

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 660 579**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 7/04** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **12.06.2015 E 15171869 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **31.01.2018 EP 2963283**

54 Título: **Procedimientos y sistemas para operar un sistema de turbina eólica**

30 Prioridad:

**30.06.2014 US 201414319269**

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

**23.03.2018**

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**DESHPANDE, AMEET SHRIDHAR y  
AGARWAL, PRANAV**

74 Agente/Representante:

**CARPINTERO LÓPEZ, Mario**

**ES 2 660 579 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**

Procedimientos y sistemas para operar un sistema de turbina eólica

Varias realizaciones de la presente divulgación se refieren generalmente a turbinas eólicas, y más particularmente, a la reducción de oscilaciones de torre en turbinas eólicas.

5 Las turbinas eólicas están ganando cada vez más importancia como fuentes renovables de generación de energía. En los últimos tiempos, la tecnología de turbina eólica se ha ido aplicando cada vez más a aplicaciones de generación de potencia a gran escala. Normalmente, una turbina eólica incluye una torre y un rotor acoplado de manera giratoria a dos o más palas. Maximizar la salida de energía al mismo tiempo que se minimizan las cargas de las turbinas eólicas en condiciones de viento variadas es un reto que existe en la explotación de energía eólica.

10 Las vibraciones u oscilaciones de torre pueden causar una carga significativa de una turbina eólica y pueden ocasionarlas varias alteraciones tales como una turbulencia, ráfagas grandes y repentinas, una amortiguación ineficiente, o transiciones entre condiciones de viento. Una torre puede vibrar a lo largo de cualquier grado de libertad. Por ejemplo, la torre puede vibrar en una dirección de proa-a-popa (a la que comúnmente se hace referencia como inclinación de torre), en una dirección de lado-a-lado (a la que comúnmente se hace referencia como ladeo de torre), o a lo largo de su eje longitudinal (a la que comúnmente se hace referencia como vibración torsional). Véanse, por ejemplo, los documentos EP 1 770 278 y WO 2010/060772.

15 Habitualmente, la inclinación de torre está causada por el empuje aerodinámico y la rotación de las palas. Cada vez que una pala de rotor pasa por delante de la torre, se reduce el empuje del impacto eólico en la torre. Tal variación continua en la presión eólica tiende a inducir oscilaciones en la torre. Además, si la velocidad de rotor es tal que una pala de rotor pasa por la torre cada vez que la torre está en una de sus posiciones extremas (hacia delante o hacia atrás), las oscilaciones de torre pueden amplificarse. En ocasiones, las oscilaciones en la dirección de proa-a-popa se minimizan "automáticamente" debido a la amortiguación aerodinámica que depende del hecho de que la parte superior de la torre oscile constantemente en la dirección de proa-a-popa. Cuando la parte superior de la torre se mueve a barlovento (o hacia delante), el empuje de rotor aumenta. Este aumento en el empuje de rotor vuelve a impulsar la torre a sotavento. El impulso a sotavento, a su vez, contribuye a amortiguar las oscilaciones de torre. De forma similar, cuando la parte superior de la torre se mueve a sotavento, el empuje de rotor puede reducirse. Esta reducción en el empuje de rotor vuelve a impulsar la torre a barlovento. El impulso a barlovento también contribuye a amortiguar las oscilaciones de torre.

20 Aunque la amortiguación aerodinámica contribuye a la reducción de oscilaciones en muchas circunstancias, si la velocidad de rotor se sincroniza con las oscilaciones de torre, la torre puede oscilar a una alta velocidad causando una deformación mecánica y un posible daño a la torre. Además, tal sincronización puede amplificar la velocidad de rotor en una frecuencia resonante de torre, dañando potencialmente de este modo los generadores y/o trenes de transmisión conectados a las palas de rotor. Incluso cuando la amortiguación aerodinámica contribuye a reducir las oscilaciones, la amortiguación es una técnica reactiva que se inicia únicamente después de que se hayan producido las vibraciones y oscilaciones de torre. Por lo tanto, una torre que depende de este tipo de amortiguación ha de ser lo suficientemente robusta como para soportar las cargas hasta que se activen las técnicas de amortiguación aerodinámica. Para reducir el coste de la energía, se espera que se utilicen diferentes tipos de torres y palas. Para posibilitar la flexibilidad en el diseño, han de preverse y evitarse las cargas extremas.

25 Por lo tanto, existe una necesidad de un procedimiento y sistema potenciados para evitar que se produzcan cargas extremas en las turbinas eólicas.

Por lo tanto, se proporciona la presente invención, tal y como se define por las reivindicaciones adjuntas.

Varias características y aspectos de las realizaciones de la presente invención se entenderán más fácilmente tras leer la siguiente descripción detallada con referencia a los dibujos adjuntos en los que los caracteres iguales representan partes iguales a lo largo de los dibujos, en los que:

- 45 la Fig. 1 es una representación ejemplar de una turbina eólica;
- la Fig. 2 es una vista en perspectiva transversal parcial de una porción de la turbina eólica mostrada en la Fig. 1;
- la Fig. 3 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento para operar la turbina eólica mencionada en la Fig. 1 y la Fig. 2, de acuerdo con una realización de la presente divulgación;
- la Fig. 4 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento para determinar un coeficiente de amortiguación variable no lineal que está generado por un modelo de amortiguación de torre no lineal, de acuerdo con una realización de la presente divulgación;
- 50 la Fig. 5 muestra un ejemplo de un semiplano de un diagrama de plano de fases que puede usarse para determinar un coeficiente de amortiguación variable no lineal, de acuerdo con una realización de la presente divulgación; y

la Fig. 6 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento ejemplar para determinar si las señales de control de amortiguación de torre satisfacen las restricciones de velocidad de cabeceo y, si no, para modificar las señales de control de amortiguación de torre, de acuerdo con una realización de la presente divulgación.

5 A menos que se indique otra cosa, los términos técnicos y científicos usados en el presente documento tienen el mismo significado como para un experto habitual en la técnica al que pertenece esta divulgación. Los términos "un", "una", "unos" y "unas" no denotan una limitación de cantidad, sino que denotan la presencia de al menos uno de los artículos referenciados. Se pretende que el término "o" sea inclusivo y que signifique uno, alguno, o todos los artículos listados. El uso de "que incluye", "que comprende" o "que tiene" y variaciones de los mismos en el presente documento abarca los artículos listados de aquí en adelante y los equivalentes de los mismos así como artículos adicionales. La expresión "sistema de control" o el término "controlador" puede incluir tanto un único componente como una pluralidad de componentes, que pueden ser activos y/o pasivos y que están conectados o acoplados de otro modo para proporcionar la función o funciones descrita(s).

