o similares. Además, el o los sensores 46, 48 pueden estar localizados en cualquier localización adecuada a lo largo de cada una de las palas de rotor 22 y/o distribuidos por el rotor 18.

5 **[0025]** Además, otra entrada 104 del modelo basado en la física 102 puede incluir un momento de desequilibrio de rotor, un par de potencia y/o un par de eje de la turbina eólica 10. Más específicamente, en determinados modos de realización, el o los momentos de desequilibrio de rotor 104 pueden incluir un momento de desequilibrio de rotor filtrado, tal como un momento de desequilibrio de rotor de pitch (por ejemplo, un momento D del eje), un momento de desequilibrio de rotor de inclinación (un momento Q del eje), y/o cualquier combinación de los mismos.

10 **[0026]** Otra entrada 106 más del modelo basado en la física 102 puede incluir el ángulo acimut de rotor 18. Debe entenderse que el "ángulo acimut" como se describe en el presente documento abarca en general la posición de una de las palas de rotor 22 en la dirección circunferencial 122 del eje de rotación de turbina eólica 124, con el ángulo acimut de rotor  $\varphi$  definido como  $0^\circ$  en el caso en el que la pala de rotor 22 está localizada en la dirección vertical hacia arriba (definida por el eje vertical 126) o en la dirección más cercana a la misma (FIG. 5). Volviendo a la FIG. 4, una entrada 110 adicional del modelo basado en la física 102 puede incluir también coeficientes aerodinámicos y/o las derivadas parciales del momento en el sentido del borde de la pala y/o el momento en el sentido de batimiento de la pala.

20 **[0027]** Como tal, el modelo basado en la física 102 del sistema 100 está configurado para determinar una velocidad individual del viento para cada una de las palas de rotor 22 de la turbina eólica 10 en base a las entradas. Más específicamente, como se muestra en las FIGS. 4 y 6, el modelo basado en la física 102 incluye un filtro de Kalman extendido 108. Como se usa en el presente documento, un filtro de Kalman (también conocido como estimador cuadrático lineal), se refiere en general a un algoritmo que usa una serie de mediciones observadas a lo largo del tiempo, que típicamente contienen ruido estadístico y/u otras inexactitudes, y produce estimaciones de variables desconocidas que tienden a ser más precisas que las basadas en una sola medición. Más específicamente, en determinados modos de realización, los filtros de Kalman usan inferencias bayesianas y estiman una distribución de probabilidad conjunta sobre las variables para cada período de tiempo. Como tal, en determinados modos de realización, el filtro de Kalman 108 se puede configurar para determinar la velocidad individual del viento para cada una de las palas de rotor 22 de la turbina eólica 10 en base a una o más de las entradas, por ejemplo, en base a las Ecuaciones (1)-(5) a continuación:

$$M_{f1} \cos(\varphi) + M_{f2} \cos(\varphi + 120) + M_{f3} \cos(\varphi + 240) = M_y \quad \text{Ecuación (1)}$$

35 
$$M_{f1} \sin(\varphi) + M_{f2} \sin(\varphi + 120) + M_{f3} \sin(\varphi + 240) = M_x \quad \text{Ecuación (2)}$$

$$M_{fi} = F(V_i, \theta_i, \lambda_i) \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$M_f W_f = PE \quad \text{Ecuación (4)}$$

40 
$$M_f = G(V_i, \theta_i, \lambda_i) \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde  $M_{f1}$  es el momento de la aleta de la raíz de pala para una primera pala de rotor,

45  $M_{f2}$  es el momento de la aleta de la raíz de pala para una segunda pala de rotor,

$M_{f3}$  es el momento de la aleta de la raíz de pala para una primera pala de rotor,

50  $\varphi$  es el ángulo acimut de rotor,

$M_y$  es el

$M_x$  es el

55  $M_{fi}$  es el momento de la aleta de la raíz de pala de una de las palas de rotor 22,

$V_i$  es la velocidad individual del viento de una de las palas de rotor 22,

60  $\theta_i$  es el ángulo de pitch individual de cada una de las palas de rotor 22,

$\lambda_i$  es la ratio de velocidad de punta individual de cada una de las palas de rotor 22,

$M_r$  es el momento de desequilibrio de rotor del rotor 18,

$W_r$  es la velocidad del rotor de la turbina eólica 10,

PE es la energía eléctrica,

5  $\theta_a$  es el ángulo de pitch medio de las palas de rotor 22,

$\lambda_a$  es la ratio de velocidad de punta medio de una de las palas de rotor 22,

10 **[0028]** Además, la FIG. 6 ilustra una vista esquemática de un modo de realización de características específicas del filtro Kalman 108 conectadas entre sí. Más específicamente, para el modo de realización ilustrado, la turbina eólica 10 incluye tres palas de rotor 22, a saber, Pala 1, Pala 2 y Pala 3. Además, en 128 y 130, el modelo para el filtro Kalman 108 está configurado para desacoplar las influencias de la dinámica rotatoria (es decir, dependiente del ángulo acimut) y no rotatoria de las palas de rotor 22 en la estructura restante de la turbina para crear un modelo lineal. Como tal, en determinados modos de realización, la etapa de determinar la velocidad individual del viento para cada pala del rotor 22 de la turbina eólica 10 puede incluir la utilización de una pluralidad de sensores instalados en un marco rotativo de la turbina eólica 10 o en un marco fijo de la turbina eólica 10. Por tanto, la dinámica de núcleo 132, que se refiere a la dinámica no rotativa, se puede separar de la dinámica rotativa secundaria no lineal acimutal rápida variable en el tiempo (es decir, aquellos componentes fuera del recuadro punteado 132). Por consiguiente, el sistema 100 incluye un modelo unificado de gran ancho de banda de la o las palas de rotor 22 y el buje 20, el rotor 18 y/o la dinámica de tren de accionamiento 134 y la dinámica de torre 136.

