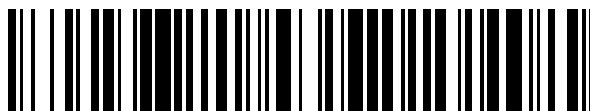


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 880 679**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **25.05.2018 PCT/DK2018/050118**

87 Fecha y número de publicación internacional: **29.11.2018 WO18215042**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.05.2018 E 18728790 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.07.2021 EP 3631204**

54 Título: **Mejoras relacionadas con sistemas de detección de ángulo de rotor de turbina eólica**

30 Prioridad:

26.05.2017 DK PA201770385

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

25.11.2021

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**CAPONETTI, FABIO;
KIIB, KRISTIAN y
HILTON, DAN**

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 880 679 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

Mejoras relacionadas con sistemas de detección de ángulo de rotor de turbina eólica

5 **Campo técnico**

La invención se refiere a un sistema de detección de ángulo de rotor en una turbina eólica y, más específicamente, a un enfoque para verificar la precisión de un sistema de detección de ángulo de rotor con el fin de garantizar un funcionamiento fiable de subsistemas de turbina eólica que dependen de la precisión de tales sistemas de detección.

10

Antecedentes

Las turbinas eólicas están diseñadas para funcionar de manera fiable y segura en una amplia gama de condiciones de viento. Para hacerlo, los sistemas de detección y los sistemas de control deben funcionar de la manera correcta e instalarse y configurarse con precisión. Un error en la instalación o configuración de un sistema puede provocar un efecto en sistemas dependientes posteriores dentro de la turbina eólica.

15

Por ejemplo, los sistemas de detección de ángulo de rotor generan una señal de medición que indica la posición angular del rotor. Normalmente, una de las palas de turbina eólica se identifica como una pala de referencia, y se considerará que el ángulo de rotor está en un ángulo cero cuando esa pala de referencia está en una posición de referencia predeterminada, por ejemplo, cuando apunta verticalmente hacia abajo. Obsérvese que los sistemas de detección de ángulo de rotor a veces también se denominan sistemas de detección de posición de acimut.

20

En turbinas eólicas modernas, hay varios subsistemas de funcionamiento que dependen de una medición precisa de la posición de ángulo de rotor. Por ejemplo, los sistemas de amortiguación de torre activa son responsables de reducir los movimientos de balanceo de la góndola generando fuerzas de contraempuje y de lado a lado controlando las posiciones de paso cíclicas de las palas. La efectividad de una función de control de este tipo se reducirá si la señal de posición de rotor es imprecisa.

25

Otras funciones de control que dependen de una medición de posición de ángulo de rotor precisa son sistemas de control de inclinación-guiñada, control de sustentación de rotor, calibración de carga de pala, etc.

30

La presente invención se ha ideado para mitigar o superar al menos algunos de los problemas mencionados anteriormente.

35

Los documentos EP 2615303 A1, EP 2749766 A1 y EP 1666723 A1 dan a conocer métodos para calibrar sensores de carga en palas de turbina eólica, estos métodos muestran similitudes con el método de la presente solicitud.

Sumario de la invención

40

Según un aspecto de la presente invención, se proporciona un método para detectar un error en un sistema de detección de ángulo de rotor de una turbina eólica. La turbina eólica comprende un rotor que incluye una pluralidad de palas de turbina eólica, un sensor de carga de pala asociado con una respectiva de las palas de turbina eólica, y un sistema de detección de ángulo de rotor. El sensor de carga de pala está configurado para emitir una señal de carga de pala medida, y el sistema de detección de ángulo de rotor está configurado para emitir una señal de ángulo de rotor. El método comprende generar una señal de carga de pala estimada basándose en la señal de ángulo de rotor, comparar la señal de carga de pala estimada con la señal de carga de pala medida para determinar una diferencia de fase entre las mismas e identificar un error si la diferencia de fase entre la señal de carga de pala estimada y la señal de carga de pala medida excede un umbral predeterminado.

45

50

El método proporciona una prueba rápida y conveniente para garantizar la correcta instalación y funcionamiento del sistema de detección de ángulo de rotor de la turbina eólica, donde previamente no existía tal prueba más allá de monitorizar el funcionamiento diario de la turbina eólica, identificar el comportamiento anómalo e inspeccionar manualmente cada sistema en cada turbina eólica individual.

55

El método también es particularmente útil porque puede realizarse durante la puesta en marcha de la turbina eólica, antes de que la turbina eólica se considere completamente funcional. Esto reduce la probabilidad de que se provoquen daños a la turbina eólica cuando está sometida a las tensiones de funcionamiento completo.

60

Además, debido a que solo se comparan las fases de las dos señales, el método solo requiere que los sensores de carga de pala estén configurados y en funcionamiento. En otras palabras, la calibración de los sensores de carga de pala no es necesaria para que se lleve a cabo el método de prueba, ya que se requiere que solo la fase realice la comparación. Esto es particularmente beneficioso si la calibración de sensor de carga de pala depende de la detección del ángulo de rotor de la pala respectiva, ya que el método de prueba elimina una posible fuente de error en la calibración de los sensores de carga de pala.

65

Otro beneficio del método es su potencial para la activación remota. En otras palabras, el método permite que un ingeniero u otro usuario capacitado realice el método fuera del sitio e implemente cualquier cambio requerido sin necesidad de inspeccionar cada turbina individual. Esto, a su vez, reduce significativamente el tiempo y el coste requeridos para verificar la instalación correcta y para resolver errores sospechosos en turbinas existentes.

5 El método puede comprender hacer funcionar la turbina eólica en un modo de reposo. Un modo de reposo puede comprender alterar el paso de una o más de las palas de turbina eólica para adoptar una posición de bandera. Por ejemplo, el modo de reposo puede comprender alterar el paso de todas las palas de turbina eólica de la turbina eólica para adoptar la posición de bandera o puede comprender que se ajuste solo una de las palas para adoptar la posición de bandera mientras el paso de las palas restantes se ajusta para mantener la rotación del rotor. La puesta en bandera de al menos una pala es particularmente útil para reducir cargas ejercidas sobre el rotor, permitiendo de ese modo una comparación mejorada entre cargas de pala estimadas y medidas.

15 La etapa de hacer funcionar la turbina eólica en un modo de reposo puede realizarse antes de la estimación de la salida del al menos un sensor de carga de pala.

20 La señal de carga de pala estimada puede ser indicativa del momento de del propio peso de pala en un ángulo de rotor asociado. La señal de carga de pala estimada puede basarse en al menos uno de ángulo de paso de pala, velocidad del rotor y velocidad de viento. Las estimaciones pueden hacerse más precisas basándose en al menos uno de estos parámetros.

El método puede comprender ajustar el funcionamiento de la turbina eólica si se identifica un error.

25 El ajuste del funcionamiento de la turbina eólica puede comprender generar una señal de control basándose en una señal de ángulo de rotor modificada. La señal de ángulo de rotor modificada puede determinarse aplicando un desplazamiento de fase a la señal de ángulo de rotor, y este desplazamiento de fase puede ser igual a la diferencia de fase determinada.

30 La señal de ángulo de rotor puede medirse en relación con una pala de referencia designada. La etapa de ajustar el funcionamiento de la turbina eólica puede comprender rediseñar la pala de referencia.

La comparación puede realizarse durante al menos una revolución del rotor.

35 El método puede comprender identificar el tipo de error si la diferencia de fase entre la señal de carga de pala estimada y la señal de carga de pala medida se encuentra en un intervalo predeterminado de valores. El método puede comprender ajustar el funcionamiento de la turbina eólica basándose en el tipo de error identificado.