15 La Fig. 1 es una representación ejemplar de una turbina 10 eólica. Aunque la turbina 10 eólica ilustrada a efectos de ejemplo es una turbina eólica de generación de potencia eléctrica de eje horizontal, en algunas realizaciones, la turbina 10 eólica puede comprender una configuración de eje vertical y/o una turbina eólica de tipo de aerogenerador (no mostrada). La turbina 10 eólica puede acoplarse a una rejilla de potencia (no mostrada) para recibir potencia eléctrica de la misma para accionar la operación de la turbina 10 eólica y/o sus componentes asociados y/o para suministrar potencia eléctrica generada por la turbina 10 eólica a los mismos. Aunque únicamente se muestra una turbina 10 eólica, en algunas realizaciones, puede agruparse una pluralidad de turbinas eólicas 10 de manera que pueda hacerse referencia al grupo como "parque eólico".

20 La turbina 10 eólica incluye una torre 14, un cuerpo 16 (al que en ocasiones se hace referencia como "góndola") y un rotor 18 acoplado al cuerpo 16 para que rote con respecto al cuerpo 16 sobre un eje de rotación 20. El rotor 18 incluye un cubo 22 y una o más palas 24 que se extienden de manera radial hacia fuera desde el cubo 22 para convertir la energía eólica en energía de rotación. Aunque en el presente documento se describe e ilustra que el rotor 18 tiene tres palas 24, el rotor 18 puede tener cualquier número de palas 24. La longitud de las palas 24 puede variar según la aplicación. En algunas realizaciones, el rotor 18 está encarado generalmente a barlovento para explotar la energía eólica. En otras ciertas realizaciones, el rotor 18 está encarado a sotavento para explotar la energía eólica. En algunas realizaciones, el rotor 18 puede no estar encarado exactamente a barlovento o a sotavento, pero puede estar inclinado generalmente en cualquier ángulo (que puede ser variable) con respecto a una dirección del viento para explotar la energía del mismo.

25 El rotor 18 puede incluir palas 24 de cualquier forma, tipo, y configuración. Por ejemplo, basándose en la forma, tipo, y configuración de las palas 24, el rotor 18 puede incluir un rotor entubado, un rotor de turbina eólica darrieus, un rotor de turbina eólica savonius, un rotor de aerogenerador tradicional, o similares. El rotor de aerogenerador tradicional, por ejemplo, puede usarse para bombear agua, tal como, pero sin limitación, rotores de cuatro palas que tienen obturadores de madera y/o aspas de tejido.

30 La turbina 10 eólica incluye, además, uno o más sensores 12 acoplados a uno o más componentes de la turbina 10 eólica y/o la rejilla de potencia, para medir uno o más parámetros de tales componentes. Los sensores 12 pueden incluir, pero sin limitación, sensores configurados para medir la velocidad de rotor actual, aceleración de rotor actual, ángulos de cabeceo actuales y una o más de las palas 24, desplazamientos, guiñada, momentos, deformación, tensión, torcimiento, daño, fallo, par de rotor, una anomalía en la rejilla de potencia, velocidad de generador, y/o una anomalía de la potencia suministrada a cualquier componente de la turbina 10 eólica.

35 La turbina 10 eólica incluye, además, uno o más sistemas 28 de control acoplados a los sensores 12 y al menos alguno de los componentes de la turbina 10 eólica para controlar generalmente la operación de la turbina 10 eólica. En la presente configuración contemplada, el sistema 28 de control está dispuesto dentro de la turbina 10 eólica. No obstante, de manera adicional o de manera alternativa, el sistema 28 de control puede estar a distancia respecto de la turbina 10 eólica y/u otros componentes de la turbina 10 eólica. El sistema 28 de control puede usarse para monitorizar y controlar todo el sistema que incluye, por ejemplo, regulación de velocidad y de cabeceo de pala, eje de alta velocidad y aplicaciones de freno de guiñada, aplicaciones de motor de guiñada y bombeo, y/o monitoreo de fallo. En algunas realizaciones, pueden usarse arquitecturas de control centralizado o distribuido de manera alternativa.

40 La Fig. 2 es una vista en perspectiva transversal parcial de una porción de la turbina 10 eólica mostrada en la Fig. 1. La turbina 10 eólica incluye uno o más dispositivos de control de par. Los dispositivos de control de par pueden incluir, por ejemplo, un convertidor, un generador eléctrico, un dispositivo de almacenamiento de batería, y/o una carga de resistencia de derivación. En una realización específica, el dispositivo de control de par comprende un generador eléctrico 26 acoplado al rotor 18. El generador eléctrico 26 puede, de manera opcional, estar acoplado al rotor 18 a través de una caja de cambios (no mostrada) y puede comprender cualquier tipo adecuado de generador eléctrico, tal como, pero sin limitación, un generador de inducción de rotor bobinado. En algunas realizaciones, la turbina 10 eólica puede incluir un freno 30 tal como, por ejemplo, un freno de estacionamiento hidráulico, un freno electromecánico, un freno centrífugo, un freno de corriente de Foucault (retardador), o un freno magnético, para frenar la rotación del rotor 18 a, por ejemplo, una rotación lenta del rotor 18, frenar el rotor 18 contra un par eólico

total, y/o reducir la generación de potencia eléctrica del generador eléctrico 26.

La turbina 10 eólica puede incluir, además, un dispositivo de control de cabeceo, tal como, un sistema 32 de cabeceo de pala variable para controlar de manera selectiva un ángulo de cabeceo de las palas 24. En algunas realizaciones, los ángulos de cabeceo de las palas 24 están controlados de manera individual por el sistema 32 de cabeceo de pala variable. El sistema 32 de cabeceo de pala variable puede incluir uno o más accionadores 34 acoplados al cubo 22 y las palas 24 para cambiar el ángulo de cabeceo de las palas 24. Los accionadores 34 pueden incluir, pero sin limitación, motores eléctricos, cilindros hidráulicos, resortes, y/o servomecanismos y pueden estar accionados por cualquier medio adecuado, tal como, pero sin limitación, fluido hidráulico, potencia eléctrica, potencia electroquímica, y/o potencia mecánica. De manera adicional o de manera alternativa, los accionadores 34 pueden estar accionados por la energía extraída de la inercia de rotación del rotor 18 y/o una fuente de energía almacenada (no mostrada) que suministra potencia a los componentes de la turbina 10 eólica durante una anomalía de rejilla en la rejilla de potencia acoplada a la turbina 10 eólica.

Como se ha mencionado anteriormente con referencia a la Fig. 1, la turbina 10 eólica incluye, además, los sensores 12 y el sistema 28 de control. El sistema 28 de control, por ejemplo, puede ser un subsistema de procesamiento, un procesador, un microprocesador, un chip incrustado, o similares. El sistema 28 de control está acoplado de manera operacional al freno 30 y al controlador 32 de cabeceo variable. Como se ha mencionado anteriormente con referencia a la Fig. 1, los sensores 12 están colocados con respecto a uno o más componentes de la turbina 10 eólica y/o la rejilla de potencia, para medir uno o más parámetros de tales componentes. Aunque en el presente documento se ilustra que los sensores 12 ejemplares están acoplados a varios componentes de la turbina 10 eólica, incluida la torre 14, la pluralidad de palas 24 y el cubo 22, los sensores 12 ilustrados en el presente documento no están limitados a los componentes a los que se muestra acoplado cada sensor, ni la localización mostrada en tales componentes. En cambio, los sensores 12 pueden acoplarse a cualquier componente de la turbina 10 eólica y/o la rejilla de potencia en cualquier localización de la misma para medir cualquier parámetro de la misma.

