

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 857 736**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **07.04.2017 PCT/DK2017/050111**

87 Fecha y número de publicación internacional: **12.10.2017 WO17174094**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.04.2017 E 17717076 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **24.02.2021 EP 3440348**

54 Título: **Método y sistema para controlar una turbina eólica para gestionar vibraciones de pala en el sentido del borde**

30 Prioridad:

08.04.2016 DK 201670211

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

29.09.2021

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

ØSTERGAARD, KASPER ZINCK;

BRØDSGAARD, MARTIN y

HOVGAARD, TOBIAS GYBEL

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 857 736 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

Método y sistema para controlar una turbina eólica para gestionar vibraciones de pala en el sentido del borde

Campo técnico

Aspectos de la invención se refieren a un método y sistema para controlar una turbina eólica y, más específicamente, para identificar y gestionar vibraciones inaceptables en palas de la turbina eólica.

Antecedentes

Las turbinas eólicas están diseñadas para funcionar de manera fiable y segura en una amplia gama de condiciones de viento. Sin embargo, a pesar de las prácticas de diseño meticuloso algunas condiciones de viento pueden dar como resultado oscilaciones de los componentes de turbina eólica, particularmente las palas. Tales oscilaciones pueden comprometer el funcionamiento fiable de la turbina eólica, y este es particularmente el caso si las oscilaciones coinciden con frecuencias de resonancia de la turbina eólica. Dado que las oscilaciones de resonancia pueden conducir a daños en los componentes de turbinas eólicas, se hace mucho esfuerzo para medir vibraciones potencialmente peligrosas de componentes y para mitigar su efecto. Una vibración de este tipo se describe en "Local blade whirl and global rotor whirl interaction", Thristrup Petersen, J *et al.* (Dinamarca – Forskningscenter Risoe, Risoe – R; n.º1067(EN)).

Una fuente de vibración que actualmente no se entiende, se mide o se gestiona particularmente bien es la vibración de palas de turbina eólica en el sentido del borde. La vibración en el sentido del borde en determinadas frecuencias puede provocar daños a las palas, pero también a otros componentes de la turbina eólica.

Algunos intentos de cuantificar la vibración en el sentido del borde se han hecho usando sensores incorporados en las palas. Sin embargo, es necesario un gran número de sensores que a menudo son caros y que tienen que incorporarse en la pala cuidadosamente para no obstaculizar otros elementos como sistemas de protección contra rayos. Adicionalmente, para turbinas eólicas más antiguas, la modernización de los sensores es mucho más cara y puede comprometer la estructura de la pala. Se describen métodos conocidos de funcionamiento de una turbina eólica en el documento EP2431605A1.

El objetivo de la presente invención es abordar al menos algunas de las cuestiones mencionadas anteriormente.

Sumario de la invención

Según un aspecto de la invención se proporciona un método para controlar una turbina eólica que comprende al menos una pala de rotor, y al menos un acelerómetro alojado dentro de una góndola o una torre de la turbina eólica. El método comprende: determinar una frecuencia de modo de vórtice para la turbina eólica; medir una señal de aceleración que es indicativa del movimiento de la góndola de la turbina eólica; determinar un espectro de frecuencias de la señal de aceleración medida en la proximidad de la frecuencia de modo de vórtice determinada; determinar un valor característico que sea representativo del contenido energético de la señal de aceleración medida que tiene el espectro de frecuencias determinado; y realizar al menos una acción de control si el valor característico supera un umbral predeterminado. El método también puede comprender determinar una frecuencia de modo de vórtice adicional y realizar las etapas mencionadas anteriormente en relación con esa frecuencia de modo de vórtice adicional.

La invención también abarca un controlador para un sistema de control de turbina eólica que comprende al menos un acelerómetro alojado dentro de una góndola o una torre de la turbina eólica y al menos una pala de rotor, en el que el controlador comprende un procesador, un módulo de memoria y un sistema de entrada/salida, y en el que la memoria incluye un conjunto de instrucciones de código de programa que cuando se ejecuta por el procesador, implementa un método tal como se definió anteriormente. Aspectos de la invención también residen en una turbina eólica que incorpora un controlador de este tipo, y un producto de programa informático descargable desde una red de comunicaciones y/o almacenado en un medio legible por máquina, que comprende instrucciones de código de programa para implementar un método tal como se definió anteriormente.

Ventajosamente, el método proporciona una técnica eficaz para monitorizar y gestionar vibraciones en el sentido del borde sin necesidad de acelerómetros montados en pala. Esto beneficia el funcionamiento seguro de la turbina eólica. El método usa solamente un solo acelerómetro montado en torre o en góndola, que puede implementarse fácilmente tanto en turbinas nuevas como antiguas.

La frecuencia de modo de vórtice puede determinarse dependiendo de una frecuencia de rotor medida y una frecuencia de vibración en el sentido del borde predeterminada de la pala de rotor.

La frecuencia o frecuencias de modo de vórtice determinada(s) puede(n) ser un modo de vórtice hacia delante y un modo de vórtice hacia atrás, ambos de los cuales pueden ser peligrosos para el funcionamiento seguro de la turbina

eólica en determinadas condiciones de viento. Es particularmente ventajoso que sea capaz de determinar la frecuencia de modo de vórtice hacia delante y hacia atrás independientemente, así como simultáneamente, ya que esto proporciona flexibilidad de control y permite la adaptación de la monitorización según las condiciones de viento.

5 La determinación del espectro de frecuencias puede comprender filtrar la señal de aceleración medida usando un filtro de paso de banda que tiene una frecuencia central que es igual a una o más de las frecuencias de modo de vórtice determinadas. Al filtrar la señal con un filtro de paso de banda, se separan por filtración algunas vibraciones de funcionamiento y otros contenidos de frecuencia, dejando un espectro de vibración particularmente útil que está sustancialmente compuesto por vibración en la región de la frecuencia de modo de vórtice. Por lo tanto, el proceso
10 "separa" el contenido de frecuencia en la aceleración de torre/góndola que puede considerarse atribuible a la vibración en el sentido del borde de las palas.

El filtro de paso de banda puede tener un ancho de banda de entre 0,1 Hz y 0,5 Hz. Este ancho de banda es especialmente adecuado para eliminar el ruido y vibraciones de funcionamiento.

15 El valor característico puede ser un valor de pico instantáneo. Alternativamente, el valor característico puede estar relacionado con la raíz de media cuadrática (RMS) del espectro de frecuencias.

20 El umbral puede determinarse en función del ángulo de paso de pala. El ángulo de paso de pala de una pala altera las características de vibración de esa pala, y determinar el umbral basándose en el ángulo de paso de pala garantiza que se identifiquen de manera precisa vibraciones inaceptables.

25 La acción de control puede realizarse si se supera el umbral durante más de un límite de tiempo predeterminado. Una ventaja de esto es reducir la probabilidad de implementar una acción de control en respuesta a vibraciones o movimientos transitorios o anómalos de la turbina.

30 La acción de control puede comprender generar un registro, que incluye el valor característico, la duración de la superación del umbral y el momento en el que se produjo la superación. La acción de control también puede comprender almacenar datos brutos de la superación para un análisis posterior y/o emitir una alerta a un sistema de notificación externo. Estas acciones de control permiten la monitorización continuada beneficiosa de la turbina eólica y análisis de casos de superación.

35 La acción de control puede comprender provocar que un ángulo de paso de pala de la o cada pala de rotor se mueva a un ángulo de paso de pala predeterminado que es diferente a un ángulo de paso de pala en el que se realizó la medición de aceleración. Al regular el paso de las palas a un ángulo de paso de pala predeterminado, es posible reducir beneficiosamente las vibraciones en la turbina eólica a niveles seguros.