40 La turbina eólica puede comprender una pluralidad de sensores de carga de pala. Cada sensor de carga de pala puede corresponder a una pala de turbina eólica respectiva y puede configurarse para emitir una señal de carga de pala medida para su pala de turbina eólica respectiva.

45 Según otro aspecto de la invención, se proporciona una turbina eólica que comprende: un rotor que incluye una pluralidad de palas de turbina eólica montadas en un buje, pudiendo rotar el rotor alrededor de un eje central; al menos un sensor de carga de pala correspondiente a una de las palas de turbina eólica; un sistema de detección de ángulo de rotor configurado para emitir una señal de ángulo de rotor; y una unidad de procesamiento configurada para llevar a cabo un método tal como se describió anteriormente.

50 Según un aspecto adicional de la invención, se proporciona un controlador de planta de energía para una planta de energía que tiene una pluralidad de turbinas eólicas, comprendiendo el controlador de planta de energía una unidad de procesamiento configurada para llevar a cabo un método tal como se describió anteriormente.

55 Según un aspecto adicional de la invención, se proporciona 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 un método tal como se describió anteriormente.

60 Dentro del alcance de esta solicitud, se pretende expresamente que los diversos aspectos, realizaciones, ejemplos y alternativas establecidos en los párrafos anteriores, en las reivindicaciones y/o en la siguiente descripción y dibujos, y en particular las características individuales de los mismos, puedan tomarse de manera independiente o en cualquier combinación. El alcance de protección se define en última instancia por las reivindicaciones adjuntas.

Breve descripción de los dibujos

La invención se describirá ahora a modo de ejemplo con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

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

la figura 2 es una vista posterior simplificada de un conjunto de buje de turbina eólica y una pala de turbina eólica que incluye un sistema de detección de ángulo de rotor que forma parte de la turbina eólica de la figura 1;

la figura 3 es una vista esquemática de sistemas de la turbina eólica de la figura 1;

la figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un proceso de función de prueba de turbina, según una realización de la presente invención, para determinar si el sistema de detección de ángulo de rotor de la turbina eólica de la figura 1 está instalado correctamente;

la figura 5 es un diagrama que ilustra una salida generada usando la función de prueba de turbina de la figura 4 con una gran diferencia de fase; y

la figura 6 es otro diagrama que ilustra una salida generada usando la función de prueba de turbina de la figura 4 con una pequeña diferencia de fase.

Descripción detallada

La figura 1 muestra una turbina eólica 10 que comprende una torre 12 que soporta una góndola 14 en la que está montado un rotor 16. El rotor 16 comprende una pluralidad de palas de turbina eólica 18a, 18b, 18c, en el que cada una de la pluralidad de palas de turbina eólica 18a, 18b, 18c se extiende radialmente desde un buje 20 central. En este ejemplo, el rotor 16 comprende tres palas 18a, 18b, 18c, aunque son posibles otras configuraciones. El rotor 16 está montado de manera rotatoria en un árbol de rotor principal (no mostrado) por una parte de montaje (no mostrada en la figura 1) que, tal como se conoce en la técnica, tiene forma de una brida circular.

La parte de montaje 22 del buje 20 se muestra en la figura 2, con parte de cada pala 18a, 18b, 18c y un sistema de detección de ángulo de rotor (o posición de acimut) 24. El sistema de detección de ángulo de rotor 24 se usa para detectar el ángulo del rotor 16 durante la rotación del rotor 16 y el árbol de rotor (no mostrado), y comprende un sensor de ángulo cero 26 y un dispositivo de medición de ángulo 28. El sensor de ángulo cero 26 está configurado para indicar cuándo una pala que se ha designado como la "pala de referencia" está en su punto más bajo de rotación y está apuntando directamente hacia abajo, mientras que el dispositivo de medición de ángulo 28 registra cambios incrementales en el ángulo del rotor 16. Debe apreciarse que esta configuración general se entenderá bien por el experto en la técnica.

En la figura 1, la pala 18a designada como la pala de referencia está en su punto más bajo de rotación, por lo que está alineada con la torre 12 y se extiende verticalmente hacia abajo. En este caso, el ángulo de rotor verdadero es de cero grados. Tal como se usa en el presente documento, el término "ángulo de rotor verdadero" se refiere al ángulo de la pala de referencia con respecto a la posición de ángulo cero en la que la pala se extiende verticalmente hacia abajo. Este término se usa para distinguir los ángulos de rotor medidos que pueden incorporar errores debido a una configuración o instalación incorrecta del sistema de detección de ángulo de rotor 24 en relación con la pala de referencia, o de otro modo.

En la figura 2, se considera que la pala de referencia es la pala 18a que apunta verticalmente hacia arriba, y, por lo tanto, el ángulo real del rotor en este caso se considera que es de 180 grados. El rotor 16 ha rotado media revolución o 180 grados desde la posición mostrada en la figura 1.

Tal como se comentó anteriormente, el buje 20 se conecta al árbol de rotor principal (no mostrado) por medio de la parte de montaje 22. La parte de montaje 22, mostrada en la figura 2, comprende una pluralidad de pernos 30 dispuestos alrededor de la brida circular 32 cuyo centro C está alineado con un centro de rotación del buje 20. Un marcador de referencia, indicado en este caso por la marca "REF", está presente en la parte de montaje 22, y este marcador de referencia especifica un perno "de referencia" 34 del conjunto con el que debe alinearse un eje central R de la pala de referencia 18a. La pala de referencia 18a está alineada con este perno 34 durante la instalación de la turbina 10, aunque en algunas situaciones la pala 18a y el perno pueden estar desalineados, lo que conduce a un error en la medición del ángulo de rotor.

Además de la pluralidad de pernos 30, la parte de montaje 22 comprende dos rebajes 36 ubicados en lados opuestos de la parte de montaje 22 y, por lo tanto, se considera que están separados aproximadamente 180 grados cuando se mide el ángulo de rotor. El posicionamiento de los rebajes 36 unos con respecto a otros puede ser diferente de 180 grados en algunas realizaciones. Por ejemplo, los ángulos pueden ser diferentes porque se incorporan más rebajes en la parte de montaje 22, o debido a tolerancias de diseño generales y diferencias de fabricación.

Un indicador de ángulo cero 38, que forma parte del sensor de ángulo cero 26, se coloca dentro de uno de los rebajes 36. El sensor de ángulo cero 26, que también comprende un dispositivo de detección 40, determina cuándo la pala de referencia 18a está en la posición de ángulo cero, y actúa eficazmente como un "restablecimiento" para que el sistema de detección de ángulo de rotor 24 marque cuando una revolución de la pala de referencia 18a y, por lo tanto, el rotor 16, se ha completado y esa medición de cero grados debe comenzar de nuevo.

En los casos mostrados en la figura 2, el dispositivo de detección 40 es un sensor magnético, y el indicador 38 es un imán, aunque se apreciará que puede usarse una variedad de sensores diferentes para realizar esta función. El dispositivo 40 y el indicador 38 están montados y situados respectivamente con respecto a la parte de montaje 22 de manera que el indicador 38 pasa el dispositivo 40 cuando la pala de referencia 18a está en la posición de ángulo cero.

5 En este punto, debe tenerse en cuenta que la configuración de sistemas de detección de ángulo de rotor se conocerá bien por el experto en la técnica y, por lo tanto, en este caso solo se proporciona una visión global.