25 **[0029]** En referencia de nuevo a la FIG. 4, una vez que el filtro de Kalman extendido 108 determina las velocidades de viento específicas de pala 112 para cada una de las palas de rotor 22, el sistema 100 está configurado para mapear 114 las velocidades de viento específicas de pala que varían en el tiempo para cada una de las palas de rotor 22 en un plano de rotor para determinar o crear una distribución de velocidad de viento espacial tridimensional 115 para la turbina eólica 10. En modos de realización adicionales, el sistema 100 también puede incluir el posprocesamiento 116 de la distribución espacial de velocidad de viento 115 para determinar una o más condiciones de carga 118 de la turbina eólica 10, incluyendo, pero sin limitarse a, cizalladura vertical del viento, cizalladura horizontal del viento, un perfil de cizalladura exponencial, una dirección de guiñada, una desviación de la torre, una turbulencia temporal, una detección de estela parcial o cualquier otra condición de carga. Por ejemplo, en determinados modos de realización, al usar la información que varía en el tiempo del campo de viento espacial 115, se puede determinar la turbulencia en diversas localizaciones del plano de rotor y se puede usar la distribución de la turbulencia para comprender la estela parcial (es decir, la porción de la turbina eólica 10 bajo la influencia de la estela de una turbina vecina).

35 **[0030]** En modos de realización adicionales, dichas condiciones de carga se pueden usar para implementar una acción de control 120 en la turbina eólica 10. Como tal, el sistema 100 de la presente divulgación está configurado para estimar las velocidades del viento de las palas individuales y proporcionar información del campo de viento espacial al controlador 26 de modo que la turbina eólica 10 pueda funcionar con un impacto mínimo debido a las condiciones extremas del viento. Por ejemplo, la distribución espacial de velocidad de viento 115 con el ángulo acimut  $\phi$  se puede usar para mejorar el control del desequilibrio del rotor y las cargas de fatiga óptimas.

45 **[0031]** En referencia ahora a la FIG. 7, se ilustra un procedimiento 150 para controlar una turbina eólica, por ejemplo, la turbina eólica 10 de la FIG. 1. En diversos modos de realización, se debería apreciar que el procedimiento 150 divulgado se puede realizar automáticamente por el controlador de turbina 26. Por ejemplo, el controlador de turbina 26 puede estar provisto de instrucciones adecuadas legibles por ordenador que, cuando se implementan, configuran el controlador 26 para transmitir señales de control que implementan el procedimiento 150. Más específicamente, como se muestra en 152, el procedimiento 150 puede incluir monitorear, a través de uno o más sensores (por ejemplo, sensores 46, 48), una o más condiciones de operación de la turbina eólica 10. Como se mencionó, en determinados modos de realización, la o las condiciones de operación pueden incluir al menos una de entre una salida de potencia, un ángulo de pitch, una velocidad del generador o cualquier otra condición de operación de la turbina eólica 10. Como se muestra en 154, el procedimiento 150 también incluye determinar, por medio de uno o más sensores, un ángulo acimut de rotor 104 (por ejemplo,  $\phi$ ). Además, el procedimiento 150 puede incluir además determinar un momento en el sentido del borde de la pala y/o un momento en el sentido de batimiento de la pala para cada una de las palas de rotor 22 de la turbina eólica 10 y determinar al menos uno de entre los coeficientes aerodinámicos o derivadas parciales del momento en el sentido del borde de la pala y/o un momento en el sentido de batimiento de la pala.

60 **[0032]** Por tanto, como se muestra en 156, el procedimiento 150 también incluye determinar, por medio del modelo basado en la física 102, una velocidad individual del viento para cada una de las palas de rotor 22 de la turbina eólica 10 en base, al menos en parte, a una o más condiciones de operación, el momento de desequilibrio de rotor y/o el ángulo azimut de rotor. Además, el procedimiento 150 puede incluir la determinación de la velocidad individual del viento para cada pala de rotor 22 de la turbina eólica 10 en base, al menos en parte, a los coeficientes aerodinámicos y/o derivadas parciales del momento en el sentido del borde de la pala y/o el momento en el sentido de batimiento de la pala. En otro modo de realización, la etapa de determinar la velocidad individual del viento para

cada pala de rotor 22 de la turbina eólica 10 puede incluir estimar la velocidad individual del viento para cada pala de rotor 22 de la turbina eólica 10 en base a una pluralidad de mediciones distribuidas de galgas extensométricas.

5 **[0033]** Como se muestra en 158, el procedimiento 150 incluye además determinar una distribución espacial de velocidad de viento de la turbina eólica 10 en base, al menos en parte, a las velocidades individuales de viento para cada una de las palas de rotor 22 de la turbina eólica 10. En otro modo de realización, la etapa de determinar la distribución espacial de velocidad de viento de la turbina eólica 10 en base a las velocidades individuales de viento para cada una de las palas de rotor 22 de la turbina eólica 10 puede incluir el mapeo acimutal de las velocidades individuales de viento para cada una de las palas de rotor 22 de la turbina eólica 10 en un plano de rotor para crear la distribución espacial de velocidad de viento.