40 La acción de control puede comprender cambiar una velocidad de rotación del rotor de manera que se alteran las frecuencias de modo de vórtice. La acción de control puede comprender, alternativamente, hacer funcionar un actuador con el fin de alterar un perfil de una pala usando una aleta unida al actuador. De manera similar a la regulación de paso de las palas, estas acciones de control actúan ventajosamente para reducir vibraciones a niveles seguros.

45 La acción de control puede comprender la implementación de un proceso de parada dentro de la turbina eólica o puede implicar, alternativamente, la reducción de potencia nominal de la turbina eólica para reducir su producción de potencia de alguna manera. La reducción de potencia nominal de la turbina eólica reducirá la excitación de las palas mediante lo cual se habilita que se gestionen las oscilaciones de pala, aunque una parada completa de la turbina eólica puede ser necesaria en determinadas condiciones de viento.

Breve descripción de los dibujos

50 Ahora se describirá la invención a modo de ejemplo con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 es una vista esquemática de una turbina eólica según una realización de la presente invención;

55 la figura 2 es una vista esquemática de los sistemas de la turbina eólica en la figura 1;

la figura 3 es una vista esquemática detallada de sistemas de un sistema de monitorización y control de sistema de turbina eólica en la figura 2;

60 la figura 4 es un diagrama que ilustra una sección transversal de una pala de rotor de turbina eólica;

la figura 5 es un diagrama de flujo que ilustra un proceso que rige la identificación de vibraciones en el sentido del borde de pala inaceptables de la turbina eólica de la figura 1; y

65 la figura 6 es un diagrama de flujo que ilustra un proceso que rige la determinación de frecuencias de modo de vórtice de la turbina eólica de la figura 1.

Descripción de realizaciones

5 La figura 1 muestra una turbina eólica 10 que comprende una torre 12 que soporta una góndola 14 en la que se monta un rotor 16. El rotor 16 comprende una pluralidad de palas de turbina eólica 18, en el que cada una de la pluralidad de palas de turbina eólica se extiende radialmente desde un buje central 20. En este ejemplo, el rotor 16 comprende tres palas 18, aunque otras configuraciones son posibles.

10 Haciendo referencia también a la figura 2, que ilustra la turbina eólica 10 a nivel de sistemas, la turbina eólica 10 comprende además una caja de cambios 22 y un sistema de generación de potencia 24 que incluye un generador 26 y un sistema de convertidor de potencia 28. Tal como se conoce, la caja de cambios 22 aumenta la velocidad de rotación del rotor 16 y acciona el generador 26 que, a su vez, alimenta la potencia generada a un sistema de convertidor 28. Normalmente, un sistema de este tipo estará basado en potencia eléctrica trifásica, aunque esto no es esencial. Se conocen otros diseños de turbinas eólicas, tales como los tipos "sin engranajes", también conocidos como "transmisión directa", así como los tipos de transmisión de "transmisión por correa".

15 La configuración precisa del generador 26 y el sistema de convertidor 28 no es fundamental para la invención y no se describirá en detalle. Sin embargo, para los presentes fines estos componentes pueden considerarse convencionales y, en una realización, puede basarse en una arquitectura de convertidor a escala completa (FSC) o una arquitectura de generador de inducción de doble alimentación (DFIG), aunque un experto en la técnica conocerá otras arquitecturas.

20 En la realización ilustrada, la salida de potencia del sistema de convertidor 28 de la turbina eólica 10 se transmite a una carga, que se muestra en el presente documento como la red eléctrica 30. El experto en la técnica será consciente de que existen diferentes opciones de conversión y transmisión de potencia, y se encontraría dentro de las capacidades del experto en la técnica especificar un sistema adecuado. Por tanto, este aspecto no se describe con más detalle en el presente documento.

25 La turbina eólica 10 comprende además un medio de control 32 que puede hacerse funcionar para monitorizar el funcionamiento de la turbina eólica 10 y emitir comandos a la misma para alcanzar un conjunto de objetivos de control. El medio de control 32 se muestra en la figura 2, como una visión general simplificada y esquemática de una pluralidad de unidades y módulos de control, y también en la figura 3, como un ejemplo más detallado de cómo unidades y módulos específicos pueden disponerse con el fin de facilitar el intercambio de datos entre los mismos.

30 El medio de control 32 comprende un procesador 34 configurado para ejecutar instrucciones que se almacenan en y se leen desde un módulo de memoria 36 y/o un almacenamiento de datos externo que forma parte de una red externa 38. Los datos de medición también pueden almacenarse en el módulo de memoria 36, y vuelven a usarse con el fin de ejecutar procesos según las instrucciones que está llevando a cabo el procesador 34.

35 El módulo de memoria 36 es específico del procesador 34 y datos/instrucciones pueden tanto leerse desde cómo escribirse en el módulo de memoria por el procesador 34. Por ejemplo, el procesador 34 puede almacenar un parámetro calculado como parte de un proceso, antes de leerlo desde el módulo de memoria 36 más adelante como parte del mismo u otro proceso. Además, los umbrales para las condiciones de parada y los datos de calibración también se almacenan dentro del módulo de memoria 36.

40 También pueden recibirse instrucciones y datos de sensores o controladores externos que forman parte de la red externa 38, y pueden emitirse alertas y/o datos registrados a través de la red externa 38 para almacenarse/mostrarse en una fuente externa para su análisis y monitorización remota.

45 Además, el procesador 34 está en comunicación con una pluralidad de sensores 40 que se disponen dentro de la turbina eólica 10. Por ejemplo, tal como se muestra en la figura 3, la pluralidad de sensores 40 puede comprender un acelerómetro de torre 42, un sensor de velocidad de rotor 44, un sensor de ángulo de paso de pala 46 y un sensor de ángulo de guiñada de góndola 48.

50 El medio de control 32 de la turbina eólica 10 también incluye al menos una unidad de control 50. En la configuración mostrada en la figura 3, se incluyen tres unidades de control 50. Hay una unidad de control de ángulo de paso de pala 52 para alterar el ángulo de paso de pala de las palas de rotor 18, una unidad de control de ángulo de guiñada de góndola 54 para alterar el ángulo de guiñada de la góndola 14, y una unidad de control de velocidad 56 que se usa para alterar la velocidad de rotor de la turbina eólica 10 usando un freno, por ejemplo, aunque esto también puede lograrse normalmente a través de control de convertidor y control de paso.

55 Se indicará que la figura 2 es una vista esquemática, por tanto la manera en la que los comandos se transfieren a los módulos no se muestra explícitamente. Sin embargo, se apreciará que puede proporcionarse el cableado adecuado para interconectar las unidades. Las interconexiones pueden ser conexiones directas o "punto a punto", o pueden formar parte de una red de área local (LAN) que se hace funcionar bajo un protocolo adecuado (CAN-bus o Ethernet, por ejemplo), y un ejemplo de esto se muestra en la figura 3. En esta representación, un CAN-bus 58 forma una

conexión central entre cada uno de los módulos (según un protocolo adecuado), permitiendo que los datos y comandos relevantes se intercambien entre cada uno de los módulos en consecuencia.

5 Debe apreciarse que, en lugar de usar cableado, los comandos de control también pueden transmitirse de manera inalámbrica a través de una red inalámbrica adecuada, por ejemplo, funcionando bajo los estándares WiFi™ o ZigBee™ (IEEE802.11 y 802.15.4 respectivamente).