Después de que se haya establecido el ángulo de rotor de cero grados, el dispositivo de medición de ángulo 28, que en esta realización comprende un sensor de efecto Hall, identifica gradualmente un cambio en el ángulo de la parte de montaje 22 con respecto al dispositivo de medición de ángulo 28 y, por lo tanto, el cambio en ángulo de la pala de referencia 18a y el rotor 16. Si bien en este caso se prevé un sensor de efecto Hall, pueden usarse otros sensores o codificadores incrementales, tales como sensores ópticos o ultrasónicos. El ángulo de rotor medido se calcula mediante el sistema de detección de ángulo de rotor 24, antes de que se comunique a un módulo de procesamiento central 42, que está configurado para recibir la salida de una pluralidad de sensores y distribuir, por consiguiente, órdenes de control a componentes dentro de la turbina eólica 10.

10

15

Volviendo ahora a la figura 3, que ilustra la turbina eólica 10 a nivel de sistemas, el sistema de detección de ángulo de rotor 24 y el módulo de procesamiento central 42 se muestran en combinación con una pluralidad de sensores de carga de pala 44a, 44b, 44c, uno por pala 18a, 18b, 18c. Cada uno de los sensores de carga de pala 44a, 44b, 44c está configurado para medir cargas de pala laterales que actúan sobre la pala respectiva 18a, 18b, 18c y, en particular, tensiones de raíz de pala. También puede observarse en la figura 3 que el módulo de procesamiento central 42 incorpora un módulo de estimación de carga de pala 46.

20

Además, el módulo de procesamiento 42 se conecta a y recibe salidas desde un número de otros sensores y/u otros componentes dentro de la turbina eólica 10. La información se comunica por el módulo de procesamiento 42 a un terminal de usuario 48 para que un usuario vea la información o a un procesador externo 50 tal como un controlador de planta de energía. Estos otros sensores, componentes, sistemas y terminales no se han representado en detalle en este caso y no se comentarán adicionalmente ya que su funcionamiento sería conocido por el experto en la técnica. Aunque el módulo de procesamiento 42 se muestra como un entorno de procesamiento dedicado para el sistema, debe apreciarse que la funcionalidad atribuida al módulo de procesamiento 42 puede incorporarse dentro de una plataforma de sistema de control de turbina eólica genérica.

25

30

El módulo de procesamiento 42 está configurado para realizar un método de prueba cuando se activa y se controla para realizar el método de prueba y/o durante la puesta en marcha de la turbina eólica 10 para establecer que las mediciones del ángulo de rotor hechas por el sistema de detección de ángulo de rotor 24 son correctas. En un sentido general, esto se logra mediante la comparación de mediciones de carga de pala instantáneas realizadas por cada sensor de carga de pala 44a, 44b, 44c con una señal de carga de pala estimada para una pluralidad de ángulos de rotor medidos por el sistema de detección de ángulo de rotor 24.

35

El método de prueba hace uso del hecho de que las cargas experimentadas por las palas 18a, 18b, 18c debido a la gravedad puede ser indicativo de dónde se encuentra esa pala 18a, 18b, 18c dentro de un ciclo de rotación. Por ejemplo, en una situación en la que solo el momento del propio peso de pala actúa sobre la pala de referencia 18a, por ejemplo, cuando la pala de referencia 18a apunta verticalmente hacia abajo, la salida del respectivo sensor de carga de pala 44a será sustancialmente cero ya que la pala 18a no está sometida a fuerzas que provocarían que la pala 18a se doble. Por el contrario, si la pala de referencia 18a está en una posición en la que se extiende horizontalmente desde el buje 20, es decir, en un ángulo de rotor verdadero de 90 grados o 270 grados, entonces la tensión en la pala 18a debida únicamente a su propio peso se encontrará en un valor máximo.

40

45

Las cargas de pala experimentadas por cada pala 18a, 18b, 18c y medidas por los sensores de carga de pala 44a, 44b, 44c son, por lo tanto, predecibles durante toda la revolución del rotor 16 siempre que no actúen cargas externas sobre cada pala 18a, 18b, 18c distintas de la fuerza gravitacional. Esta invención aprovecha este fenómeno con el fin de determinar si el sistema de detección de ángulo de rotor 24 está proporcionando lecturas precisas de la posición angular real del rotor 16.

50

En la turbina eólica 10, se realiza una estimación de las cargas de pala mediante el estimador de carga de pala 46. Para cada ángulo de rotor medido por el sistema de detección de ángulo de rotor 24, el estimador de carga de pala 46 estima una señal de carga de pala indicativa de las cargas de pala gravitacionales y esta señal de carga de pala estimada se emite por el estimador de carga de pala 46 al módulo de procesamiento 42.

55

El estimador de carga de pala 46 es un estimador en tiempo real convencional con el que el experto en la técnica estará familiarizado y se considerará de conocimiento general común. Ejemplos típicos de estimadores de carga de pala y la teoría relevante pueden encontrarse en las solicitudes de patente que tienen los n.ºs de publicación WO 2017/00947 A1 y WO 2017/00948 A1, y en libros de texto tales como "Aerodynamics of Wind Turbines" de Martin O. L. Hansen.

60

65

Para permitir la comparación de las señales de carga de pala estimadas y las cargas de pala medidas, la turbina eólica

10 debe hacerse funcionar en un modo en el que se minimizan fuerzas externas. Para lograr esto, la turbina eólica 10 se hace funcionar en un modo “de reposo”, en el que el ángulo de paso de cada pala 18a, 18b, 18c se altera de modo que las palas 18a, 18b, 18c adoptan una posición “de bandera”.

5 En la posición de bandera, se espera que las cargas de pala se reduzcan significativamente en comparación con las cargas experimentadas durante los modos de funcionamiento normales. En la posición de bandera, el ángulo de paso de las palas 18a, 18b, 18c es sustancialmente diferente a su ángulo de paso cuando la turbina eólica 10 está funcionando en un modo normal.

10 El rotor 16 y las palas 18a, 18b, 18c siguen rotando durante el modo de reposo, pero las palas 18a, 18b, 18c no generan la sustentación que estaría presente si la turbina 10 estuviera funcionando en un modo de funcionamiento normal. En circunstancias ideales, el ángulo de paso de pala se establecería de manera que las palas 18a, 18b, 18c no generarían sustentación alguna, pero dado que esto es poco probable en la práctica debido a variaciones en la velocidad y dirección de viento, en este caso un modo de reposo debe considerarse como un modo de funcionamiento en el que la sustentación generada por las palas 18a, 18b, 18c, y, por lo tanto, la carga aerodinámica experimentada por las palas 18a, 18b, 18c, están cerca de cero.

Al medir las cargas de pala mientras la turbina eólica 10 está en su modo de reposo, puede hacerse una comparación entre la señal de carga de pala estimada recibida desde el estimador de carga de pala 46 y la carga de pala medida medida por uno o más de los sensores de carga de pala 44a, 44b, 44c. Si el sistema de detección de ángulo de rotor 24 está instalado correctamente de manera que las lecturas de ángulo de rotor proporcionadas por él son precisas, entonces la curva que pasa a través de las señales de carga de pala estimadas y la curva ajustada a las cargas de pala medidas deben estar sustancialmente en fase. Sin embargo, si hay un error presente, se identificará una diferencia de fase.

25 Debe entenderse que pequeñas diferencias de fase entre las mediciones y las estimaciones probablemente se deban a la variación en el diseño de la turbina eólica o montaje del equipo, y que podrán incorporarse determinadas tolerancias en el sistema para tener en cuenta esto. Puede incorporarse un umbral de diferencia de fase mínimo predeterminado que el sistema o bien tenga en cuenta automáticamente, o bien al que el sistema no reaccione.

30 Basándose en el conocimiento anterior, el módulo de procesamiento 42 está configurado para implementar un proceso de prueba para identificar si el sistema de detección de ángulo de rotor 24 está generando datos precisos acerca de la posición de rotación del rotor 16.