El sistema 28 de control predice un parámetro indicativo de momento de carga de torre tal como una energía neta de la torre 14 en uno o más puntos futuros en el tiempo. El sistema 28 de control incluye un modelo 29 de amortiguación de torre no lineal que usa el sistema 28 de control para generar señales de control de amortiguación de torre para controlar la amortiguación de torre de la turbina 10 eólica cuando el parámetro indicativo de momento de carga de torre predicho excede el límite diseñado. Como se usa en el presente documento, la expresión "modelo de amortiguación de torre no lineal" se refiere a un modelo matemático que usa un coeficiente de amortiguación variable no lineal para generar señales de control de amortiguación de torre para controlar la amortiguación de torre de la torre 14 en la turbina 10 eólica. Como se usa en el presente documento, la expresión "coeficiente de amortiguación variable no lineal" se refiere a un coeficiente que varía con una variación en: la tensión/carga/desviación de la torre 14, una cantidad de disipación de energía requerida para controlar la amortiguación de torre, y/o el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14 para controlar la amortiguación de torre de la torre 14.

La Fig. 3 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento 300 para operar la turbina 10 eólica mencionada en la Fig. 1 y la Fig. 2, de acuerdo con una realización de la presente divulgación. Los bloques de la Fig. 3 pueden ejecutarse por la unidad 28 de control. El número 302 de referencia es representativo de la desviación de torre actual de la torre 14 de turbina eólica. El número 304 de referencia es representativo de la velocidad 304 de torre actual de la torre 14, y el número 306 de referencia es representativo de la aceleración de torre actual. En una realización, los valores en los bloques 302, 304 y 306 pueden computarse basándose en la información detectada por uno o más de los sensores 12. Por ejemplo, en una realización, la desviación de torre actual puede computarse basándose en una información representativa del momento de base de torre de la torre 14. En otra realización, la desviación de torre actual puede computarse a partir de la aceleración de parte superior de torre, estimación de empuje de parte superior de torre, momento de guiñada e inclinación.

En el bloque 308, la desviación de torre de la torre 14 en uno o más puntos futuros en el tiempo (T) se predice basándose al menos en parte en la desviación 302 de torre actual, la velocidad 304 de torre actual, y la aceleración 306 de torre actual. La desviación de torre, por ejemplo, puede predecirse usando la siguiente ecuación (1):

$$y_{predicha} = Y_0 + (\dot{X}_0 * T) + \left(\frac{1}{2} \ddot{X}_0 * T^2\right) \quad (1)$$

en la que  $y_{predicha}$  es la desviación de torre predicha en un tiempo futuro T segundos de entrada,  $X_0$  es la velocidad de torre actual,  $Y_0$  es la desviación de torre actual, y  $\ddot{X}_0$  es la aceleración de torre actual. El tiempo futuro T segundos de entrada, por ejemplo, puede estar controlado por un usuario o por la unidad 28 de control. La desviación de torre, por ejemplo, puede predecirse por la unidad 28 de control.

En el bloque 310, un parámetro indicativo de momento de carga de torre puede predecirse en uno o más puntos futuros en el tiempo. Como se usa en el presente documento, la expresión "parámetro indicativo de momento de carga de torre" se refiere a un parámetro que es indicativo de cargas que actúan en la torre 14 y una comparación del parámetro con un umbral preestablecido separa la operación normal de la torre 14 de la operación de torre

5 sometida a tensión anormal. En una realización, el parámetro indicativo de momento de carga de torre se predice basándose en la desviación de torre predicha. El parámetro indicativo de momento de carga de torre, por ejemplo, puede comprender energía neta de la torre 14, energía potencial de la torre 14, energía cinética de la torre 14, desviación de torre bidireccional, inclinación de torre, guiñada de torre y combinaciones de las mismas. La energía neta incluye energía potencial neta de la torre 14, energía cinética neta de la torre 14, o un total de las energías potencial neta y cinética neta. En una realización, la energía neta se predice basándose al menos en la desviación de torre predicha. En una realización alternativa o adicional, la energía neta se predice basándose al menos en parte en una desviación de torre, velocidad de torre, y la frecuencia natural de la torre 14. Por ejemplo, cuando el parámetro indicativo de momento de carga de torre es energía neta, entonces la energía neta puede predecirse usando las siguientes ecuaciones (2) y (5):

$$R_{predicha} = \sqrt{(\omega Y_{dim})^2 + X_{dim}^2} \quad (2)$$

15 en la que  $R_{predicha}$  es representativa del total de las energías potencial neta y cinética neta de la torre 14,  $\omega$  es la frecuencia natural de la torre 14,  $Y_{dim}$  es un primer parámetro adimensional que es la desviación de torre adimensional predicha  $\omega$  veces, y  $X_{dim}$  es un segundo parámetro adimensional que es una división de velocidad de proa-a-popa de torre adimensional actual y la frecuencia natural. En una realización, la  $R_{predicha}$  es representativa de un radio de un diagrama de plano de fases mostrado con referencia a la Fig. 5. El primer parámetro adimensional  $Y_{dim}$  puede representarse por la siguiente ecuación (3):

$$Y_{dim} = \omega \frac{y_{predicha} - Fz_{aero} / K}{y_{m\acute{a}x} - Fz_{aero} / K} \quad (3)$$

20 en la que  $y_{predicha}$  es una desviación de torre predicha en el tiempo futuro T de entrada, K es la rigidez modal de torre y  $Fz_{aero}$  es el empuje de rotor. Además, el segundo parámetro adimensional  $X_{dim}$  puede representarse usando la siguiente ecuación (4):

$$X_{dim} = \frac{X_0}{\omega(y_{m\acute{a}x} - Fz_{aero} / K)} \quad (4)$$

25 La ecuación (2) predice la energía neta usando el primer parámetro adimensional y el segundo parámetro adimensional. En una realización, la energía neta puede predecirse usando parámetros dimensionales que incluyen la desviación de torre predicha y la velocidad de proa-a-popa de torre actual usando la siguiente ecuación (5):

$$\text{Energía Neta} = 0,5 * (K * (X_0 - \frac{Fz_{aero}}{K})^2) + 0,5 * M * X_0^2 \quad (5)$$