10 Al monitorizar el funcionamiento de la turbina eólica 10, se solicitan instrucciones en la forma de código almacenado en el módulo de memoria 36 por el procesador 34 y se transfieren del módulo de memoria 36 al procesador 34 por el CAN-bus 58. El procesador 34 ejecuta un método de funcionamiento según las instrucciones, usando datos de los sensores 40, el módulo de memoria 36 y/o la red externa 38 intercambiados a través del CAN-bus 58. A su vez, el procesador 34 emite comandos a la(s) unidad(es) relevante(s) 50 para alterar la configuración de la turbina eólica 10 según el método que se ejecuta. Los comandos se implementan posteriormente por la(s) unidad(es) de control 50.

15 Debe apreciarse que una turbina eólica 10 incluiría más unidades de control 50, y la figura 3 solo se proporciona para ilustrar un ejemplo de una arquitectura de sistema en la que puede implementarse la invención.

20 Una función principal del medio de control 32 es controlar la generación de potencia de la turbina eólica 10 de modo que se optimice la producción de potencia en las condiciones eólicas actuales y según la generación de potencia demandada por un operario de red de transmisión. Sin embargo, además de sus principales tareas de control de potencia, el medio de control 32 puede hacerse funcionar para realizar una serie de funciones y soluciones de monitorización de diagnóstico y seguridad. En las realizaciones de la invención, una de estas funciones es identificar la presencia de vibraciones “en el sentido del borde” de pala inaceptables monitorizando fuerzas sobre la turbina eólica 10, y controlar la turbina eólica 10 en consecuencia. La identificación de vibraciones en el sentido del borde de pala es importante, ya que puede ayudar a prevenir daños en la turbina eólica 10 debido a la oscilación no deseada del rotor 16 durante el funcionamiento. Además, debe realizarse monitorización para garantizar que no se alcancen niveles peligrosos de vibración y para evaluar las condiciones en las que más a menudo se producen vibraciones en el sentido del borde de pala inaceptables.

30 Las vibraciones en el sentido del borde de palas de rotor se producen a lo largo de la longitud de la pala en la dirección en el sentido del borde, que es una de las dos direcciones principales en las que la pala vibra y oscila principalmente. La otra dirección principal de oscilación es en una dirección “en el sentido de la aleta”. Haciendo referencia a la figura 4, cuando se considera una pala de rotor 18 que tiene una sección de pala de exterior 60, indicada por líneas de puntos, y una raíz de pala circular 62, que tiene una circunferencia, las oscilaciones en la dirección en el sentido del borde provocan que la pala 18 se mueva con respecto a un eje en el sentido del borde 64 que se extiende generalmente a través de los bordes de salida y de entrada 66, 68 de la pala 18. Por lo tanto, el eje en el sentido del borde 64 es sustancialmente perpendicular al eje longitudinal 69 de la pala 18. De manera similar, las oscilaciones en la dirección en el sentido de la aleta provocan que la pala se mueva con respecto a un eje en el sentido de la aleta 70 que se extiende a través de las superficies superior e inferior 72, 74 de la pala y es sustancialmente perpendicular tanto al eje longitudinal 69 como al eje en el sentido del borde 64 de la pala 18.

45 La excitación de una pala debido al flujo de aire alrededor de la misma puede provocar que la pala oscile tanto en la dirección en el sentido del borde como en el sentido de la aleta. La oscilación en el sentido de la aleta a menudo se monitoriza y se amortigua fácilmente, mientras que la gestión de la oscilación en el sentido del borde es más difícil. Esto se debe a que la superficie aerodinámica a lo largo de las superficies superior e inferior 72, 74 tiende a amortiguar oscilaciones en la dirección en el sentido de la aleta, mientras que hay menos amortiguación por sí misma de la pala en la dirección en el sentido del borde. Además, puede no ser fácil tomar acciones directas para reducir la vibración en el sentido del borde de la misma manera que puede implementarse cuando se mide una vibración en el sentido de la aleta inaceptable.

50 Cuando el rotor 16 está girando, las oscilaciones de las palas 18 con respecto a sus ejes en el sentido del borde pueden provocar el movimiento de la pala 18 en el mismo plano que el plano de rotación del rotor 16. Se apreciará que el árbol de rotor de hecho está montado en uno de sus extremos y no está soportado en el extremo de buje, donde se unen las palas. Dado que la oscilación en los bordes de las palas excita el rotor con una fuerza que es transversal a su eje longitudinal, en condiciones de resonancia este puede dar como resultado que el eje de rotación del árbol de rotor describa un patrón errático de movimiento. Este fenómeno se conoce como “vórtice”.

60 El patrón aparentemente complejo de movimiento del rotor es el resultado de dos vectores de fuerza de rotación de manera circular que se generan por el comportamiento oscilatorio combinado de las palas. Un primer vector de fuerza rota en la misma dirección de rotación que el rotor pero a una frecuencia más alta (vector de fuerza progresiva) y un segundo vector de fuerza que rota en un sentido opuesto al del rotor y a una frecuencia más baja (vector de fuerza regresiva). El resultado de los vectores de fuerza regresiva y progresiva de rotación en sentido contrario es un vector de fuerza que traza una trayectoria elíptica, cuando se ve en un marco de referencia de rotación alineado con el rotor.

65 La diferencia de fase entre las oscilaciones en el sentido del borde de las palas determina si el vórtice se produce en el mismo sentido que la rotación de rotor, que se conoce generalmente como vórtice hacia delante o “modo de vórtice

hacia delante”, o si el vórtice se produce en un sentido opuesto al de la rotación de rotor, que se conoce generalmente como vórtice hacia atrás o “modo de vórtice hacia atrás”.

Como se apreciará, el vórtice del árbol de rotor imparte fuerzas laterales a la góndola a través del rotor y por lo tanto provoca que se balancee de lado a lado. Este movimiento puede detectarse monitorizando el comportamiento de la góndola o parte superior de la torre, y el movimiento por encima de determinado nivel puede considerarse indicativo de las palas que oscilan de manera inaceptable en la dirección en el sentido del borde. Es este movimiento el que los inventores han apreciado que puede usarse para identificar y cuantificar las vibraciones en el sentido del borde de pala y para tomar medidas atenuantes.

Las figuras 5 y 6 son diagramas de flujo de procesos según realizaciones de la invención. La figura 5 es un diagrama de flujo de un proceso 100 mediante el cual pueden calcularse los modos de giro hacia delante y hacia atrás. La figura 6 es un diagrama de flujo de un proceso 200 para controlar una turbina eólica 10, basándose en la identificación de vibraciones en el sentido del borde inaceptables en las frecuencias de modo de vórtice. Los procesos pueden implementarse usando las arquitecturas de sistema explicadas en las figuras 2 y 3.

Este proceso 100 de la figura 5 se inicia en la etapa 102, y en la segunda etapa 104, la velocidad de rotor se mide mediante el sensor de velocidad de rotor. Se crea una serie temporal de la velocidad de rotor medida durante un período de medición predeterminado por el sensor y, en la siguiente etapa del proceso 106, se aplica un filtro de paso bajo a la medición de serie temporal de velocidad de rotor. Mediante la aplicación de un filtro de paso bajo, se obtiene una señal de velocidad de rotor promedio.