35 La figura 4 muestra una realización de ejemplo del método de prueba 100 que puede implementarse en una turbina eólica 10 tal como la mostrada en la figura 1. El método 100 mostrado se lleva a cabo después de la instalación de la turbina eólica 10 en su sitio de instalación. Se prevé que el método de prueba 100 pueda iniciarse por un usuario usando un terminal de usuario 48 conectado al módulo de procesamiento 42, ya que una vez que el método de prueba 100 se ha ejecutado para comprobar que el sistema de detección de ángulo de rotor 24 está funcionando correctamente, entonces no debería haber una necesidad adicional de ejecutar de nuevo el método de prueba 100. Sin embargo, si es necesario, el método de prueba 100 también puede ejecutarse periódicamente, o bien según la demanda del usuario o bien automáticamente.

45 En una primera etapa 102 del método 100 de la figura 4, se requiere que la turbina 10 se establezca en el modo de reposo de modo que el rotor 16 rote pero se minimicen las cargas de pala. En este caso, el método de prueba 100 puede comunicarse con una funcionalidad de control de nivel superior del sistema de control responsable para determinar los ajustes de modo de control de funcionamiento de la turbina eólica 10. Si las circunstancias de funcionamiento de la turbina eólica 10 son apropiadas, entonces la función de control de nivel superior ordenará a la turbina eólica 10 pasar a un estado de reposo y confirmará al modo de prueba que esto se ha completado para que el método de prueba 100 pueda avanzar.

50 A continuación, durante al menos una revolución completa del rotor 16, el método de prueba 100 requiere la medición 104 de cargas de pala emitidas desde al menos un sensor de carga de pala 44a, 44b, 44c. En esta realización, la salida de carga de pala del sensor de carga de pala 44a correspondiente a la pala de referencia 18a se medirá como mínimo. En algunas realizaciones, puede usarse la salida de los otros sensores de carga de pala 44b, 44c.

De manera similar, el estimador de carga de pala 46 genera 106 una señal de carga de pala que corresponde a la tensión de raíz de pala de la pala de referencia 18a, estimado durante al menos una revolución del rotor 16. Tal como se comentó anteriormente, las señales de carga de pala se estiman 106 basándose en el ángulo de rotor medido por el sistema de detección de ángulo de rotor 24 y otras señales relevantes. La recopilación de datos de los datos de carga de pala medidos y los datos de señal de carga de pala estimados se lleva a cabo simultáneamente.

60 Es posible que la medición 104 y la estimación 106 se realicen en múltiples revoluciones del rotor 16 o, alternativamente, solo a lo largo de parte de una revolución dependiendo de la precisión requerida.

Una vez que se ha completado la recopilación de datos, las cargas de pala medidas y las señales de carga de pala

estimadas se comparan 108. Solo se comparan las fases 108, ya que la magnitud de las cargas de pala medidas puede diferir de la señal de carga de pala estimada correspondiente, basándose en condiciones externas y debido a diferencias en la configuración de cada turbina eólica 10.

5 Entonces se calcula o se determina 110 una diferencia de fase entre las cargas de pala medidas y las señales de carga de pala estimadas. La diferencia de fase corresponde a un error en la configuración de sistema de detección de ángulo de rotor 24, y, por lo tanto, se requiere una corrección apropiada o bien mediante reparación física o bien mediante corrección por software. Una diferencia de fase también puede ser el resultado de un error en el posicionamiento de la pala o el sensor de carga de pala.

10 Para ilustrar esto, las figuras 5 y 6 se proporcionan como ejemplos de dónde se aplicará una comparación 108 y una diferencia de fase determinada 110. Cada una de las figuras 5 y 6 representa un caso diferente en el que hay un error en la lectura que se emite desde el sistema de detección de ángulo de rotor 24.

15 En cada una de las figuras 5 y 6, una curva de señal de carga de pala estimada 200, 300 y una pluralidad de cargas de pala medidas 202, 302 se trazan durante una revolución del rotor 16. Las líneas respectivas del mejor ajuste 204, 304 que pasan a través de las cargas de palas medidas 202, 302 también se muestran. Las curvas y mediciones se han normalizado para que la escala sea fácilmente legible.

20 Volviendo primero a la figura 5, puede observarse que existe una diferencia de fase entre la curva de carga de pala estimada 200 y la línea de mejor ajuste 204 para las cargas de pala medidas 202. En este caso, usando el método de la figura 4, se realiza una comparación 108 de las dos curvas 200, 204 y, en la siguiente etapa, se determina 110 una diferencia de fase entre las curvas 200, 204 de 172 grados.

25 Suponiendo una tolerancia de detección de aproximadamente 8 grados, una diferencia de fase de 172 grados corresponde a una alta probabilidad de uno de los dos posibles errores. El escenario más probable que dé como resultado una diferencia de fase de 172 grados es que el indicador de ángulo cero 38 (véase la figura 2) esté montado en el rebaje incorrecto 36 y, por lo tanto, el ángulo del rotor se mide como 0 grados cuando la pala de referencia 18a se sitúa para apuntar directamente hacia arriba. El segundo escenario es que el indicador de ángulo cero 38 está montado en el rebaje correcto 36 pero la parte de montaje 22 está montada en la orientación incorrecta de modo que el marcador de referencia, REF, está desplazado 172 grados desde donde debería estar. Para determinar qué escenario provocó este error, se requerirá la inspección de la turbina 10.

30 De manera similar, en la figura 6, puede observarse que existe una diferencia de fase entre la curva de carga de pala estimada 300 y la línea de mejor ajuste 304 para las cargas de pala medidas 302 y así, después de realizar una comparación 108 de las dos curvas, se determina 110 una diferencia de fase entre las curvas de aproximadamente 8 grados.

35 Esta diferencia de fase es el resultado de que el buje 20 se monte incorrectamente en la parte de montaje 22, de manera que el perno de referencia 34 y la pala de referencia 18a no se alineen correctamente. Esto da como resultado que el indicador de ángulo cero 38 pase el sensor de ángulo cero 40 ligeramente antes o ligeramente después de que la pala de referencia 18a pase la posición de ángulo cero, dando como resultado un pequeño desplazamiento de fase.

40 Después del cálculo 110 de una diferencia de fase, la diferencia de fase se emite 112 a una fuente apropiada, tal como el terminal de usuario 48 para su visualización por un usuario apropiado, tal como el usuario que inició el método de prueba 100. La diferencia de fase puede emitirse 112 como solo un número que indica la diferencia de fase relativa, o puede comprender una variedad de información tal como la señal de carga de pala estimada 200, 300, las cargas de palas medidas 202, 302 y la línea de mejor ajuste 204, 304, y cualquier otra información relevante.

45 Al usar la información de salida, se identifica 114 un error presente en el sistema de detección de ángulo de rotor 24 basándose en la diferencia de fase calculada y cualquier otra información que se emite desde el sistema 24. En esta realización, la identificación 114 se realiza por el usuario basándose en información emitida 112 al terminal de usuario 48.

50 En algunas realizaciones, puede automatizarse la identificación 114 de que está presente un error. Si se identifica que está presente un error 114, el tipo de error que está presente basándose en los cálculos realizados en relación con la diferencia de fase también puede identificarse automáticamente. En algunas realizaciones, el módulo de procesamiento 42 o sistema que está realizando el proceso automatizado puede requerir confirmación de un usuario para permitir que el método continúe a la siguiente etapa. En algunas realizaciones, el método puede comprender una combinación de etapas automatizadas e información de entrada de usuario para lograr los mejores resultados.