30 en la que  $X_0$  es la desviación de torre actual o la desviación de torre predicha. El número 312 de referencia es representativo de un límite de diseño de la torre 14. Como se usa en el presente documento, la expresión "límite de diseño" se refiere a una limitación de diseño o de una estructura de la torre 14. Por ejemplo, el límite 312 de diseño puede incluir la energía potencial máxima almacenada en la torre 14, durante la operación de la turbina 10 eólica, en un límite de desviación de torre máximo de la torre 14. En otro ejemplo, el límite 312 de diseño puede incluir el límite de desviación de torre máximo de la torre 14 o el momento basal de torre máximo más allá del cual la torre 14 puede dañarse. Se observa que el límite 312 de diseño de una turbina eólica puede ser diferente del límite 312 de diseño de otra turbina eólica debido a una diferencia en el diseño, estructura, longitud, altura, masa y otras características de las turbinas eólicas. En una realización, puede estimarse el límite 12 de diseño a la hora de armar la turbina 10 eólica, y dicho límite 312 de diseño estimado puede cambiar con el tiempo y uso de la turbina 10 eólica. El límite 312 de diseño puede incluir de manera adicional o de manera alternativa la energía potencial máxima de la torre 14, energía neta máxima de la torre 14, energía cinética máxima de la torre 14, momento basal de torre máximo y/o desviación de torre máxima.

40 En el bloque 314, se compara el indicador de momento de carga de torre predicho con el límite 312 de diseño correspondiente. Cuando el indicador de momento de carga de torre predicho es la energía neta predicha, entonces se compara la energía neta predicha con el límite 312 de diseño que comprende la energía neta máxima. El parámetro indicativo de momento de carga de torre se compara con el límite 312 de diseño para garantizar que el modelo 29 de amortiguación de torre no lineal se usa/activa únicamente cuando una tensión/carga/desviación extrema en la torre 14 es inminente. Por lo tanto, en el bloque 316, cuando se determina que el indicador de momento de carga de torre predicho no excede el límite 312 de diseño, entonces en el bloque 318 se continúa la

operación normal de la turbina 10 eólica usando modelos de control de funcionamiento basales. Los modelos de control de funcionamiento basales comprenden cualesquiera modelos de control adecuados y/o procedimientos que se usan para la operación normal cotidiana de la turbina 10 eólica cuando la turbina 10 eólica no está experimentando cargas/desviaciones/tensión en la torre 14.

5 Se observa que cuando el indicador de momento de carga de torre predicho excede el límite 312 de diseño correspondiente, es indicativo de la tensión, cargas, y/o desviación extremas inminente(s), de la torre 14. Cuando el indicador de momento de carga de torre predicho excede el límite 312 de diseño correspondiente, entonces en el bloque 320, la unidad 28 de control usa el modelo 29 de amortiguación de torre no lineal para generar señales de control de amortiguación de torre para controlar la amortiguación de torre de la torre 14 en la turbina 10 eólica. En consecuencia, el modelo 29 de amortiguación de torre no lineal se usa/activa únicamente cuando la tensión/carga/desviación extrema en la torre 14 es inminente. En una realización específica, el modelo 29 de amortiguación de torre no lineal está configurado para generar las señales de control de amortiguación de torre basándose al menos en parte en el coeficiente de amortiguación variable no lineal, una masa de la torre, una dirección de movimiento de la torre, una sensibilidad aerodinámica, y la velocidad de torre angular. En una realización, el modelo 29 de amortiguación de torre no lineal está configurado para generar señales de control de amortiguación de torre en fase con una velocidad de torre de la torre y las señales de control de amortiguación de torre incluyen una señal de control de alteración de ángulo de cabeceo para las palas 24. Por ejemplo, cuando la señal de control de amortiguación de torre incluye la señal de control de alteración de ángulo de cabeceo requerida, entonces puede determinarse la alteración de ángulo de cabeceo requerida para las palas 24 usando la siguiente ecuación (6):

$$\theta_{add} = \zeta * \omega * \dot{X}_0 * M / \left( \frac{\partial F_z Aero}{\partial \theta} \right) \quad (6)$$

en la que  $\theta_{add}$  es la señal de control de amortiguación de torre o la señal de control de alteración de ángulo de cabeceo requerida,  $\zeta$  es el coeficiente de amortiguación variable no lineal,  $\omega$  es la velocidad actual o la velocidad

predicha de la torre, M es la masa modal de la torre 14,  $\frac{\partial F_z Aero}{\partial \theta}$  es la sensibilidad de un empuje aerodinámico con un ángulo de cabeceo,  $F_z Aero$  es el empuje de rotor y  $\omega$  la frecuencia natural de la torre 14. La alteración de ángulo de cabeceo requerida para las palas 24, por ejemplo, puede incluir una alteración de cabeceo colectiva que satisfaga las restricciones de velocidad de cabeceo, restricciones de aceleración de cabeceo, o ambas de la turbina 10 eólica. La alteración de ángulo de cabeceo requerida para las palas 24 puede comprender la misma señal de control para cada pala 24 o puede comprender una señal de control de ángulo de cabeceo independiente para cada una de las palas 24.

Además, en el bloque 322, puede determinarse si las señales de control de amortiguación de torre satisfacen las restricciones de velocidad de cabeceo, y/o las restricciones de aceleración de cabeceo de la turbina 10 eólica. Las restricciones de velocidad de cabeceo, por ejemplo, pueden incluir una capacidad de velocidad de cabeceo máxima del sistema 32 de cabeceo de pala variable y los accionadores 34. Las restricciones de aceleración de cabeceo, por ejemplo, pueden incluir la capacidad de aceleración de cabeceo máxima del sistema 32 de cabeceo de pala variable y los accionadores 34. Determinar si las señales de control de amortiguación de torre satisfacen las restricciones de velocidad de cabeceo, y/o las restricciones de aceleración de cabeceo de la turbina 10 eólica, de acuerdo con una realización, se explica con mayor detalle con referencia a la Fig. 6.

La Fig. 4 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento 400 para determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal que está generado por el modelo 29 de amortiguación de torre no lineal, de acuerdo con una realización de la presente divulgación. El número 402 de referencia es representativo de un parámetro indicativo de momento de carga de torre predicho que se predice en el bloque 310 en la Fig. 3. Además, como se ha mencionado anteriormente con referencia a la Fig. 3, el número 312 de referencia es representativo del límite de diseño de la torre 14.