A partir de la velocidad de rotor promedio, se calcula una frecuencia de rotación 108. El proceso pasa a la siguiente etapa 110, donde, usando un valor predeterminado de frecuencia en el sentido del borde 112 y la frecuencia de rotación 108, las frecuencias de modo de vórtice pueden mapearse 110. La frecuencia en el sentido del borde 112 es la frecuencia a la que las palas de rotor 18 vibran en la dirección en el sentido del borde, y es un parámetro conocido de las palas de rotor 18 que se almacena y vuelve a usarse desde un módulo de memoria interna 36. El valor de frecuencia en el sentido del borde 112 puede calcularse usando varias técnicas, por ejemplo, puede calcularse basándose en modelos estructurales del tipo de pala específico usado en la turbina eólica o puede determinarse mediante el sometimiento ese tipo de pala específico a un procedimiento de ensayo diseñado para identificar la frecuencia en el sentido del borde natural (frecuencia propia) de la pala.

En una realización, se prevé que el mapeo 110 de la frecuencia en el sentido del borde a frecuencias de modo de vórtice primera y segunda sea una resta y una suma de las dos frecuencias componentes, es decir, la primera frecuencia de modo de vórtice se calcula restando la frecuencia de rotación 108 a partir de la frecuencia en el sentido del borde 112, y la segunda frecuencia de modo de vórtice se calcula mediante la suma de la frecuencia de rotación y la frecuencia en el sentido del borde.

Tras la etapa de mapeo 110, se obtiene una primera y una segunda frecuencia de modo de vórtice, que corresponde a un modo de vórtice hacia delante y un modo de vórtice hacia atrás. Entonces, estas frecuencias de modo de vórtice se almacenan 114, 116 en el módulo de memoria 36 para su uso posterior, antes de que el proceso termine en la etapa 118. Se prevé que el proceso se repita continuamente para volver a calcular las frecuencias de modo de vórtice para garantizar que sean exactas.

Una vez calculadas las frecuencias de modo de vórtice, un proceso adicional 200, tal como se ilustra en la figura 6, usa las frecuencias de modo de vórtice determinadas para identificar oscilaciones en el sentido del borde de pala, tal como se describirá a continuación. En el caso de que estén presentes vibraciones en el sentido del borde de pala inaceptables durante el funcionamiento de la turbina eólica 10 e identificadas por el proceso 200 en la figura 6, pueden tomarse medidas para reducir las vibraciones y/o generar detalles del evento para futuros análisis o referencia.

Con referencia a la figura 6, el proceso 200 puede llevarse a cabo dentro del medio de control 32 de la turbina 10, por el procesador 34 que emite comandos de control a unidades de control 50, aunque debe apreciarse que el proceso 200 podría, en principio, implementarse en cualquier unidad de control electrónica adecuada de la turbina eólica.

El proceso 200 se inicia en la etapa 202, que puede ser cuando se ha iniciado la turbina eólica 10 pero antes de llegar a un estado de generación de potencia. Por tanto, el proceso 200 puede proporcionar un nivel de seguridad para verificar que las condiciones aceptables están presentes antes de poner en funcionamiento la turbina eólica 10 a una velocidad de funcionamiento.

Inicialmente, el proceso 200 avanza a lo largo de dos desviaciones simultáneamente. En una primera desviación 204, se recibe una frecuencia de modo de vórtice 206. La frecuencia de modo de vórtice se calcula según el proceso 100 mostrado en la figura 5, y vuelve a usarse a partir del módulo de memoria 36 por el procesador 34. En otra realización de la invención, la frecuencia de modo de vórtice puede ser un parámetro almacenado dentro del módulo de memoria que se ha calculado o predeterminado de alguna otra manera, por ejemplo, determinado durante el diseño de la pala y modelado del sistema de rotor.

Debido a una frecuencia de modo de vórtice hacia delante y una frecuencia de modo de vórtice hacia atrás que se calculan mediante el proceso 100 en la figura 5, y las frecuencias de modo de vórtice que tienen el potencial de diferir sustancialmente, ambas frecuencias de modo de vórtice pueden considerarse implementando dos de los procesos 200 simultáneamente. Sin embargo, para facilitar la comprensión, la siguiente descripción se basará en el análisis de datos relativos a una sola frecuencia de modo de vórtice.

Al haber recibido la frecuencia de modo de vórtice, el procesador 34 implementa, en la etapa 208, un filtro de paso de banda que tiene una frecuencia central establecida igual a la frecuencia de modo de vórtice. Un ancho de banda para el filtro puede ser un ancho de banda establecido para cada frecuencia de modo de vórtice, o puede variar según la frecuencia y/o velocidad del rotor. Sin embargo, se prevé que el ancho de banda del filtro esté en el intervalo de 0,1 Hz a 0,5 Hz, aunque es posible que puedan usarse anchos de banda menores o mayores dependiendo del resultado previsto.

En una segunda desviación inicial 210 del proceso 200, en la etapa 212, se mide una componente de aceleración de la torre en una dirección paralela al plano de rotor, es decir, transversal a un eje longitudinal de la góndola. La aceleración de la torre se mide 212 usando el acelerómetro 42 montado dentro o bien de la góndola 14 o bien de la torre 12. Se prevé que cuanto más alta sea la posición del acelerómetro en la torre, mejor se medirán las oscilaciones de góndola, por lo que actualmente se prefiere que un acelerómetro deba ubicarse hacia la parte superior de torre o en la góndola. El procesador 34 recibe una serie temporal de medición de aceleración durante un período de tiempo respectivo. El período durante el cual se realizan las mediciones puede variar según la velocidad del rotor 16 o puede ajustarse a un único valor. Las mediciones se realizan de manera continua por el acelerómetro usando una serie de ventanas de toma de muestras superpuestas, también denominada "media móvil". Una longitud de ventana típica sería de entre 1 y 5 segundos, con una frecuencia de toma de muestras de al menos 10 Hz. Pueden usarse otras técnicas de medición, como una técnica de promediación exponencial.

Entonces, la señal de aceleración de torre se filtra, en la etapa 214, usando el filtro de paso de banda. Algunas vibraciones de funcionamiento y otros contenidos de frecuencia se separan por filtración por el filtro de paso de banda, dejando una señal que está compuesta sustancialmente por vibración en la región de la frecuencia de modo de vórtice provocada por las vibraciones en el sentido del borde de las palas 18. De esta manera, el proceso determina, obtiene o calcula un espectro de frecuencias en el dominio temporal de la aceleración de torre medida en la proximidad de la frecuencia de modo de vórtice determinada. En efecto, este proceso reduce el alcance de la aceleración medida para considerar solo la región de la frecuencia de modo de vórtice.

En la etapa 216, se aplica una función a la aceleración filtrada para obtener un valor a partir de la aceleración que es representativo del contenido energético de la señal. La función se aplica tanto para eliminar el ruido en la señal como para permitir que la señal se compare posteriormente con un umbral predeterminado cuantificando el contenido energético de la señal en las frecuencias alrededor de las frecuencias de modo de vórtice. La función podría, por ejemplo, implementarse como una operación de raíz de media cuadrada aplicada recursivamente, o como un proceso similar que implica un filtro de paso bajo. Son posibles otras opciones para analizar el contenido energético. Por ejemplo, el valor de pico de la señal de aceleración podría evaluarse monitorizando la amplitud máxima de la aceleración en el intervalo de frecuencias de interés durante un período de tiempo predefinido. Una alternativa adicional sería convertir la señal de aceleración filtrada al dominio de frecuencia mediante una transformación de frecuencia apropiada (es decir, un algoritmo de transformada rápida de Fourier (FFT)) y luego evaluar la potencia de pico en una frecuencia dada o evaluar el contenido energético total del intervalo predeterminado de frecuencias, que es el área bajo la curva de FFT.

Entonces, se compara la señal de aceleración procesada, en la etapa 218, con un umbral predeterminado. En esta realización de la invención, el umbral puede ser un único valor predeterminado. Sin embargo, en otras realizaciones, el umbral puede depender de la velocidad de rotor o del ángulo de paso de pala.