15 **[0034]** Por tanto, como se muestra en 160, el procedimiento 150 incluye controlar la turbina eólica 10 en base, al menos en parte, a la distribución espacial de velocidad de viento. Más específicamente, en determinados modos de realización, el procedimiento 150 puede incluir además estimar una o más condiciones de carga de la turbina eólica 10 y controlar la turbina eólica 10 en base, al menos en parte, a una o más condiciones de carga de la turbina eólica 10. Más específicamente, en dichos modos de realización, la o las condiciones de carga de la turbina eólica 10 pueden incluir una cizalladura del viento vertical, una cizalladura del viento horizontal, un perfil de cizalladura exponencial, una dirección de guiñada, una desviación de la torre, una turbulencia temporal, una detección de estela parcial, o cualquier otra condición de carga.

25 **[0035]** Más específicamente, el controlador de turbina 26 se puede configurar para implementar una o más acciones de control dependiendo de las velocidades de viento específicas que varían en el tiempo de cada pala de rotor 22. La o las acciones de control descritas en el presente documento pueden incluir cualquier acción de control adecuada para reducir el impacto negativo de las condiciones del viento que actúan sobre la turbina eólica 10. Por ejemplo, en varios modos de realización, la acción de control puede incluir reducir o aumentar temporalmente la potencia de la turbina eólica 10 para permitir que las cargas que actúan sobre o más de los componentes de la turbina eólica 10 se reduzcan o controlen de otro modo. El aumento de potencia de la turbina eólica, tal como mediante el aumento de potencia del par, puede ralentizar temporalmente la turbina eólica 10 y actuar como freno para ayudar a reducir las cargas. La reducción de potencia de la turbina eólica 10 puede incluir reducción de velocidad, reducción del par o una combinación de ambos. Además, la turbina eólica 10 puede reducir la potencia reduciendo la velocidad y aumentando el par, lo que puede ser beneficioso para mantener la potencia. En otro modo de realización, la turbina eólica 10 puede reducir su potencia pitchando 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 30 para alterar el ángulo de pitch de cada pala de rotor 22 entre -10 grados (es decir, una posición de potencia de la pala de rotor 22) y 90 grados (es decir, una posición en bandera de la pala de rotor 22). En otro modo de realización más, la turbina eólica 10 puede reducir su potencia temporalmente modificando la demanda del par en el generador 24. En general, la demanda del par se puede modificar usando cualquier procedimiento, proceso, estructura y/o medio adecuados conocidos en la técnica. Por ejemplo, en un modo de realización, la demanda del par en el generador 24 se puede controlar usando el controlador 26 transmitiendo una señal/comando de control adecuado al generador 24 para modular el flujo magnético producido dentro del generador 24.

45 **[0036]** Esta descripción escrita usa ejemplos para divulgar la invención, incluyendo el modo preferente, y también para permitir que cualquier experto en la técnica ponga en práctica la invención, incluyendo fabricar y usar cualquier dispositivo o sistema y realizar cualquier procedimiento incorporado. El alcance patentable de la invención está definido por las reivindicaciones y puede incluir otros ejemplos que se les ocurran a los expertos en la técnica. Se pretende que dichos otros ejemplos estén dentro del alcance de las reivindicaciones si incluyen elementos estructurales que no difieran del lenguaje literal de las reivindicaciones.

50

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (150) para controlar una turbina eólica (10) que tiene un rotor (18) con una pluralidad de palas de rotor (22) montadas en el mismo, comprendiendo el procedimiento:
  - 5 determinar (156), por medio de un modelo basado en la física (102) programado en un controlador (26), una pluralidad de velocidades individuales de viento (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) en base, al menos en parte, a una o más condiciones de operación de la turbina eólica y al menos uno de entre un momento de desequilibrio de rotor (104) o un ángulo acimut de rotor (106) del rotor (18), en el que el modelo basado en la física (102) comprende además un filtro Kalman extendido (108);
  - 10 mapear (158), por medio del controlador (26), la pluralidad de velocidades individuales de viento (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) en un plano de rotor para crear una distribución de velocidad de viento espacial (115); y
  - 15 controlar (160), por medio del controlador (26), la turbina eólica (10) en base, al menos en parte, a la distribución de velocidad de viento espacial (115).
2. El procedimiento (150) de la reivindicación 1, que comprende además determinar al menos uno de entre un momento de desequilibrio de rotor (104), un par de potencia o un par de eje de la turbina eólica (10) y determinar, por medio del modelo basado en la física (102), las velocidades individuales de viento (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) en base, al menos en parte, a al menos uno del momento de desequilibrio de rotor (104), el par de potencia o el par de eje de la turbina eólica (10).
- 25 3. El procedimiento (150) de la reivindicación 2, en el que el al menos un momento de desequilibrio de rotor (104) comprende al menos uno de entre un momento de desequilibrio de rotor de cabeceo (104) o un momento de desequilibrio de rotor de inclinación.
- 30 4. El procedimiento (150) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la una o más condiciones de operación comprenden al menos uno de entre una potencia de salida, un ángulo de pitch o una velocidad del generador.
5. El procedimiento (150) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además:
  - 35 determinar al menos uno de entre un momento en el sentido del borde de la pala ("edgewise") y/o un momento en el sentido de batimiento de la pala ("flapwise") para cada una de las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10),
  - 40 determinar al menos uno de entre los coeficientes aerodinámicos o derivadas parciales de al menos uno de entre el momento en el sentido del borde de la pala y/o el momento en el sentido de batimiento de la pala, y
  - 45 determinar la pluralidad de velocidades individuales de viento (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) en base, al menos en parte, a los coeficientes aerodinámicos o derivadas parciales de al menos uno de entre el momento en el sentido del borde de la pala y/o el momento en el sentido de batimiento de la pala.
6. El procedimiento (150) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que determinar la pluralidad de velocidades individuales de viento (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) comprende además utilizar una pluralidad de sensores (46, 48) instalados en al menos uno de entre un marco rotativo de la turbina eólica (10) o un marco fijo de la turbina eólica (10).
7. El procedimiento (150) de cualquier reivindicación anterior, que comprende además estimar una o más condiciones de carga de la turbina eólica (10) en base a la pluralidad de velocidades individuales de viento para cada una de las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) y controlar la turbina eólica (10) en base, al menos en parte, a una o más condiciones de carga de la turbina eólica (10).
- 55 8. El procedimiento (150) de la reivindicación 7, en el que la una o más condiciones de carga de la turbina eólica (10) comprenden al menos una de entre una cizalladura vertical del viento, una cizalladura horizontal del viento, un perfil de cizalladura exponencial, una dirección de guiñada, una desviación de la torre, una turbulencia temporal o una detección de estela parcial.
- 60 9. El procedimiento (150) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la determinación de las velocidades individuales de viento (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) comprende además estimar una pluralidad de velocidades individuales de viento para cada una de las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) en base a una pluralidad de mediciones distribuidas de galgas extensométricas.
- 65