55 Para identificar 114 un error automáticamente, pueden implementarse un número de umbrales basándose en el conocimiento de la turbina eólica 10 y los posibles errores. Por ejemplo, puede implementarse un único umbral, por encima del cual está definitivamente presente un error y por debajo del cual hay simplemente una ligera desviación de las fases debido a efectos externos. Se espera que este único umbral sea un umbral mínimo para identificar un desplazamiento de un perno de la pala de referencia con respecto al perno de referencia 34. Pueden implementarse

múltiples umbrales para identificar distintos tipos de error.

5 Se prevé que si la etapa de identificación de error 114 está automatizada, entonces la etapa de salida 112 puede no requerirse y así, opcionalmente, el método 100 avanza desde el cálculo 110 de la diferencia de fase directamente hasta la identificación 114 de un error.

10 Después de la identificación 114 de un error, el funcionamiento de la turbina eólica 10 se ajusta 116. Para ajustar 116 la turbina eólica basándose en cualquier diferencia de fase, puede aplicarse un desplazamiento de fase a todas las mediciones futuras realizadas usando el sistema de detección de ángulo de rotor 24. Esto será aplicable a todos los casos, tales como los de las figuras 5 y 6.

15 En algunas situaciones en las que se identifica 114 un error de aproximadamente 180 grados, tal como en el escenario de la figura 5, el ajuste 116 puede comprender mover el indicador de ángulo cero 38 desde un rebaje 36 hasta el otro rebaje 36, a medida que los rebajes 36 se sitúan separados a 180 grados. Pueden producirse un número de otros errores, tales como que el sensor de carga de pala esté situado erróneamente, que las palas estén alineadas erróneamente, o que otros dispositivos de medición estén situados erróneamente. Algunos errores pueden requerir que un ingeniero inspeccione la turbina eólica 10.

20 Para confirmar que el cambio se ha implementado correctamente, el método de prueba 100 puede entonces ejecutarse de nuevo.

25 Existen varias realizaciones alternativas y estas se comentarán a continuación. Por ejemplo, pueden estimarse 106 señales de carga de pala para tres palas 18a, 18b, 18c en algunas realizaciones, y compararse 180 cada una con una carga de pala medida por un sensor de carga de pala 44a, 44b, 44c de la correspondiente pala 18a, 18b, 18c.

En algunas realizaciones, el método de prueba 100 se realiza automáticamente después de una actualización de software. Esto garantiza que se siga aplicando cualquier corrección o ajuste 116 realizado previamente después de la realización del método de prueba 100.

30 En algunas realizaciones, el modo de reposo en la etapa 102 del método 100 puede comprender una disposición alternativa de las palas a la descrita anteriormente. Por ejemplo, en una disposición alternativa, solo el ángulo de paso de una de las palas de turbina eólica 18a, 18b, 18c se altera para adoptar la posición de bandera, mientras que las otras dos palas de turbina se mantienen en una posición de funcionamiento para posibilitar la rotación continua del rotor 16.

35 Como las turbinas eólicas 10 a menudo funcionan en condiciones no ideales, algunas realizaciones pueden incorporar un estimador de carga de pala que utiliza mediciones adicionales desde sensores de turbina eólica para estimar las señales de carga de pala. Por ejemplo, uno o más ángulos de paso de pala, velocidad de rotor y velocidad de viento pueden seleccionarse para posibilitar una determinación más precisa de la señal de carga de pala en condiciones no ideales, y se apreciará que también puede medirse y usarse un número de otros parámetros para lograr una señal de carga de pala que sea adecuada para su comparación en estas circunstancias.

40 Pueden hacerse muchas modificaciones a los ejemplos anteriores sin apartarse del alcance de la presente invención tal como se define en las reivindicaciones adjuntas.

45

REIVINDICACIONES

1. Un método para detectar un error en un sistema de detección de ángulo de rotor (24) de una turbina eólica, comprendiendo la turbina eólica:
 - 5 un rotor (16) que incluye una pluralidad de palas de turbina eólica (18),
 - un sensor de carga de pala (44) asociado con una respectiva de las palas de turbina eólica, en el que el sensor de carga de pala está configurado para emitir una señal de carga de pala medida; y
 - 10 un sistema de detección de ángulo de rotor configurado para emitir una señal de ángulo de rotor;
 - en el que el método comprende:
 - 15 generar una señal de carga de pala estimada basándose en al menos la señal de ángulo de rotor;
 - comparar la señal de carga de pala estimada con la señal de carga de pala medida para determinar una diferencia de fase entre las mismas; e
 - 20 identificar un error si la diferencia de fase entre la señal de carga de pala estimada y la señal de carga de pala medida excede un umbral predeterminado.
2. El método según la reivindicación 1, que comprende hacer funcionar la turbina eólica en un modo de reposo.
- 25 3. El método según la reivindicación 2, en el que el modo de reposo comprende alterar el paso de una o más de las palas de turbina eólica para adoptar una posición de bandera.
4. El método según la reivindicación 2 o la reivindicación 3, en el que la etapa de hacer funcionar la turbina eólica en un modo de reposo se realiza antes de la estimación de la salida del al menos un sensor de carga de pala.
- 30 5. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de carga de pala estimada es indicativa del momento del propio peso de pala en un ángulo de rotor asociado.
- 35 6. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de carga de pala estimada se basa en al menos uno de ángulo de paso de pala, velocidad de rotor y velocidad de viento.
7. El método según cualquier reivindicación anterior que comprende ajustar el funcionamiento de la turbina eólica si se identifica un error.
- 40 8. El método según la reivindicación 7, en el que ajustar el funcionamiento de la turbina eólica comprende generar una señal de control basándose en una señal de ángulo de rotor modificada, en el que la señal de ángulo de rotor modificada se determina aplicando un desplazamiento de fase a la señal de ángulo de rotor, siendo el desplazamiento de fase igual a la diferencia de fase determinada.
- 45 9. El método según la reivindicación 7, en el que la señal de ángulo de rotor se mide en relación con una pala de referencia designada, y en el que ajustar el funcionamiento de la turbina eólica comprende rediseñar la pala de referencia.
- 50 10. El método según cualquier reivindicación anterior, en el que la comparación se realiza durante al menos una revolución del rotor.
11. El método según cualquier reivindicación anterior que comprende identificar el tipo de error si la diferencia de fase entre la señal de carga de pala estimada y la señal de carga de pala medida se encuentra en un intervalo predeterminado de valores y ajustar el funcionamiento de la turbina eólica basándose en el tipo de error identificado.
- 55 12. El método según cualquier reivindicación anterior, comprendiendo la turbina eólica una pluralidad de sensores de carga de pala, correspondiendo cada sensor de carga de pala a una pala de turbina eólica respectiva y estando configurado para emitir una señal de carga de pala medida para su pala de turbina eólica respectiva.
- 60 13. Una turbina eólica que comprende:
 - 65 un rotor que incluye una pluralidad de palas de turbina eólica montadas en un buje, pudiendo rotar el rotor alrededor de un eje central;

al menos un sensor de carga de pala correspondiente a una de las palas de turbina eólica;

un sistema de detección de ángulo de rotor configurado para emitir una señal de ángulo de rotor; y

- 5 una unidad de procesamiento configurada para llevar a cabo el método según cualquier reivindicación anterior.
14. Un controlador de planta de energía para una planta de energía que tiene una pluralidad de turbinas eólicas, comprendiendo el controlador de planta de energía una unidad de procesamiento configurada para llevar a
10 cabo el método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12.
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 que, cuando se ejecutan por un ordenador, provocan que el ordenador lleve a cabo un método según cualquiera de las reivindicaciones
15 1 a 12.