Si el contenido energético de la señal filtrada supera el umbral, al menos se emite un comando de acción, en la etapa 222. En una realización alternativa, el procesador 34 solo emite el/los comando(s) de acción en respuesta a una superación del umbral durante al menos un período de tiempo predeterminado, lo que puede ayudar a determinaciones de falsos positivos. Alternativamente, algunos comandos pueden emitirse en función de la duración de la superación del umbral. Esto garantiza que las vibraciones anómalas y/o transitorias no impacten inadvertidamente en el funcionamiento de la turbina eólica.

Cuando un comando de acción se ha emitido correctamente, el proceso 200 se hace avanzar a la etapa 224, donde el proceso 200 finaliza, para repetirse en el siguiente ciclo. Si no se identifica ninguna superación del umbral 226, el proceso 200 finaliza en la etapa 224 sin emitir un comando de acción.

Se prevé que en una realización, el comando de acción comprende el procesador 34 que genera un registro de la superación identificada, que contiene información sobre el nivel de superación, el momento en que se superó el umbral y la duración durante la que se superó el umbral.

En una realización alternativa, podrá emitirse un comando de acción a las unidades de control 50 para alterar la

5 configuración de la turbina eólica 10 a fin de reducir la potencia nominal de la turbina eólica que debería tener el efecto de reducir la excitación de las palas, o incluso poner en marcha una parada completa si se determina que el rotor debe detenerse por completo para detener las oscilaciones de pala. El comando puede dirigirse específicamente para controlar la o cada pala de rotor para moverse a un ángulo de paso de pala predeterminado que es diferente a un ángulo de paso de pala en el que se realizó la medición de aceleración. En realizaciones alternativas el comando puede hacer funcionar un actuador para cambiar el perfil de la pala usando al menos una aleta unida a la pala. Pueden usarse otras técnicas para cambiar la velocidad de rotación del rotor, cambiando así las frecuencias de modo de vórtice.

10 En otra realización, el comando de acción puede comprender almacenar los datos brutos de la serie temporal de la superación en el módulo de memoria 36 de la turbina 10, o enviar los datos brutos a un módulo de memoria externo 36 para su análisis adicional por un módulo externo o supervisor.

15 Además, puede resultar ventajoso combinar los comandos de acción mencionados anteriormente. Un número de otras funciones de comando conocidas por el experto también pueden implementarse usando la arquitectura descrita en respuesta a una superación del valor umbral. Por ejemplo, también puede ser conveniente comparar cada medición con múltiples umbrales, emitiendo diferentes comandos y acciones de salida dependiendo de los umbrales que se superen. En este caso, el proceso ilustrado por el diagrama de flujo de la figura 5 tendría etapas adicionales para comparar los valores medidos con cada umbral por separado y o bien alterar el funcionamiento de la turbina eólica según las instrucciones establecidas para el umbral más alto superado, o emitir todos los comandos y acciones asociadas con cada umbral superado.

20 Por ejemplo, una señal de vibración puede compararse con tres umbrales, mediante los que el umbral más bajo se asocia con un registro del evento que se genera y se almacena en el módulo de memoria, el umbral medio se asocia con una notificación de alerta que se envía a un supervisor externo y el umbral más alto desencadena la ejecución de un procedimiento de parada para la turbina eólica. El proceso de la figura 6 puede alterarse de manera que la superación de un umbral provoca que el procesador implemente solo la acción asociada a ese umbral, o que implemente la acción asociada con el umbral superado y las acciones asociadas con todos los umbrales que están por debajo del umbral superado.

30 Los expertos en la técnica apreciarán que la invención se ha descrito solo a modo de ejemplo y que puede adoptarse una variedad de enfoques alternativos sin apartarse del alcance de la invención, tal como se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un método para controlar una turbina eólica (10) que comprende un rotor que tiene al menos una pala de rotor (18), y al menos un acelerómetro (42) alojado dentro de una góndola (14) o una torre (12) de la turbina eólica (10), en el que el método comprende:
- 5
- determinar (206) una frecuencia de modo de vórtice para la turbina eólica (10);
- medir (212) una señal de aceleración indicativa del movimiento de la góndola de la turbina eólica;
- 10
- determinar (214) un espectro de frecuencias de la señal de aceleración medida en la proximidad de la frecuencia de modo de vórtice determinada;
- determinar (216) un valor característico que sea representativo del contenido energético del espectro de frecuencias determinado; y
- 15
- realizar (218) al menos una acción de control si el valor característico supera un umbral predeterminado.
2. El método según la reivindicación 1, en el que la frecuencia de modo de vórtice se determina dependiendo de una frecuencia de rotor medida y una frecuencia de vibración en el sentido del borde predeterminada de la pala de rotor.
- 20
3. El método según la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el que la frecuencia de modo de vórtice determinada es una o más de un modo de vórtice hacia delante y un modo de vórtice hacia atrás.
- 25
4. El método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que determinar el espectro de frecuencias comprende filtrar la señal de aceleración medida usando un filtro de paso de banda que tiene una frecuencia central que es igual a una de las frecuencias de modo de vórtice determinadas.
- 30
5. El método según la reivindicación 4, en el que el filtro de paso de banda tiene un ancho de banda de entre 0,1 Hz y 0,5 Hz.
6. El método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el valor característico es un valor de pico instantáneo.
- 35
7. El método según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el valor característico está relacionado con la raíz de media cuadrática (RMS) del espectro de frecuencias.
8. El método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el umbral predeterminado se determina en función del ángulo de paso de pala.
- 40
9. El método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la acción de control comprende al menos una de las siguientes:
- 45
- generar un registro, que incluye el valor característico, la duración de la superación del umbral y el momento en el que se produjo la superación;
- almacenar datos brutos de la superación para su posterior análisis;
- 50
- emitir una alerta a un sistema de notificación externo.
10. El método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la acción de control comprende provocar que un ángulo de paso de pala de la o cada pala de rotor se mueva a un ángulo de paso de pala predeterminado que es diferente a un ángulo de paso de pala en el que se realizó la medición de aceleración.
- 55
11. El método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la acción de control comprende cambiar una velocidad de rotación del rotor de manera que se alteran las frecuencias de modo de vórtice.
12. El método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la acción de control comprende reducir la potencia de la turbina eólica o implementar un proceso de parada de la turbina eólica.
- 60
13. Un controlador para un sistema de control de turbina eólica que comprende al menos un acelerómetro alojado dentro de una góndola o una torre de la turbina eólica y al menos una pala de rotor, en el que el controlador comprende un procesador, un módulo de memoria y un sistema de entrada/salida, y en el que la memoria incluye un conjunto de instrucciones de código de programa que cuando se ejecutan por el procesador, implementan un método según las reivindicaciones 1 a 12.
- 65

14. Una turbina eólica que comprende el controlador según la reivindicación 13.
- 5 15. Un producto de programa informático descargable desde una red de comunicación y/o almacenado en un medio legible por máquina, que comprende instrucciones de código de programa para implementar un método según las reivindicaciones 1 a 12.