10. Un sistema (100) para controlar una turbina eólica (10) que tiene un rotor con una pluralidad de palas de rotor (22) montadas en el mismo, comprendiendo el sistema:
- 5 uno o más sensores (46, 48) configurados para medir una o más condiciones de operación de la turbina eólica (10); y
- un controlador (26) acoplado comunicativamente con uno o más sensores (46, 48), el controlador (26) configurado para realizar una o más operaciones, comprendiendo la una o más operaciones:
- 10 determinar, por medio de un modelo basado en la física (102) programado en el controlador (26), una pluralidad de velocidades individuales de viento (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) en base a una o más condiciones de operación y al menos uno de entre un momento de desequilibrio de rotor (104) o un ángulo acimut de rotor (106), en el que el modelo basado en
- 15 la física (102) comprende además un filtro Kalman extendido (108)
- mapear la pluralidad de las velocidades de viento individuales (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) en un plano de rotor para crear una distribución de velocidad de viento espacial (115), y
- 20 controlar la turbina eólica (10) en base, al menos en parte, a la distribución de velocidad de viento espacial (115).
11. El sistema (100) de la reivindicación 10, en el que la una o más condiciones de operación comprenden al menos uno de entre una salida de potencia, un ángulo de pitch o una velocidad del generador.
- 25 12. El sistema (100) de las reivindicaciones 10 u 11, en el que el al menos un momento de desequilibrio de rotor (104) comprende al menos uno de entre un momento de desequilibrio de rotor de cabeceo (104) o un momento de desequilibrio de rotor de inclinación (104).
- 30 13. El sistema (100) de las reivindicaciones 10, 11 o 12, en el que la una o más operaciones comprenden además:
- determinar al menos uno de entre un momento en el sentido del borde de la pala y/o un momento en el sentido de batimiento de la pala para cada una de las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10),
- 35 determinar al menos uno de entre los coeficientes aerodinámicos o derivadas parciales de al menos uno de entre el momento en el sentido del borde de la pala y/o el momento en el sentido de batimiento de la pala, y
- 40 determinar las velocidades individuales de viento (112) para las palas de rotor (22) de la turbina eólica (10) en base, al menos en parte, a los coeficientes aerodinámicos o derivadas parciales de al menos uno de entre el momento en el sentido del borde de la pala y/o el momento en el sentido de batimiento de la pala.