En el bloque 404, puede determinarse un factor de reducción de energía basándose en el parámetro 402 indicativo de momento de carga de torre predicho y el límite 312 de diseño. En una realización, cuando el parámetro 402 indicativo de momento de carga de torre predicho es la energía neta predicha de la torre 14, entonces puede determinarse el factor de reducción de energía basándose en la energía neta predicha y el límite 312 de diseño, es decir, la energía neta máxima de la torre 14 en el límite de desviación de torre máximo de la torre 14. Por ejemplo, puede determinarse el factor de reducción de energía usando la siguiente ecuación (7):

$$E_{ratio} P_{carga \text{ de torre}} / P_{límite \text{ de diseño}} \quad (7)$$

en la que  $E_{ratio}$  es el factor de reducción de energía,  $P_{carga \text{ de torre}}$  es el parámetro 402 indicativo de momento de carga de torre predicho, y  $P_{límite \text{ de diseño}}$  es el límite 312 de diseño. En una realización, cuando el parámetro 402

indicativo de momento de carga de torre predicho es la energía neta ( $R_{predicha}$ ) y el límite 312 de diseño correspondiente es la energía potencial máxima ( $R_{m\acute{a}x}$ ) de la torre 14 en el límite de desviación máximo, entonces puede determinarse el factor de reducción de energía  $E_{ratio}$  usando la siguiente ecuación (8):

$$E_{ratio} = R_{predicha} / R_{m\acute{a}x} \quad (8)$$

- 5 En el bloque 406, se determina un tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14 que resulta en una desviación de torre de la torre 14. Como se usa en el presente documento, la expresión "tiempo que queda para detener" se refiere a un periodo de tiempo máximo desde el tiempo actual antes del cual, si no se detiene el movimiento de la torre 14, entonces la torre 14 puede dañarse. Por ejemplo, en una realización, puede determinarse el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14 usando las siguientes ecuaciones (9) y (10):

$$\theta_{predicha} = \tan^{-1} \left( \frac{\omega X_{dim}}{Y_{dim}} \right) \quad (9)$$

- 10 en la que  $\theta_{predicha}$  es una representación angular del tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14 y también es un ángulo formado en un diagrama de plano de fases (mostrado en la Fig. 5) entre el estado de torre que incluye la desviación de torre y la velocidad de proa-a-popa de torre y un eje-X de referencia,  $Y_{dim}$  es el primer parámetro adimensional determinado en la ecuación (4) y  $X_{dim}$  es el segundo parámetro adimensional determinado en la ecuación (3). La  $\theta_{predicha}$  puede usarse para determinar el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre usando la siguiente ecuación (10):

$$T_{queda} = \frac{\theta_{predicha}}{\omega} \quad (10)$$

- 20 en la que  $T_{queda}$  es el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre y  $\omega$  es la frecuencia natural de la torre 14. En el bloque 408, puede determinarse el coeficiente de amortiguación variable no lineal que es una función del factor de reducción de energía y el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14. En una realización, puede determinarse el coeficiente de amortiguación variable no lineal al resolver una función basándose en el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14 y el factor de reducción de energía. La función, por ejemplo, puede determinarse al resolver un problema de optimización de valor de frontera de dos puntos. El problema de optimización de valor de frontera de dos puntos, por ejemplo, puede resolverse para una trayectoria de torre en un diagrama de plano de fases, en el que una trayectoria de torre se inicia en una posición de torre actual y una velocidad de torre actual, y termina en un límite de diseño de desviación de torre y velocidad de torre cero, y asume una amortiguación constante a lo largo de la misma. La solución puede mapear cada trayectoria de torre al coeficiente de amortiguación variable no lineal, que es una función escalar bidimensional de la desviación de torre y velocidad de torre.

- 30 La función puede estar parametrizada de manera alternativa o de manera adicional por la relación de reducción de energía y el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14. La función parametrizada por el factor de reducción de energía y el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre puede resolverse de manera numérica para determinar los coeficientes de amortiguación variables no lineales que puedan parecer marcadores de contorno, como se muestra en la Figura 5. El coeficiente de amortiguación variable no lineal puede almacenarse como una tabla de consulta con entradas adimensionales y usadas en línea. En una realización alternativa, puede determinarse el coeficiente de amortiguación variable no lineal basándose en una función de aproximación. Por ejemplo, puede determinarse el coeficiente de amortiguación variable no lineal al resolver la siguiente función de aproximación mostrada en la ecuación (11):

$$\zeta(\theta_{predicha}, E_{ratio}) = \max \left( 0, \min \left( 1, \frac{(\Pi/2)^3}{2} * \frac{\ln(E_{ratio})}{(\theta_{predicha} - \Pi/2)^3} \right) \right) \quad (11)$$

- 40 en la que  $\zeta$  es el coeficiente de amortiguación variable no lineal,  $\theta_{predicha}$  es una representación angular del tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14, y  $E_{ratio}$  es el factor de reducción de energía.

- 45 En una realización, puede determinarse el coeficiente de amortiguación variable no lineal basándose en una tabla de consulta que mapea el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14 y el factor de reducción de energía al coeficiente de amortiguación variable no lineal. Por ejemplo, la tabla de consulta puede generarse al resolver la función de la ecuación (11) para varios valores posibles del tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14 y el factor de reducción de energía.

En una realización, el modelo 29 de amortiguación de torre no lineal puede determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal basándose en un diagrama de plano de fases. La Fig. 5 muestra un ejemplo de un semiplano 500 de un diagrama de plano de fases que puede usarse para determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal, de acuerdo con una realización. A efectos de ilustración, en la Fig. 5 se muestra únicamente el semiplano 500 del diagrama de plano de fases. El otro semiplano (no mostrado) es antisimétrico con respecto al semiplano 500 mostrado. En la presente configuración contemplada, el eje Y 502 representa una desviación de torre dimensional o adimensional y el eje X 504 representa una velocidad de proa-a-popa de torre dimensional o adimensional. En una realización, El eje Y 502 representa el primer parámetro adimensional determinado en la ecuación (3) y el eje X 504 representa el segundo parámetro adimensional determinado en la ecuación (4).

5 El número 312 de referencia mostrado en el eje Y 502 representa el límite de desviación de torre máximo de una turbina eólica desviada en una dirección (+1) a sotavento y en una dirección (-1) a barlovento. El radio de varios semicírculos 508 en el semiplano 500 representa la energía neta de las torres, y varios números escritos en las líneas limítrofes de los semicírculos representan coeficientes de amortiguación variables no lineales. El radio  $R_0$  del semicírculo 508 más interior representa la energía neta máxima como el límite 312 de diseño de la torre, y por lo tanto el coeficiente variable no lineal observado en el semicírculo más interior es igual a 0 (mostrado por el número 510 de referencia). Como resulta evidente a partir de los semicírculos 508, un cambio en el radio (energía neta) de los semicírculos 508 y la velocidad de proa-a-popa de torre cambia el coeficiente de amortiguación de torre no lineal observado en cada semicírculo 508 correspondiente. Por ejemplo, cuando un radio de un semicírculo 508 es  $R_1$ , entonces el coeficiente de amortiguación de torre no lineal es igual a 0,25, y cuando el radio del semicírculo 508' es  $R_2$ , entonces el coeficiente de amortiguación de torre no lineal es igual a 0,3.

En una realización, la energía neta predicha se mapea en el diagrama de plano de fases para determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal. En otra realización, la desviación de torre predicha y la velocidad de proa-a-popa de torre actual se mapean en el diagrama de plano de fases para determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal.