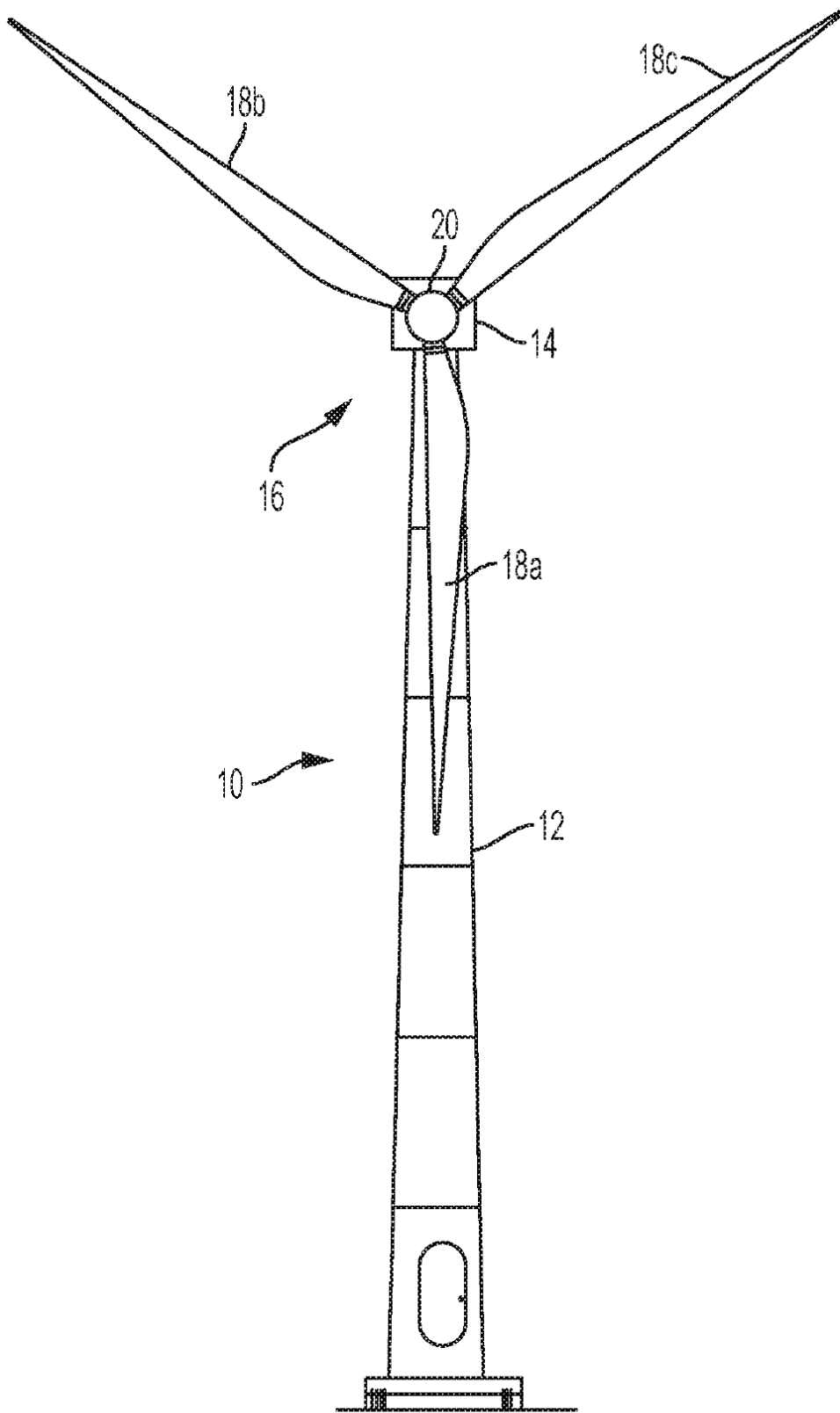


Fig. 1

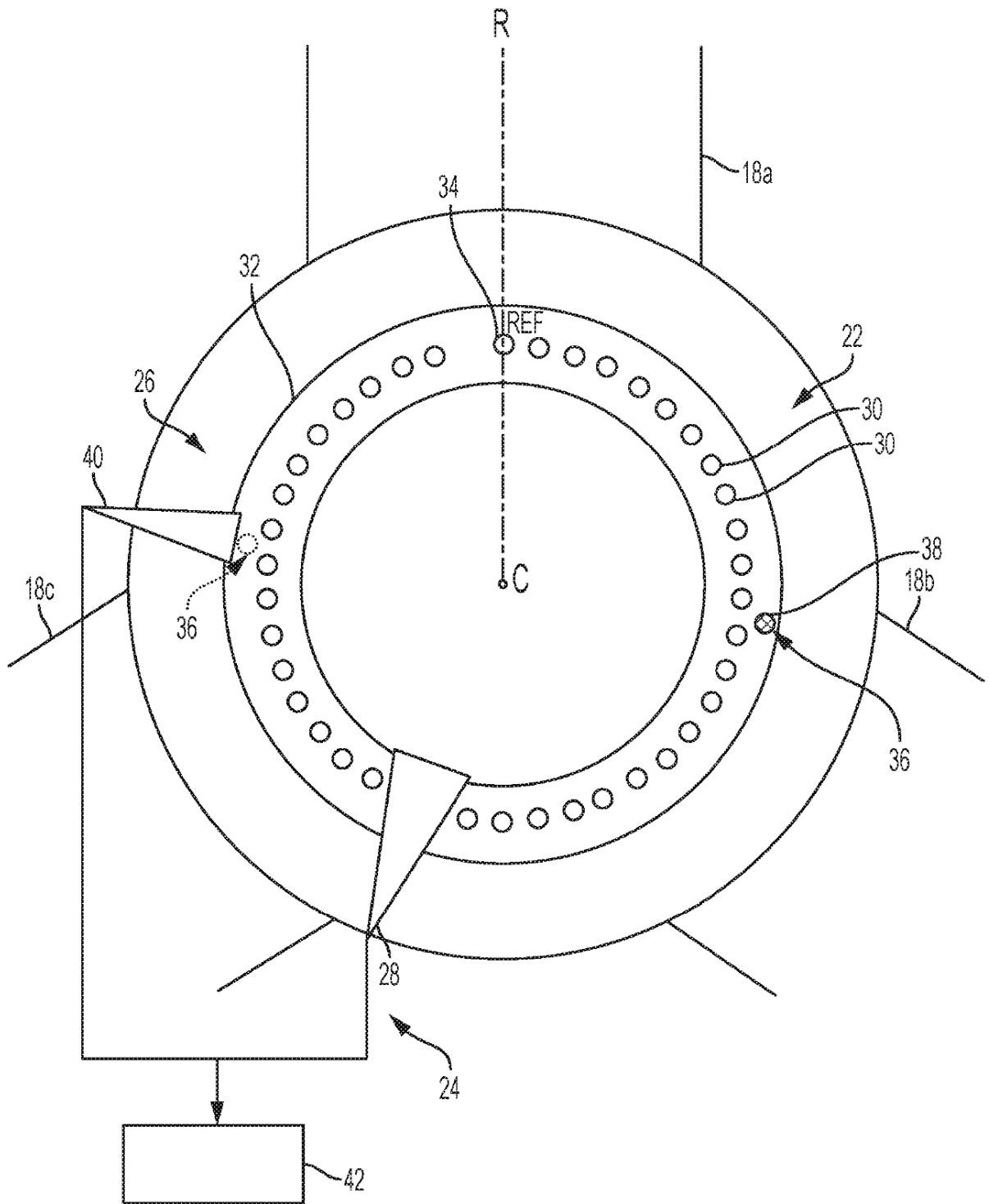


Fig. 2