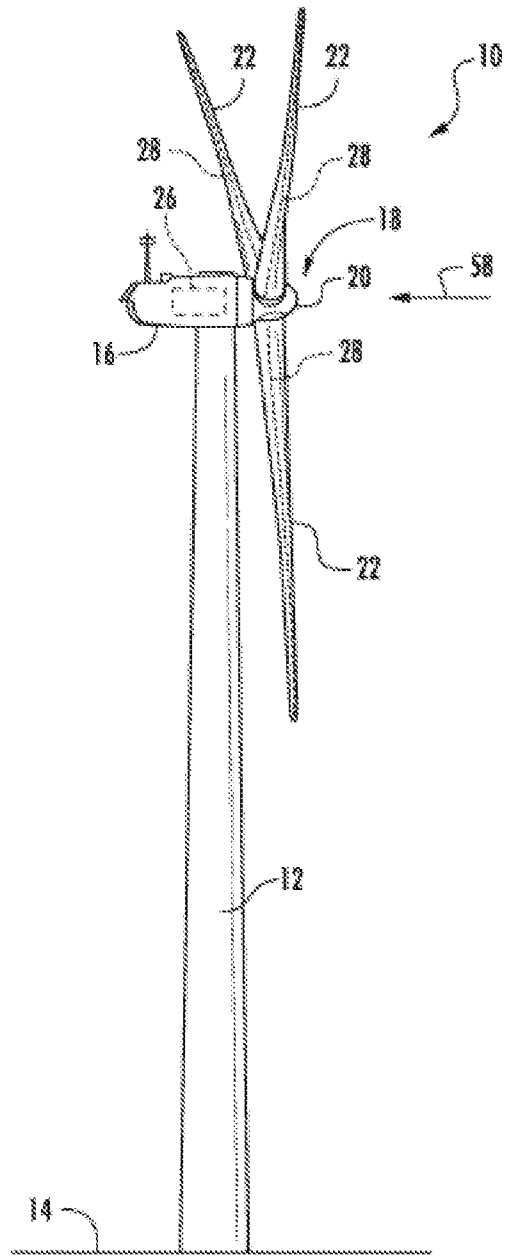
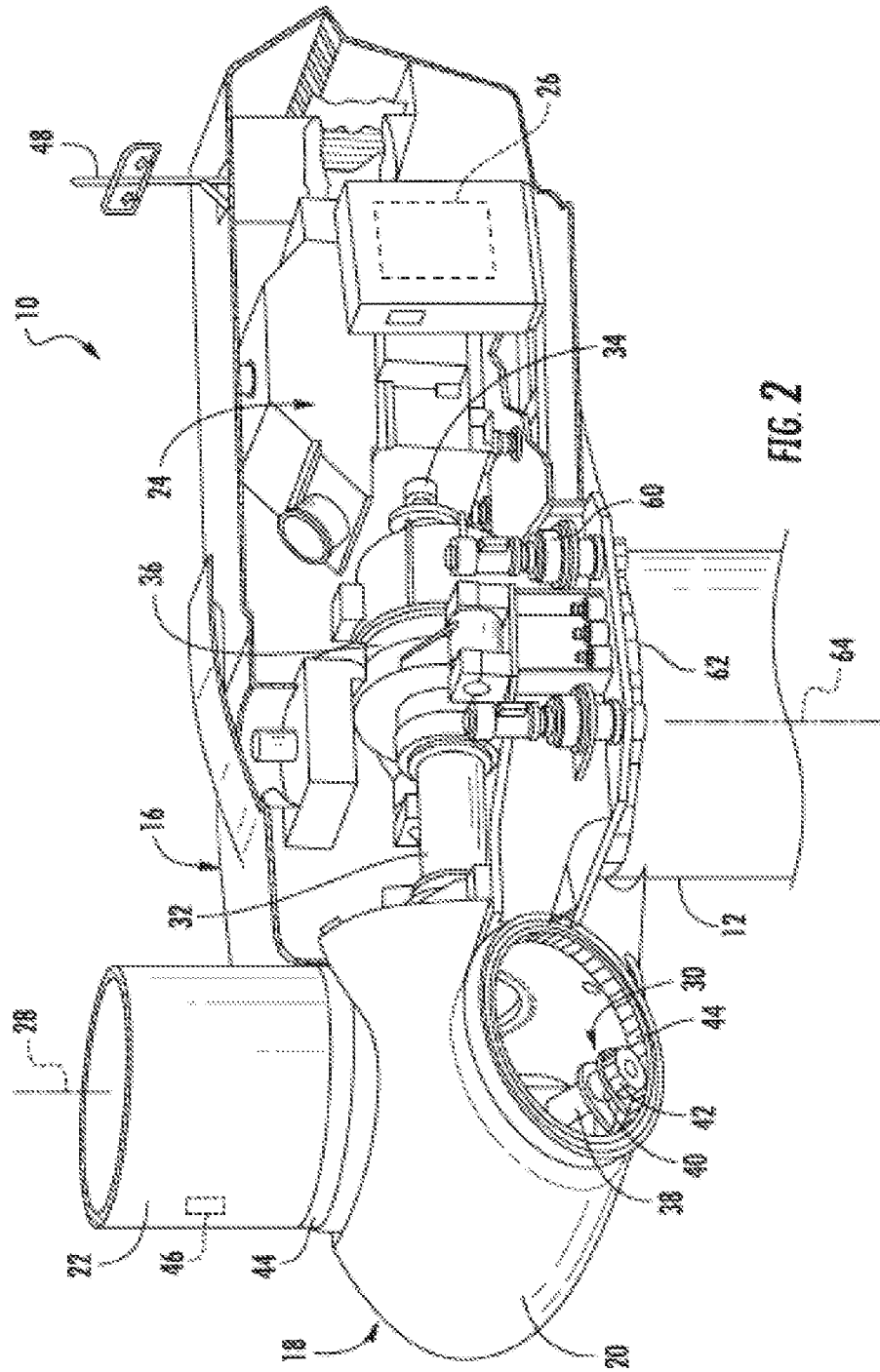