25 La amortiguación/cargas/tensión de la torre 14 puede(n) controlarse al disipar al menos una porción de la energía neta de la torre 14. La energía neta de la torre 14, por ejemplo, puede disiparse al cabecear las palas en fase con la velocidad de torre. De este modo, en cualquier momento que la torre pare de moverse y la velocidad de torre sea cero, la alteración/adición de cabeceo puede estar cerca de cero. Si el dispositivo de control de cabeceo, tal como el sistema 32 de cabeceo de pala variable o los accionadores 34, está limitado por una velocidad de cabeceo máxima, y si se requiere una velocidad de cabeceo demasiado agresiva cuando la torre se está moviendo, el cabeceo puede no ser capaz de regresar a cero en el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14 y aumentará la energía neta de la torre 14 en vez de reducir la energía neta de la torre 14. Por consiguiente, es preferible limitar la agresividad de la amortiguación de torre no lineal si la velocidad de cabeceo máxima y la aceleración de cabeceo máxima son bajas. La Fig. 6 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento 600 de ejemplo para determinar si las señales de control de amortiguación de torre satisfacen las restricciones de velocidad de cabeceo y, si no, para modificar las señales de control de amortiguación de torre. El número 602 de referencia es representativo de la alteración de ángulo de cabeceo requerida en las palas 24. Como se ha mencionado anteriormente con referencia a la Fig. 3, las señales de control de amortiguación de torre pueden incluir la señal 602 de control de alteración de ángulo de cabeceo requerida. El número 604 de referencia es representativo del tiempo para detener el movimiento de la torre 14. En el bloque 606, se determina una velocidad de cabeceo requerida basándose en la alteración 602 de ángulo de cabeceo requerida y el tiempo 604 que queda para detener el movimiento de la torre 14. La velocidad de cabeceo requerida, por ejemplo, puede determinarse usando la siguiente ecuación (12):

$$\theta_{velocidad} = \frac{\theta_{add}}{T_{queda}} \quad (12)$$

45 en la que  $\theta_{velocidad}$  es la velocidad de cabeceo requerida para conseguir la alteración de velocidad de cabeceo en el tiempo que queda para detener la torre 14,  $\theta_{add}$  es la señal de control de amortiguación de torre o la señal de control de alteración de ángulo de cabeceo requerida, y  $T_{queda}$  es el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre 14. En el bloque 608, se lleva a cabo una comprobación para determinar si la velocidad de cabeceo requerida es mayor que una velocidad de cabeceo máxima de un dispositivo de control de cabeceo, tal como el sistema 32 de cabeceo de pala variable o los accionadores 34. Como se usa en el presente documento, la expresión "velocidad de cabeceo máxima" se refiere a una velocidad estimada/máxima de cambio de ángulos de cabeceo que puede conseguirse mediante el dispositivo de control de cabeceo. Cuando se determina que la velocidad de cabeceo requerida es mayor que la velocidad de cabeceo máxima, entonces en el bloque 610, se generan las señales de control de velocidad de amortiguación de torre para cambiar el ángulo de cabeceo de las palas 24 en la velocidad de cabeceo máxima para conseguir la alteración de ángulo de cabeceo requerida en los ángulos de cabeceo de las palas 24. Por el contrario, cuando se determina que la velocidad de cabeceo requerida es menor que o igual que la velocidad de cabeceo máxima, entonces en el bloque 612, se generan las señales de control de amortiguación de torre para cambiar los ángulos de cabeceo de las palas 24 en la velocidad de cabeceo requerida para conseguir la alteración de ángulo de cabeceo requerida en los ángulos de cabeceo de las palas 24.

**REIVINDICACIONES**

1. Un sistema (10) de turbina eólica, que comprende:

- una torre (14);
- una pluralidad de palas (24);
- 5 un rotor (22) soportado por la torre (14) y acoplado de manera giratoria a la pluralidad de palas (24);
- una unidad (28) de control programada para:

predecir una energía neta de la torre (14) en uno o más puntos futuros en el tiempo, en el que dicha energía neta de la torre (14) incluye una energía potencial neta de la torre (14), una energía cinética neta de la torre (14) o un total de la energía potencial neta de la torre (14) y la energía cinética neta de la torre (14); y **caracterizado porque:**

si la energía neta prevista está dentro de un límite de diseño, entonces se ha de continuar con los modelos de control de funcionamiento basales para una operación normal del sistema (10) de turbina eólica;

15 si la energía neta prevista excede el límite de diseño, entonces se ha de usar un modelo de amortiguación de torre no lineal para generar señales de control de amortiguación de torre para controlar la amortiguación de torre del sistema de turbina eólica; y

en el que el modelo de amortiguación de torre no lineal está configurado para generar las señales de control de amortiguación de torre basándose al menos en parte en un coeficiente de amortiguación variable no lineal, una masa de la torre (14), una dirección de movimiento de la torre (14), una sensibilidad aerodinámica y una frecuencia natural de la torre (14).

2. El sistema (10) de turbina eólica según la reivindicación 1, en el que el modelo de amortiguación de torre no lineal está configurado para generar señales de control de amortiguación de torre en fase con una velocidad de torre de la torre (14).

3. El sistema (10) de turbina eólica según la reivindicación 2, en el que las señales de control de amortiguación de torre comprenden una alteración de ángulo de cabeceo requerida que satisface las restricciones de velocidad de cabeceo, las restricciones de aceleración de cabeceo o ambas del sistema (10) de turbina eólica.

4. El sistema (10) de turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en el que el modelo de amortiguación de torre no lineal está configurado para determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal que es una función de un tiempo que queda para detener un movimiento de la torre (14) y un factor de reducción de energía.

5. El sistema (10) de turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en el que el modelo de amortiguación de torre no lineal está configurado para determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal basándose en una tabla de consulta que mapea el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre (14) y el factor de reducción de energía al coeficiente de amortiguación variable no lineal.

6. El sistema (10) de turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en el que el modelo de amortiguación de torre no lineal está configurado para determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal basándose al menos en parte en un diagrama de plano de fases.

7. El sistema (10) de turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en el que el modelo de amortiguación de torre no lineal está configurado para determinar el coeficiente de amortiguación variable no lineal al resolver una función basada en el tiempo que queda para detener el movimiento de la torre (14) y el factor de reducción de energía.

8. El sistema (10) de turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en el que la unidad (28) de control está programada, además, para determinar la función al resolver un problema de optimización de valor de frontera de dos puntos.

9. El sistema (10) de turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en el que la unidad (28) de control está programada, además, para predecir la energía neta basándose al menos en parte en una desviación de torre prevista.

10. El sistema (10) de turbina eólica según la reivindicación 9, en el que la unidad (28) de control está programada, además, para predecir la desviación de torre (14) basándose al menos en parte en una desviación de torre actual, una velocidad de torre actual y una aceleración de torre actual.

11. El sistema (10) de turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en el que la unidad (28) de control está programada para predecir la energía neta basándose, además, al menos en una desviación de torre, la velocidad de torre y la frecuencia natural de la torre (14).