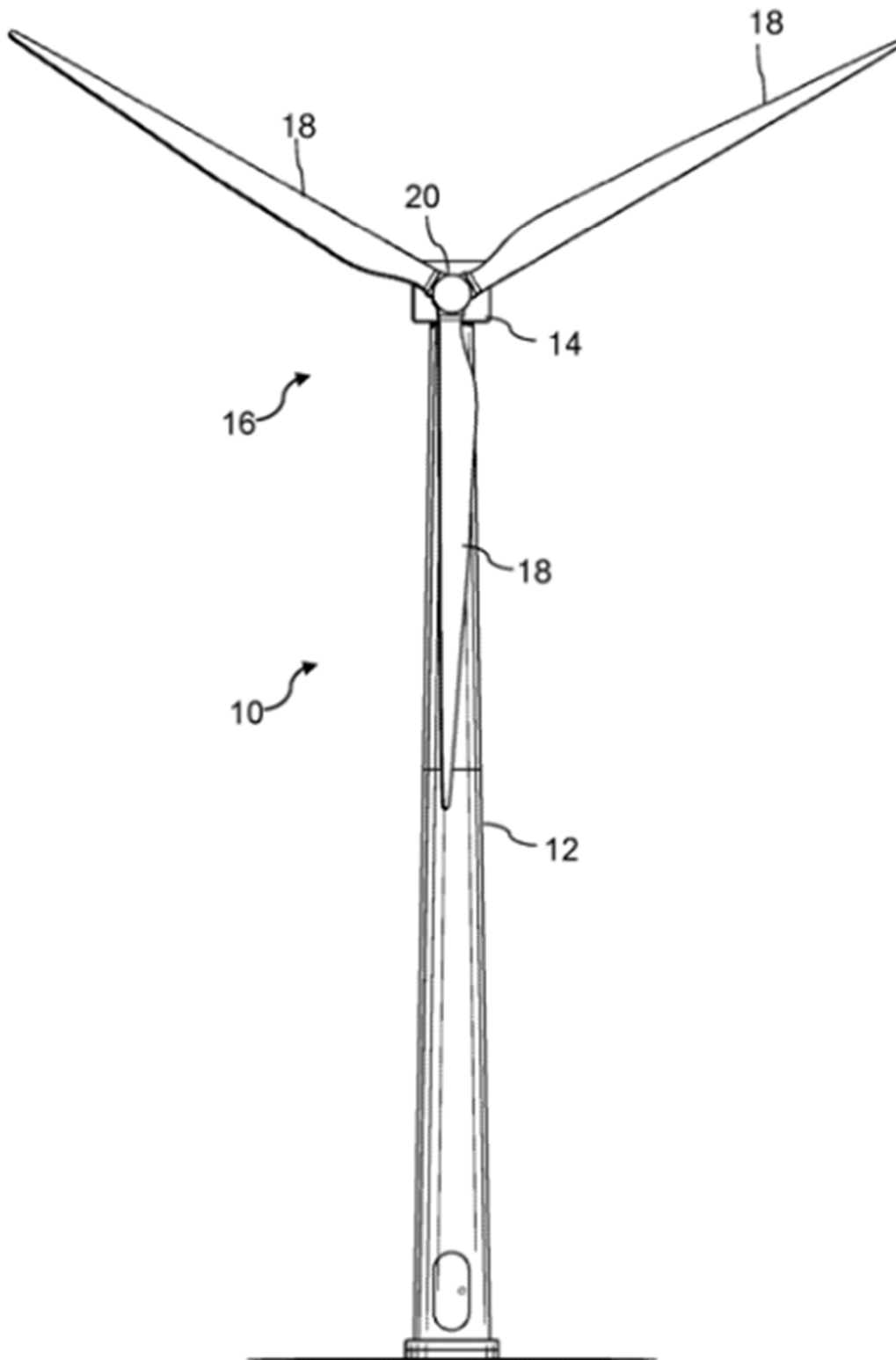


Fig. 1

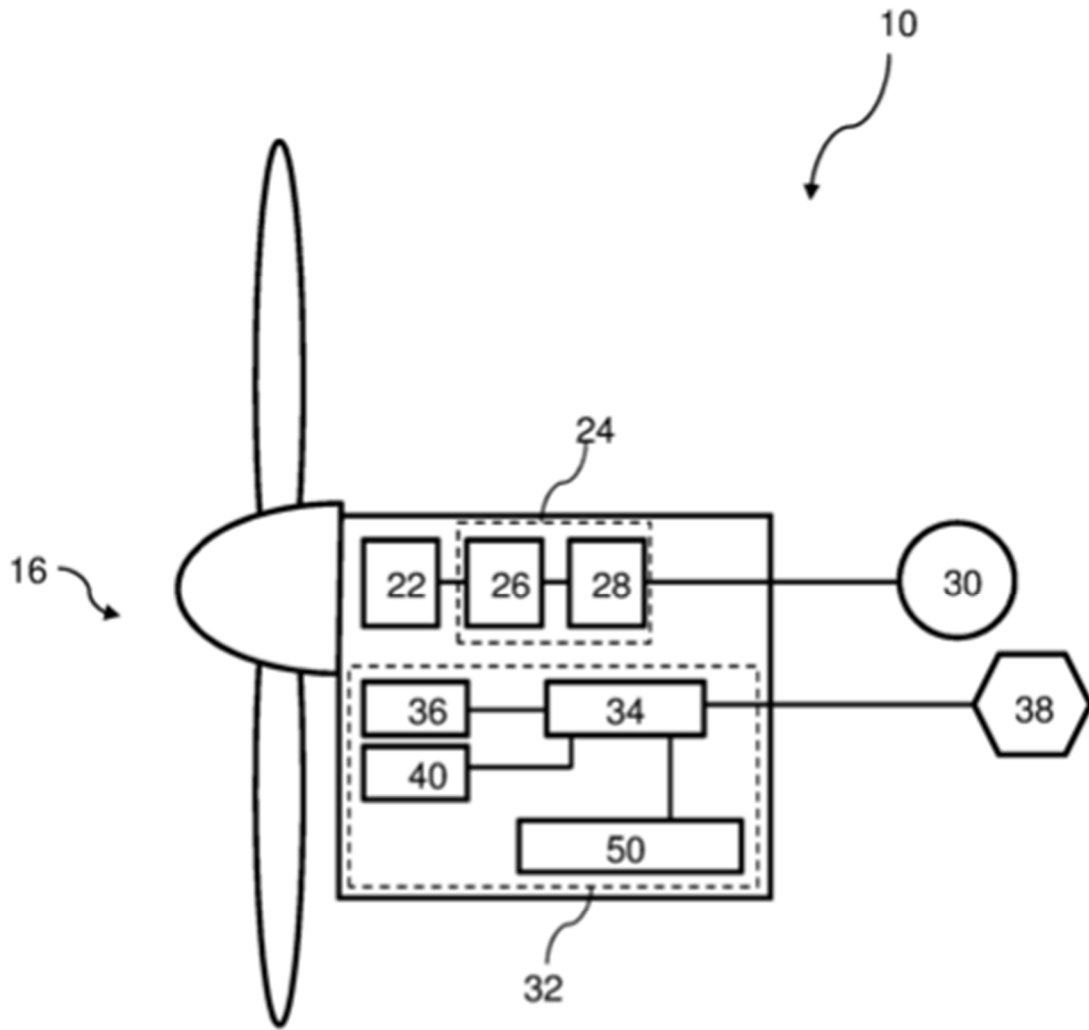


Fig. 2