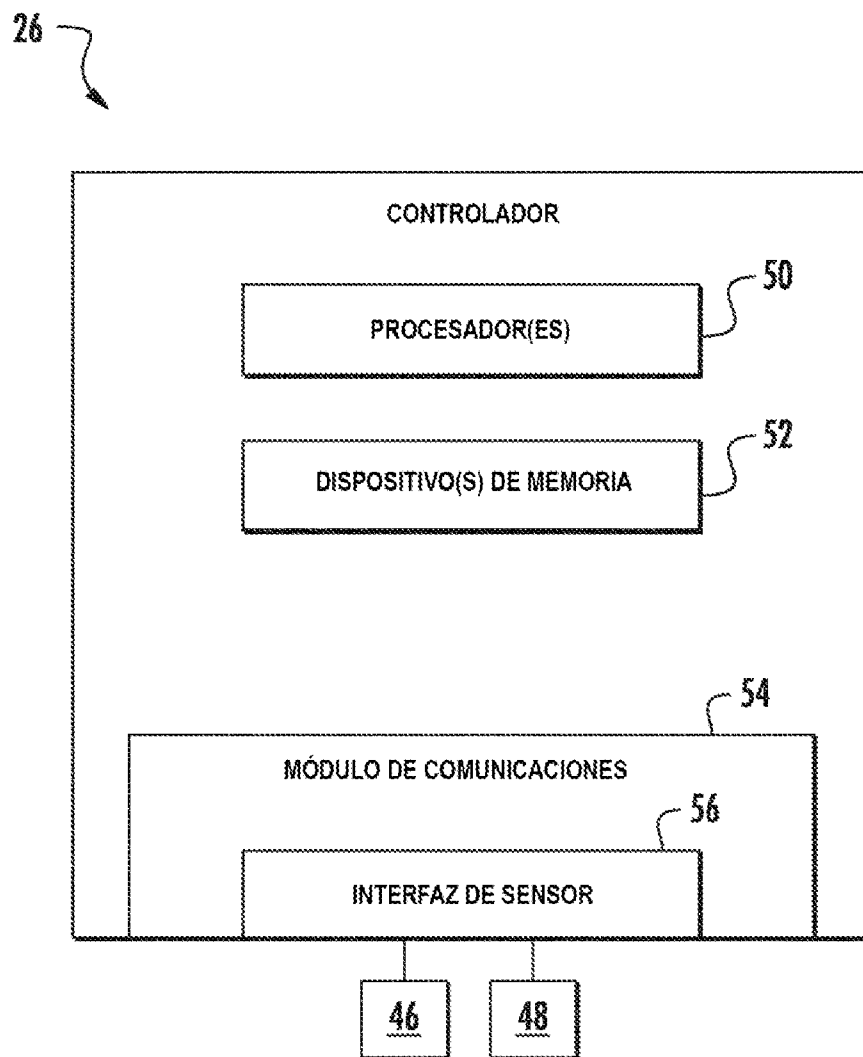