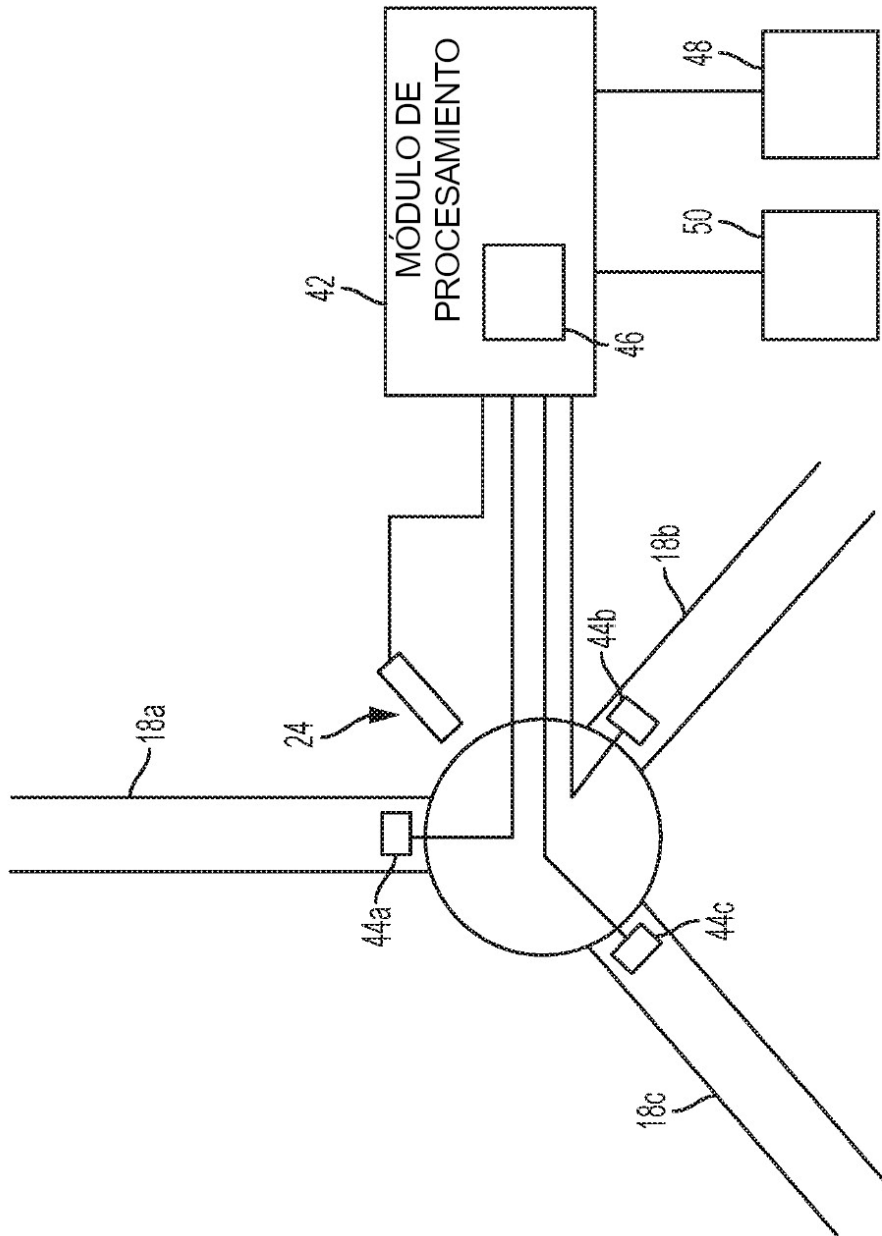


Fig. 3

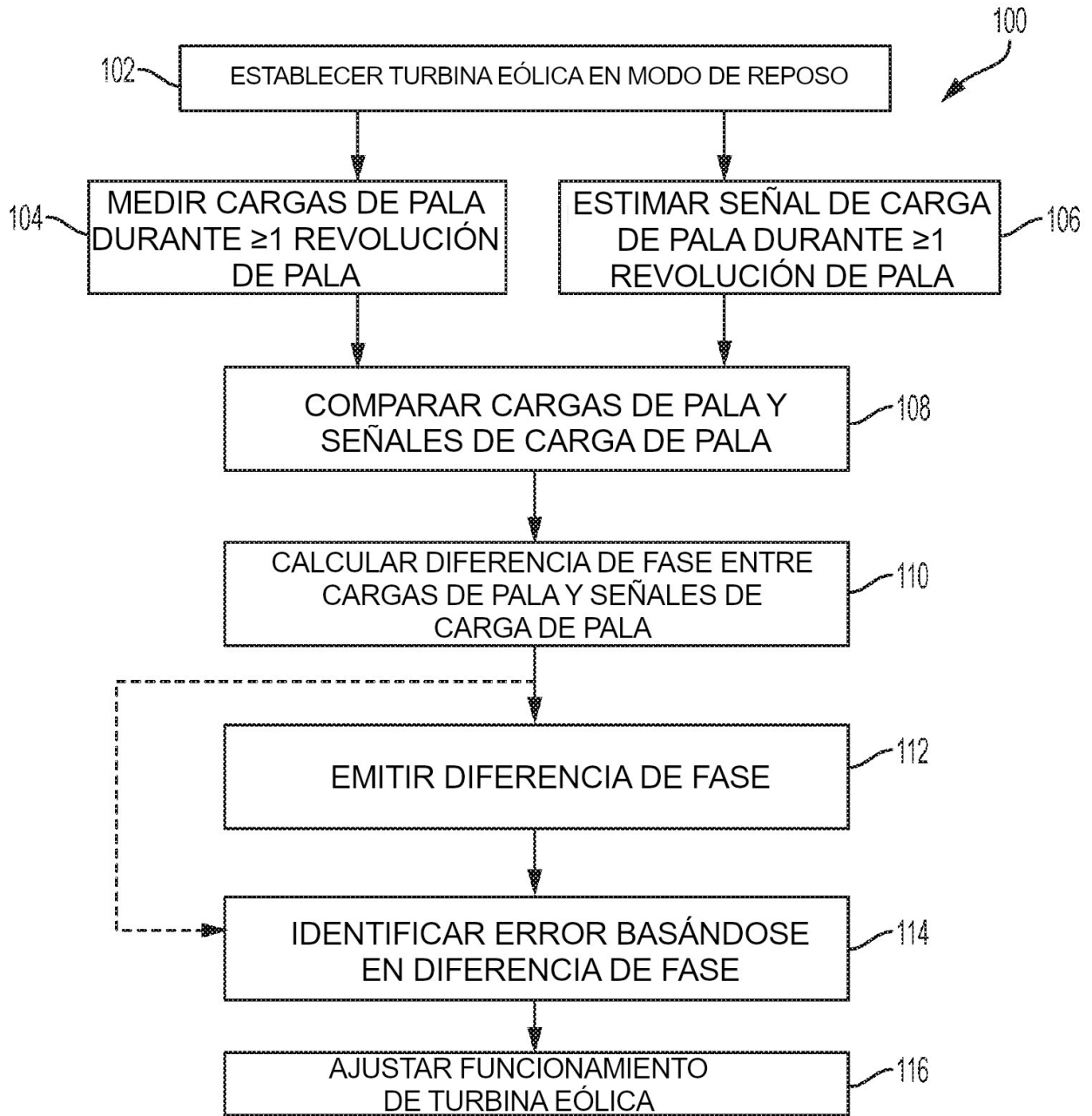


Fig. 4