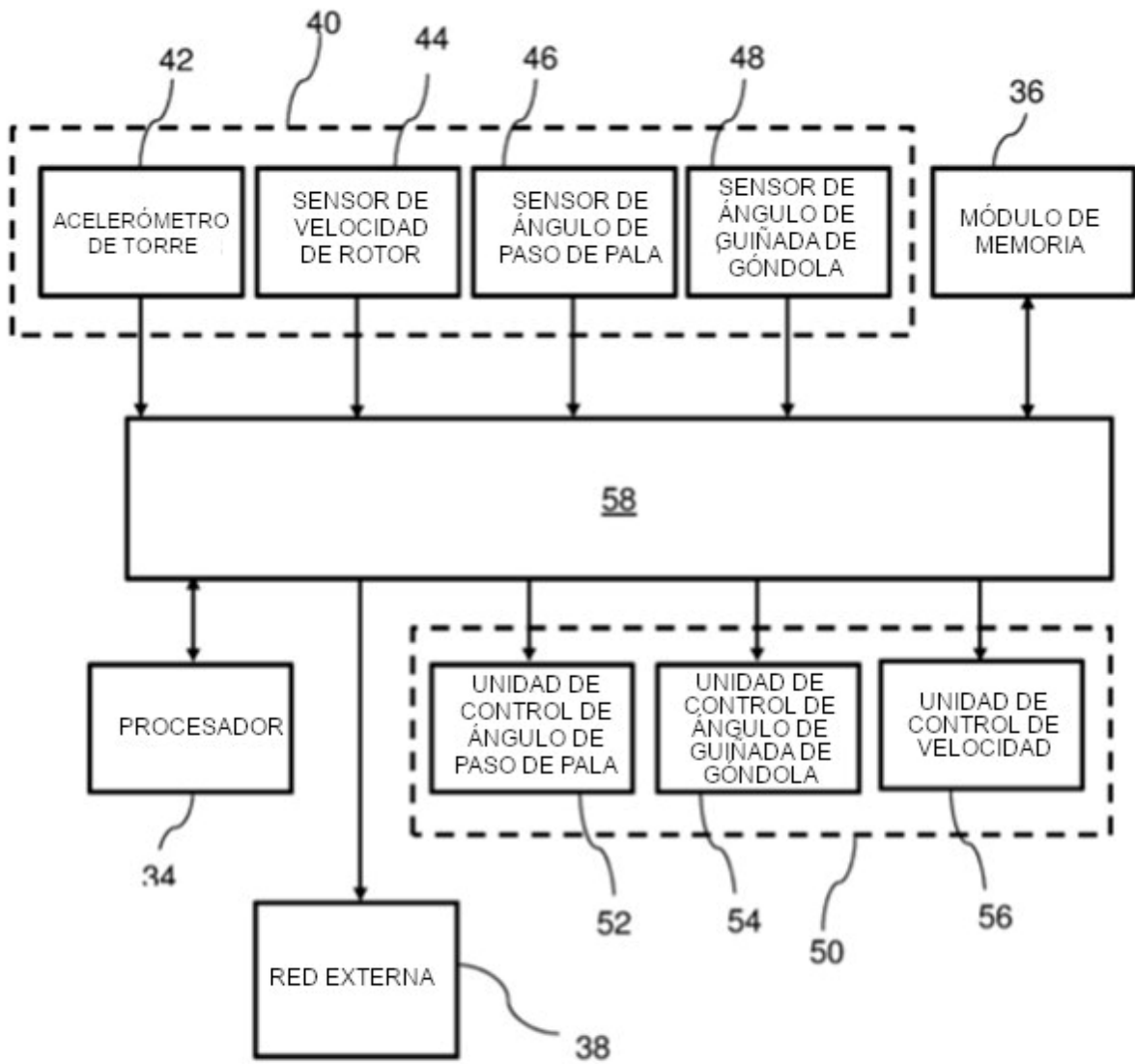


Fig. 3

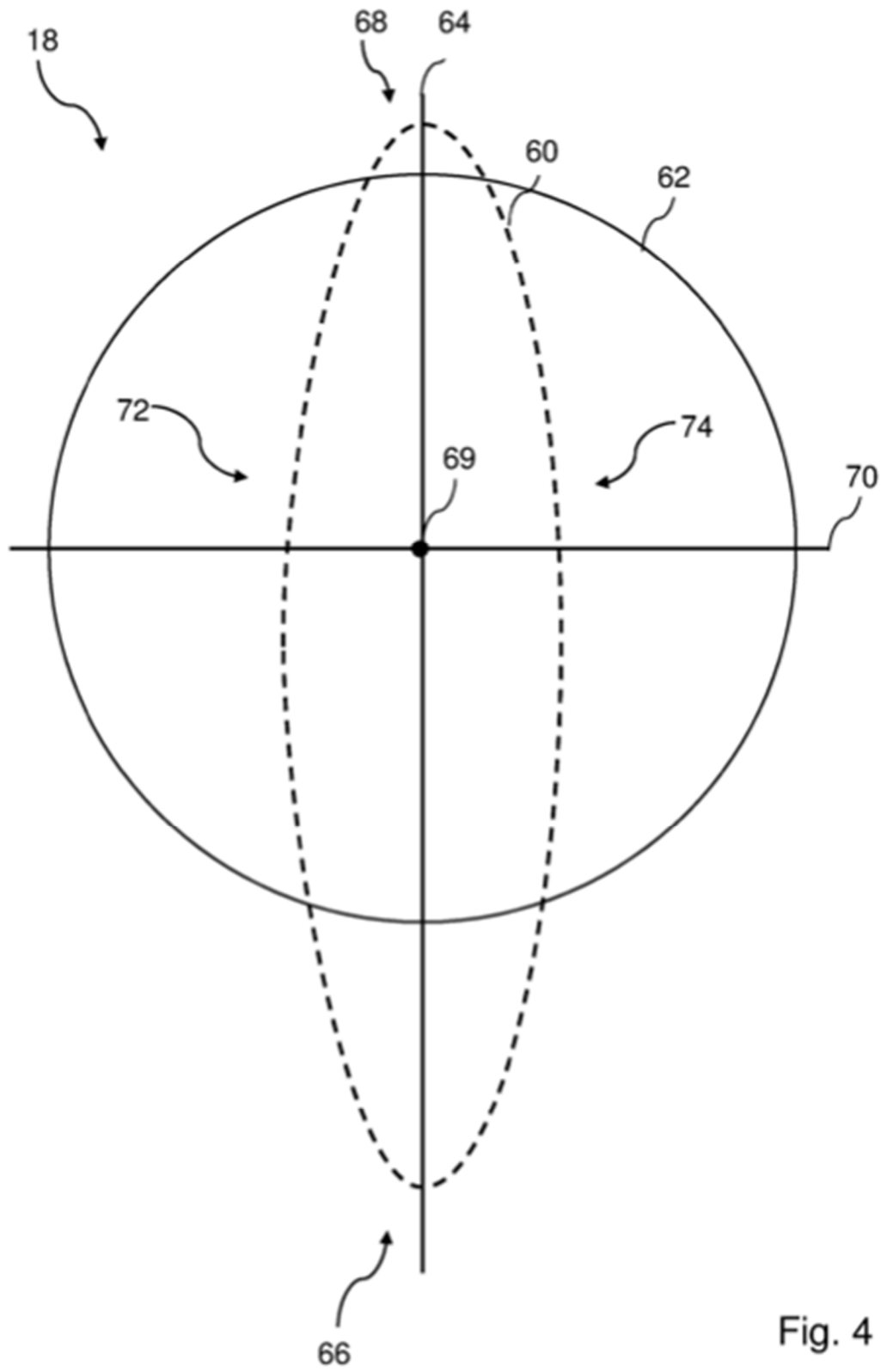


Fig. 4