FIG. 1





**FIG. 3**

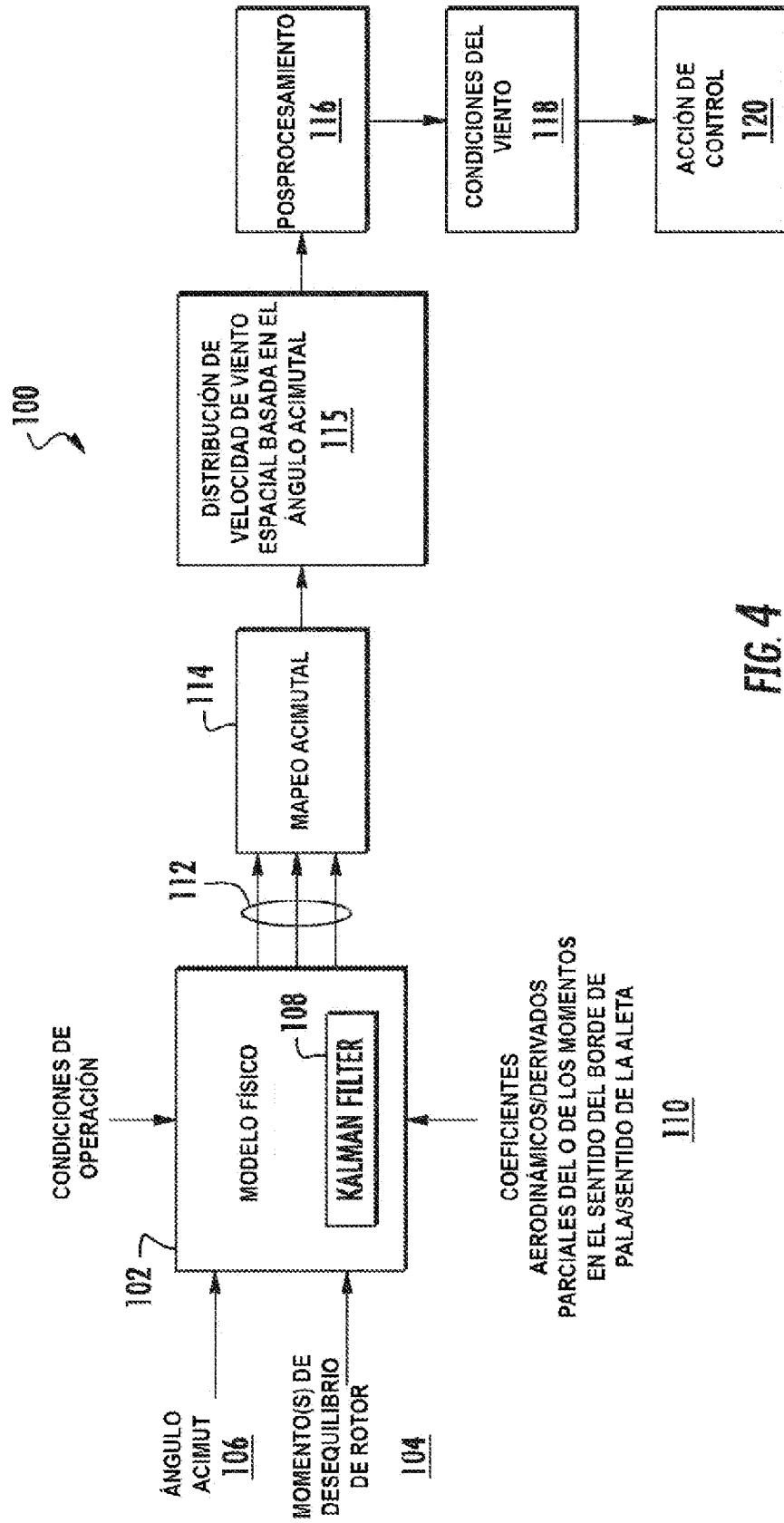


FIG. 4

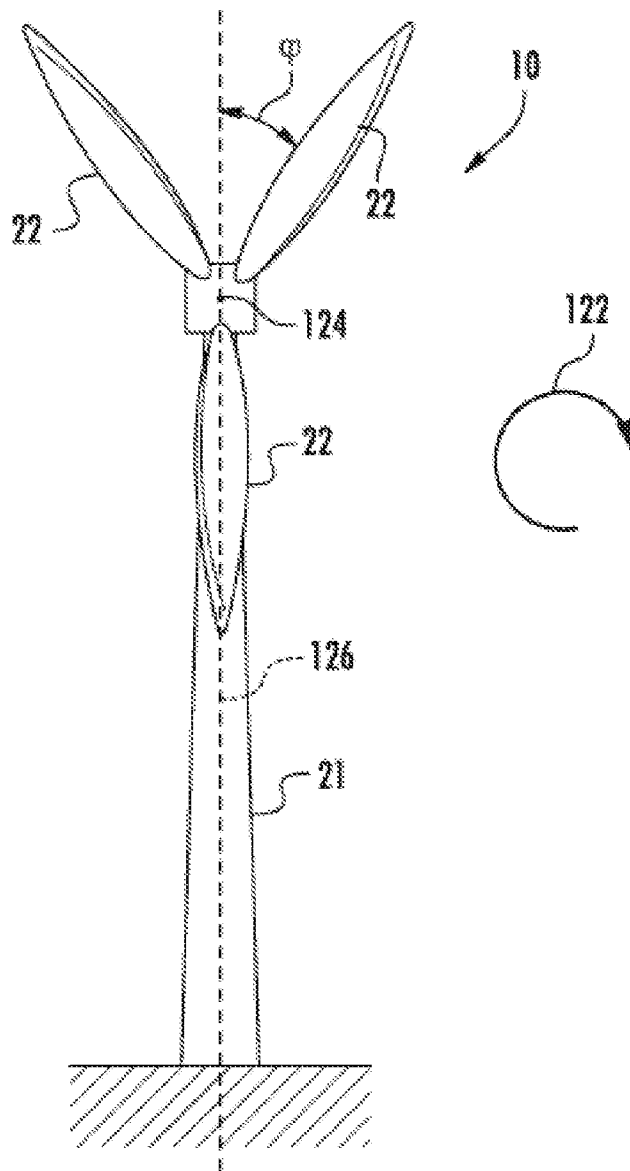