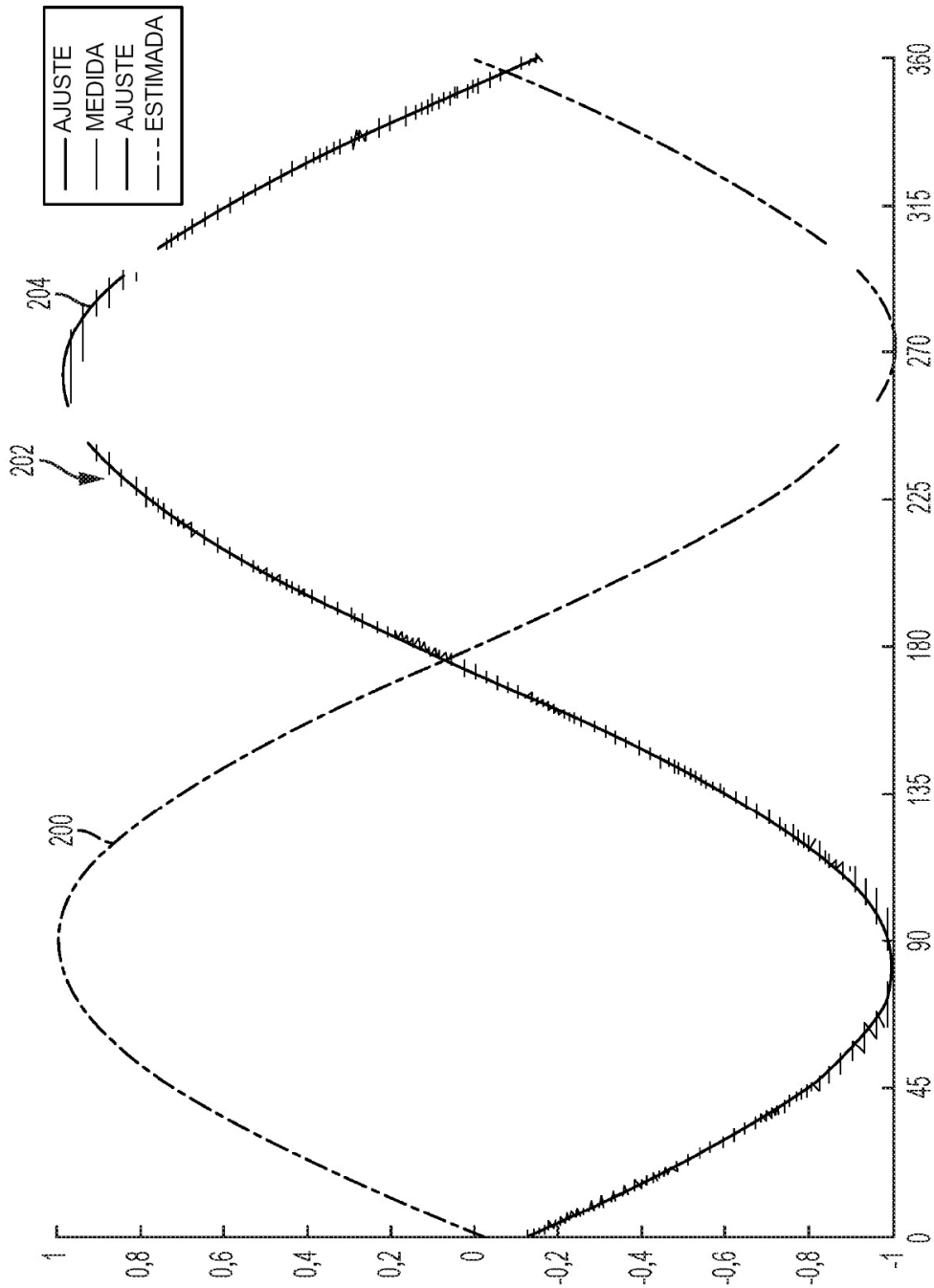


Fig. 5

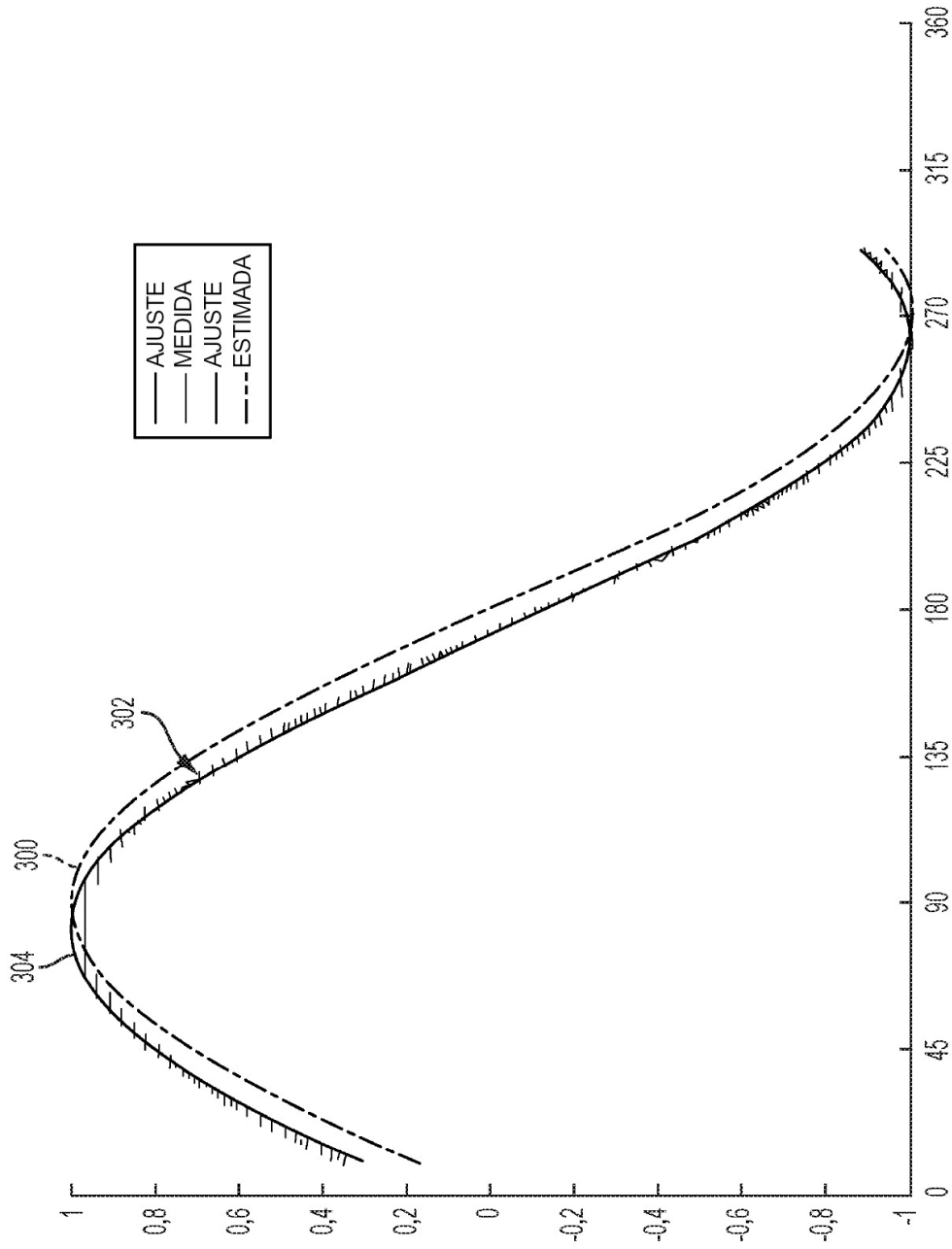


Fig. 6