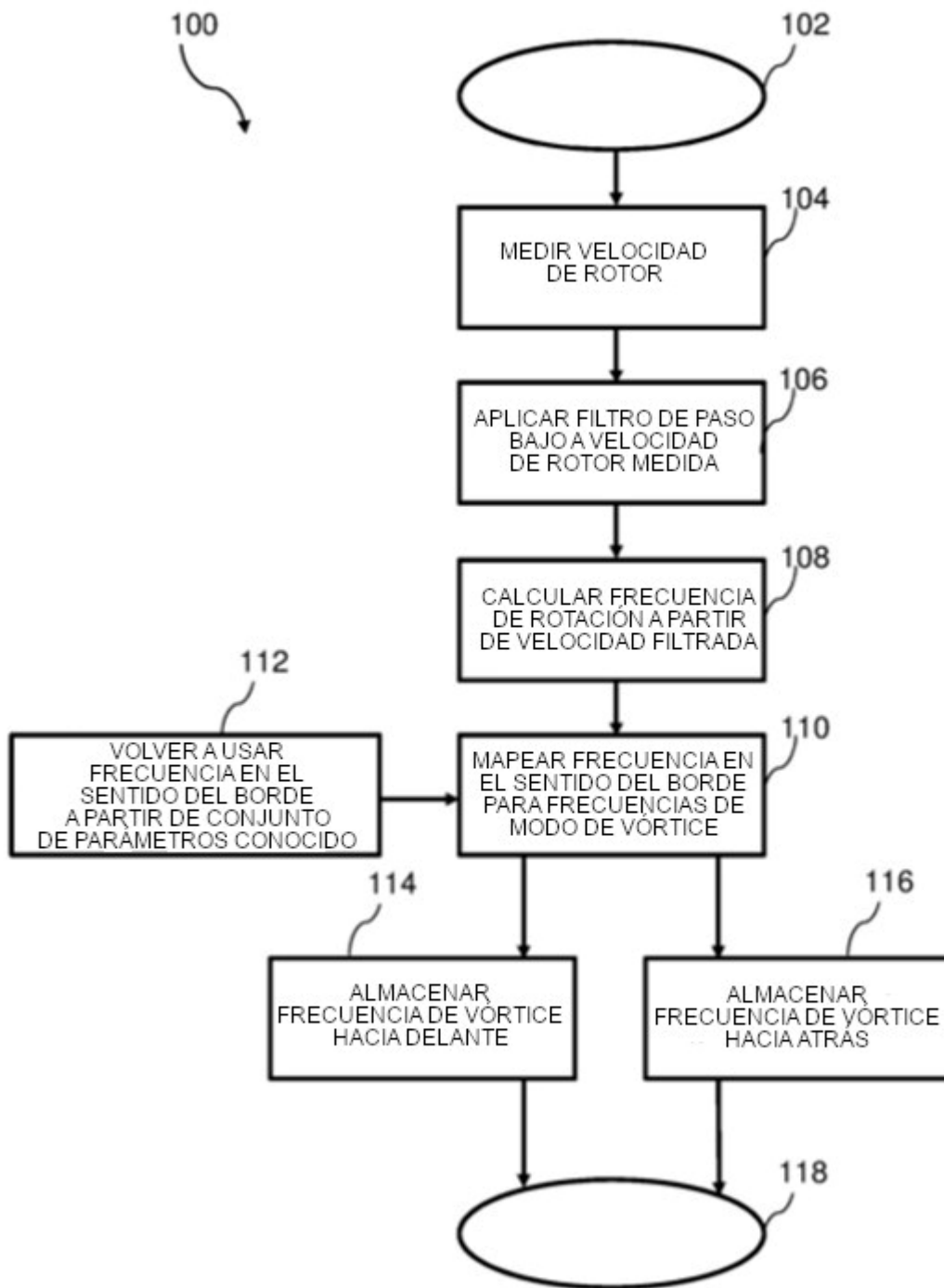


Fig. 5

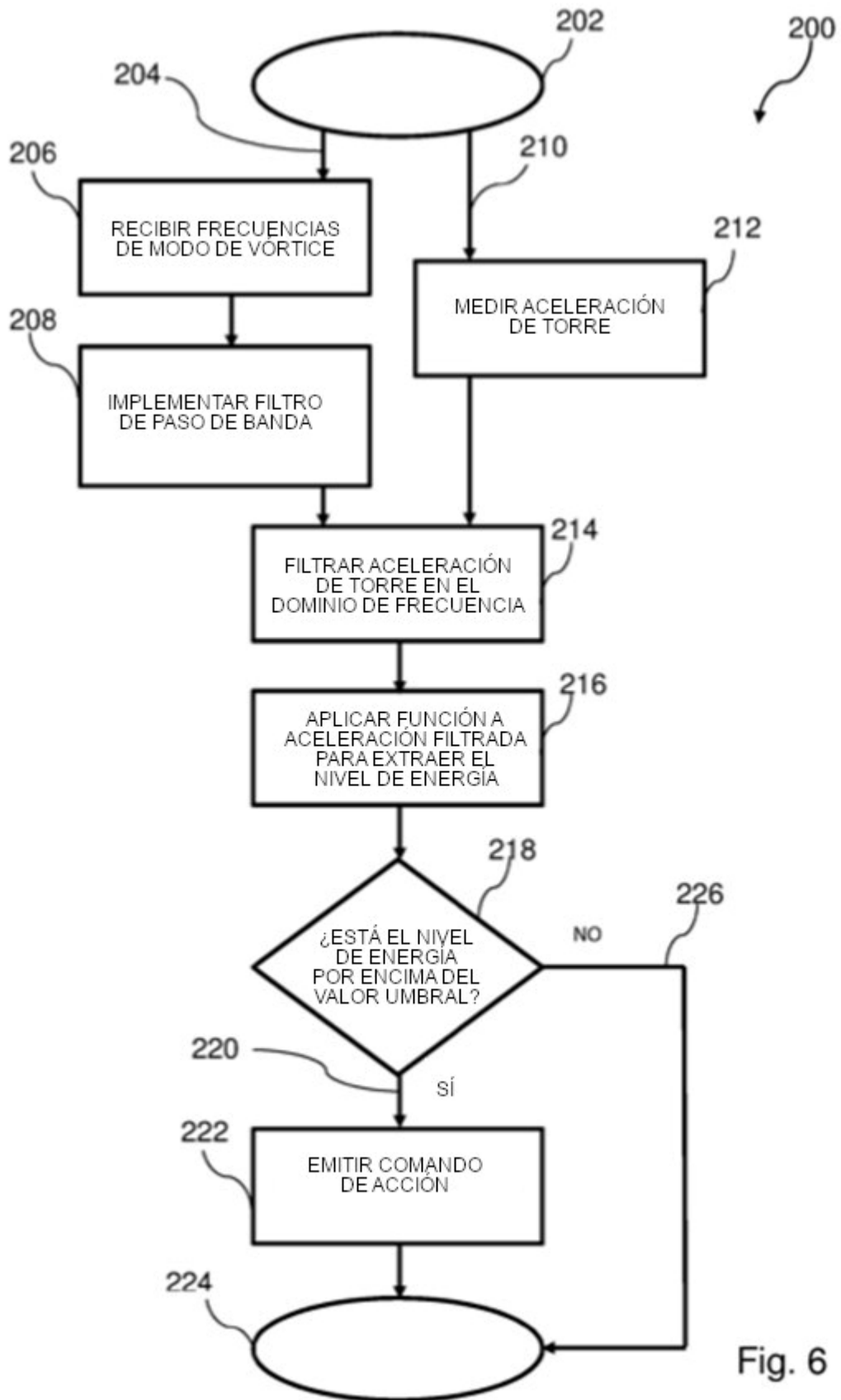


Fig. 6