FIG. 5

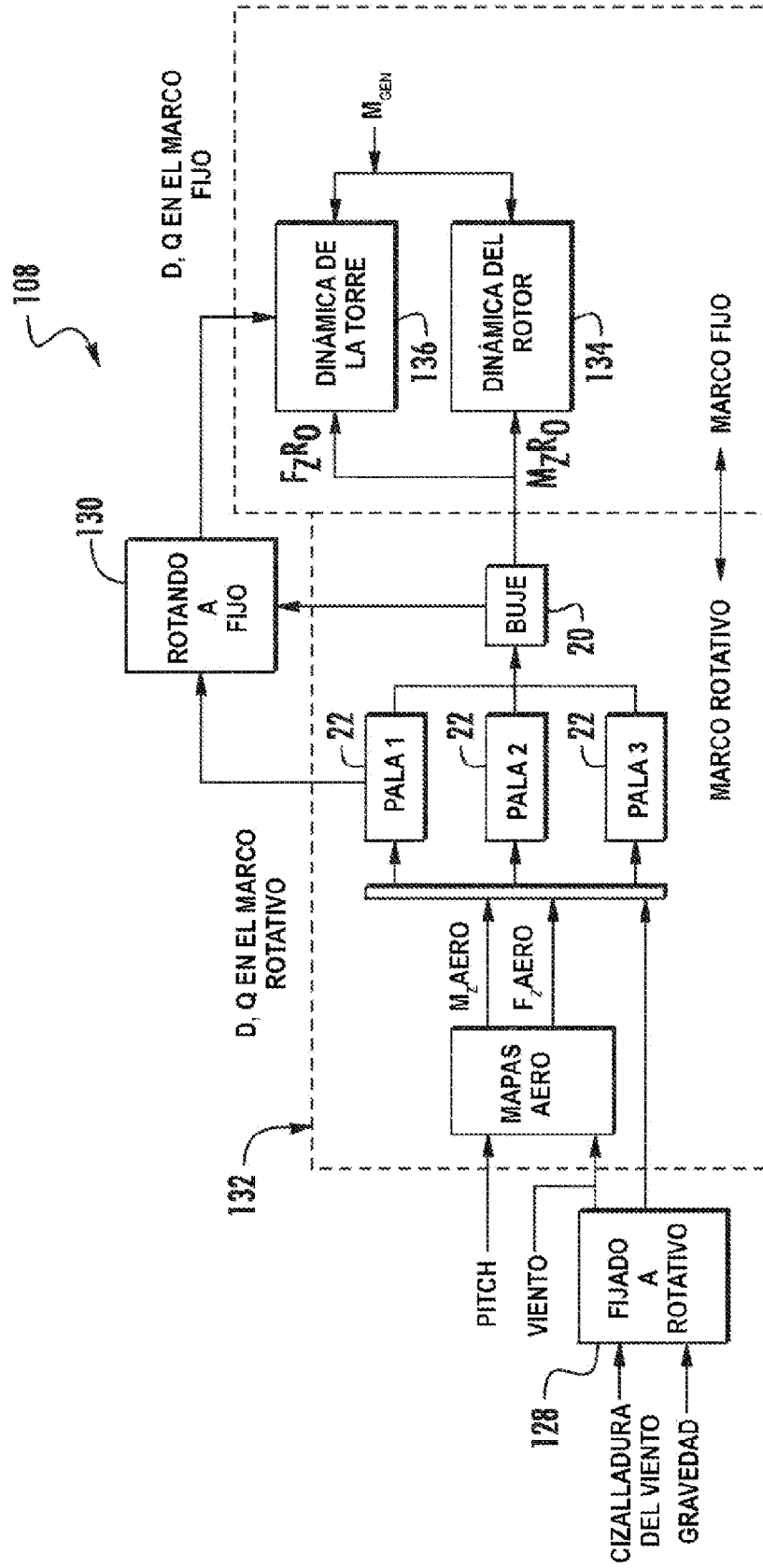


FIG. 6

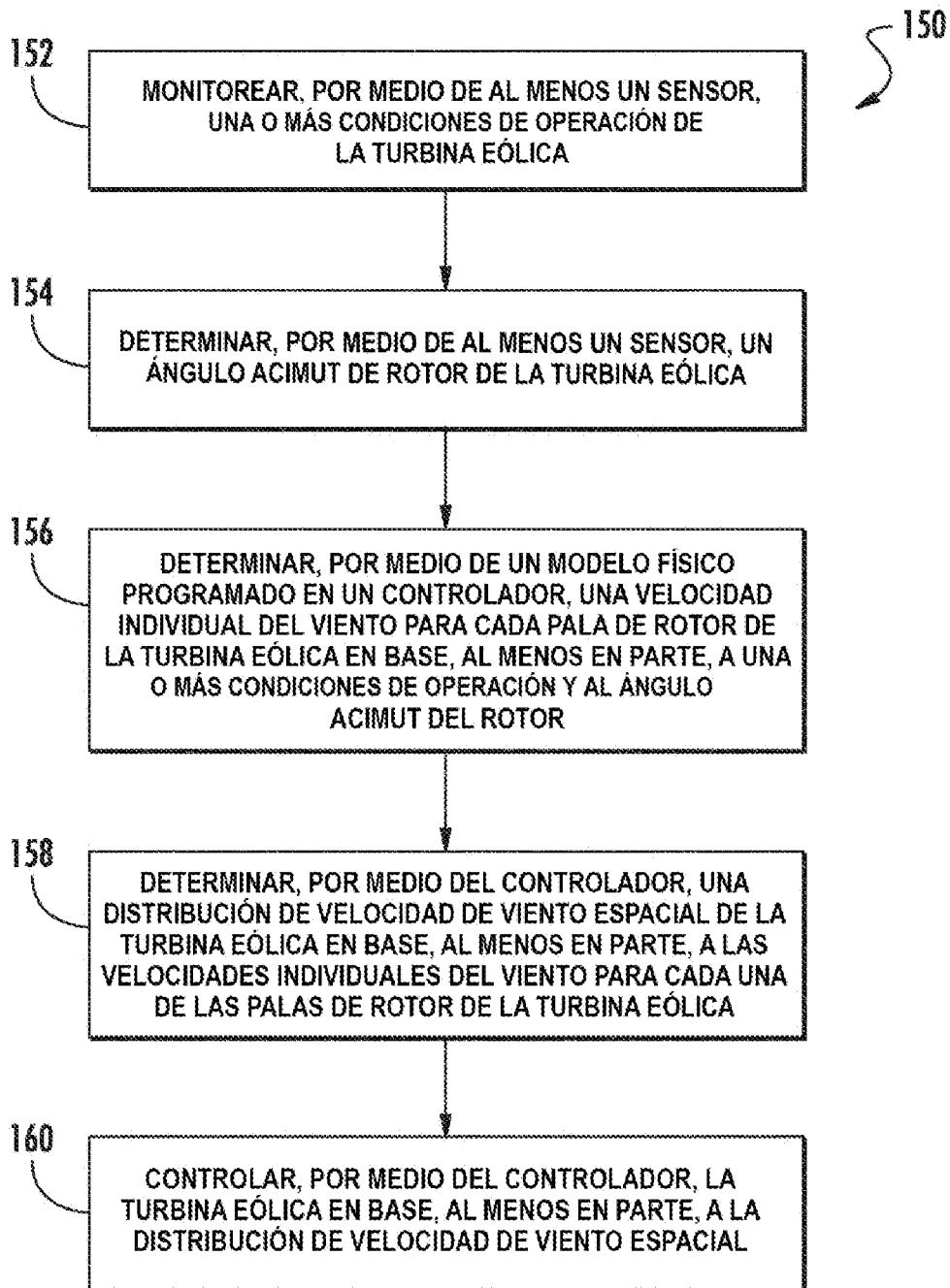


FIG. 7