12. El sistema (10) de turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en el que el límite de diseño comprende

una energía potencial máxima de la torre en un límite de desviación de torre máximo de la torre (14).

13. Un procedimiento (600) para operar el sistema (10) de turbina eólica de cualquier reivindicación anterior, que comprende:

- 5       predecir la energía neta de una torre (14) de turbina eólica en uno o más puntos futuros en el tiempo; y  
si la energía neta prevista está dentro de un límite de diseño, entonces continuar con los modelos de control de funcionamiento basales para una operación normal de la turbina (10) eólica;  
si la energía neta prevista excede el límite de diseño, entonces usar el modelo de amortiguación de torre no lineal para generar señales de control de amortiguación de torre para controlar las cargas de torre de la turbina (10) eólica.

10

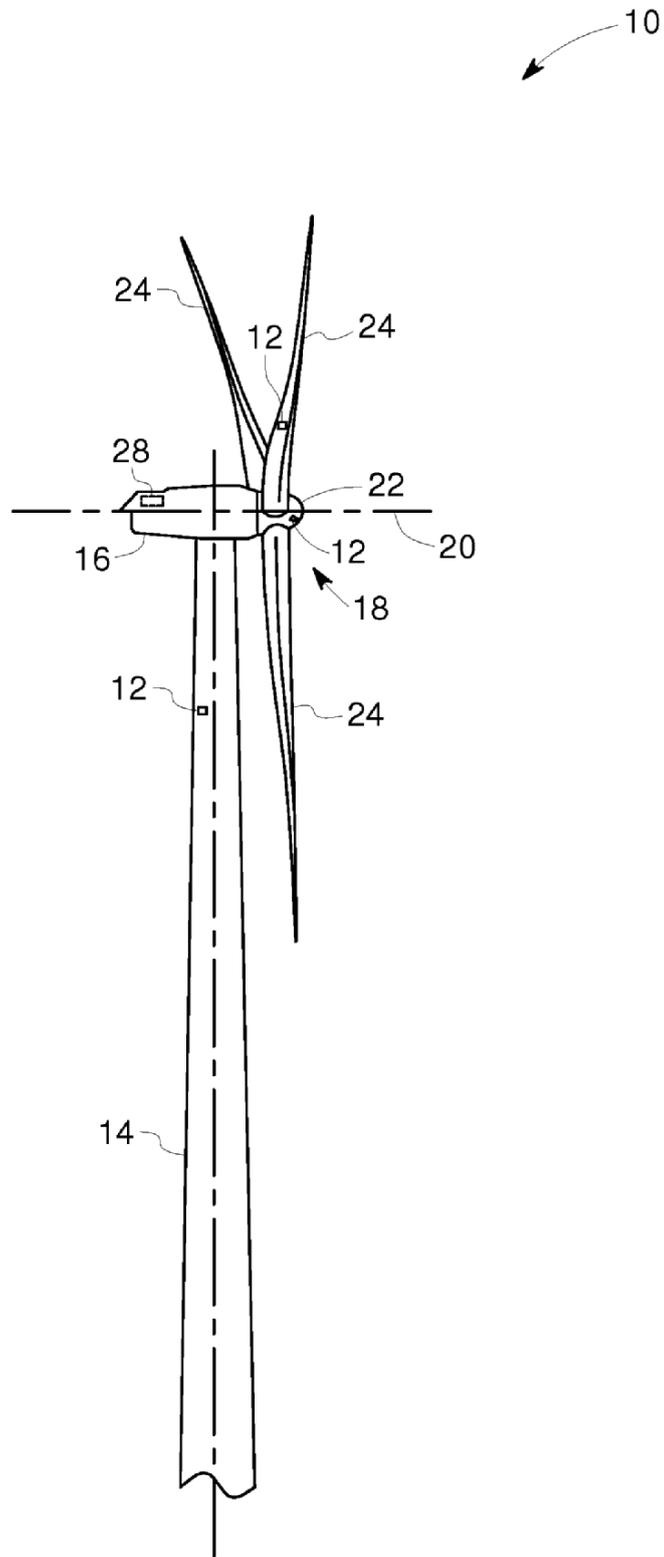


FIG. 1

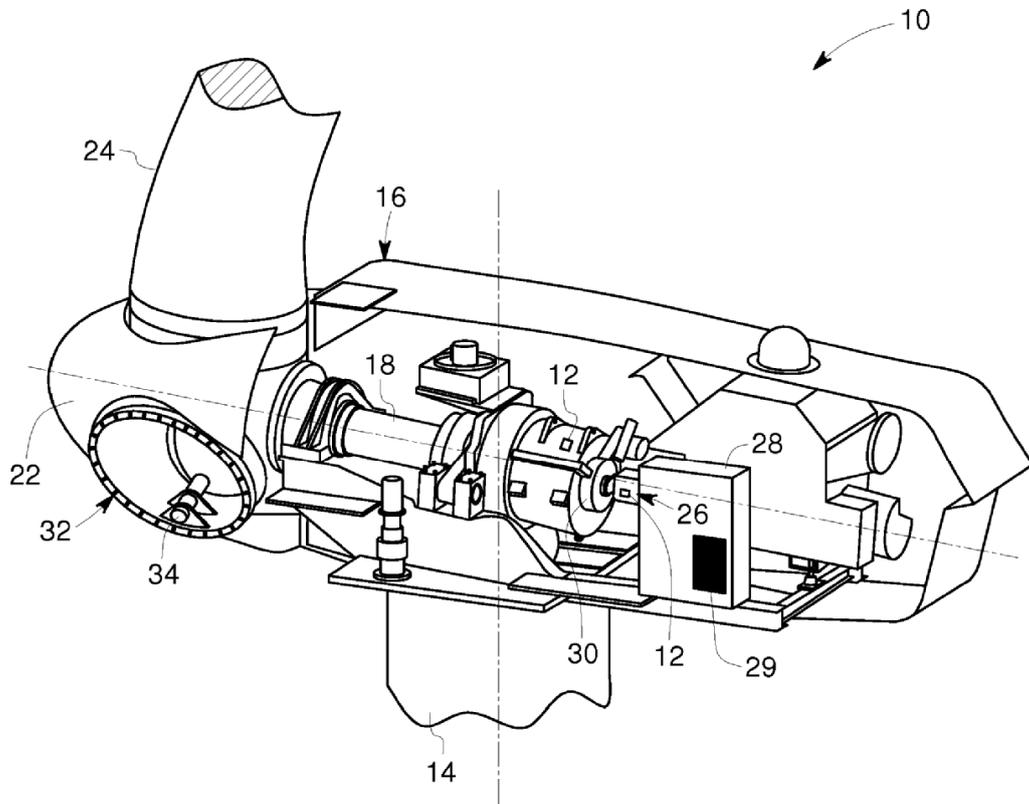


FIG. 2

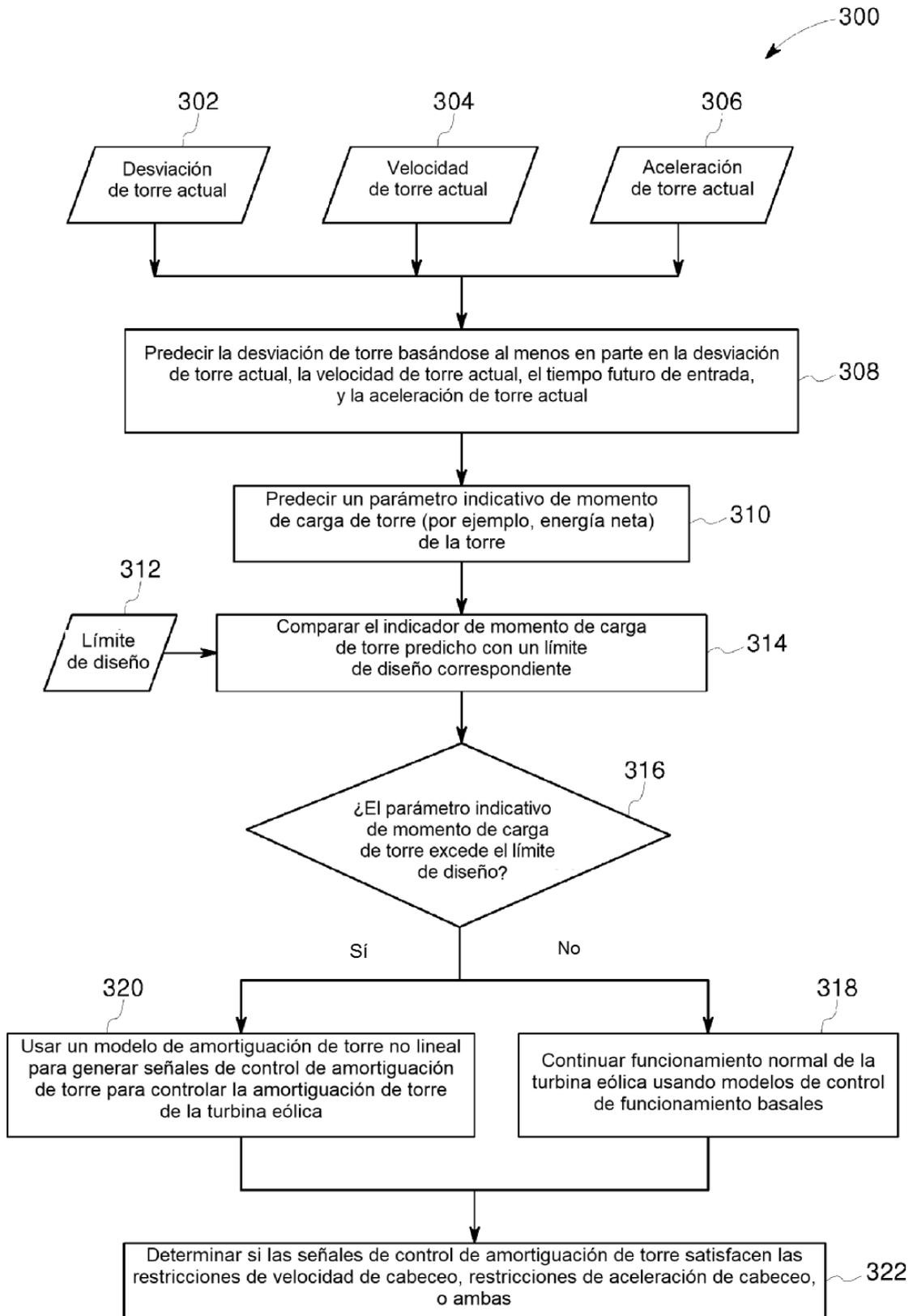


FIG. 3

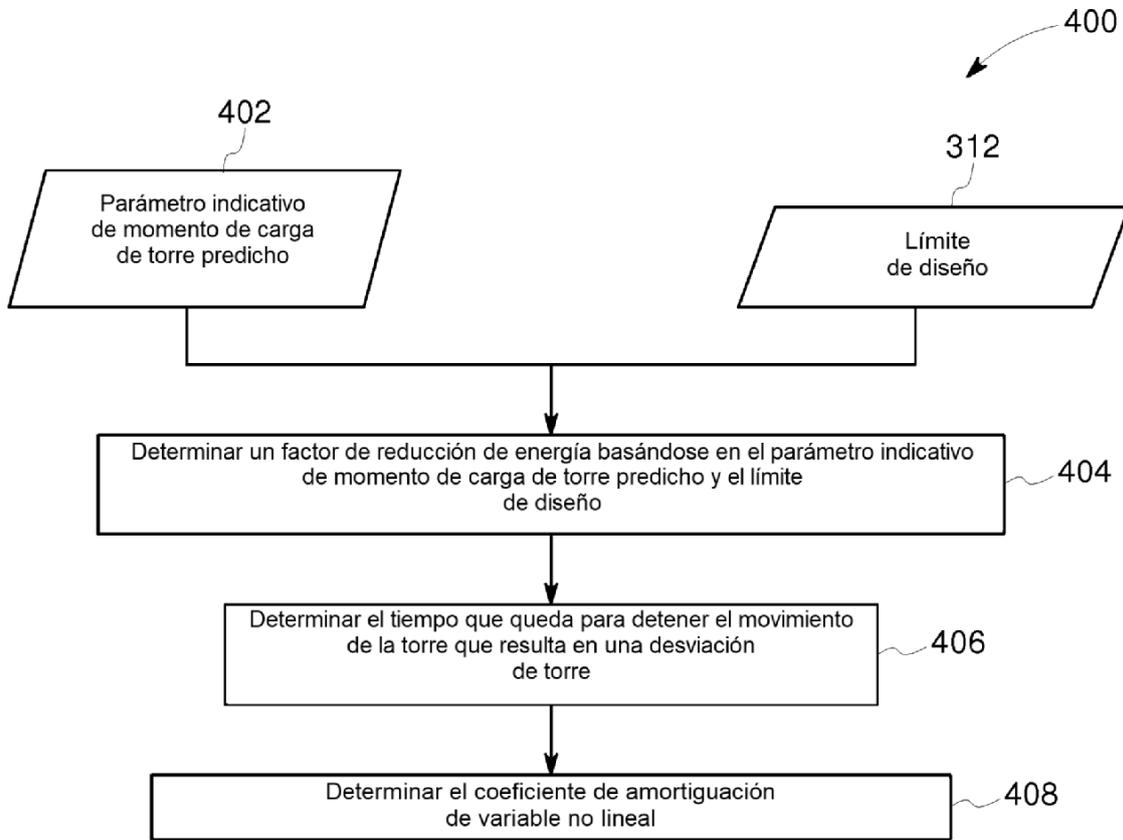


FIG. 4

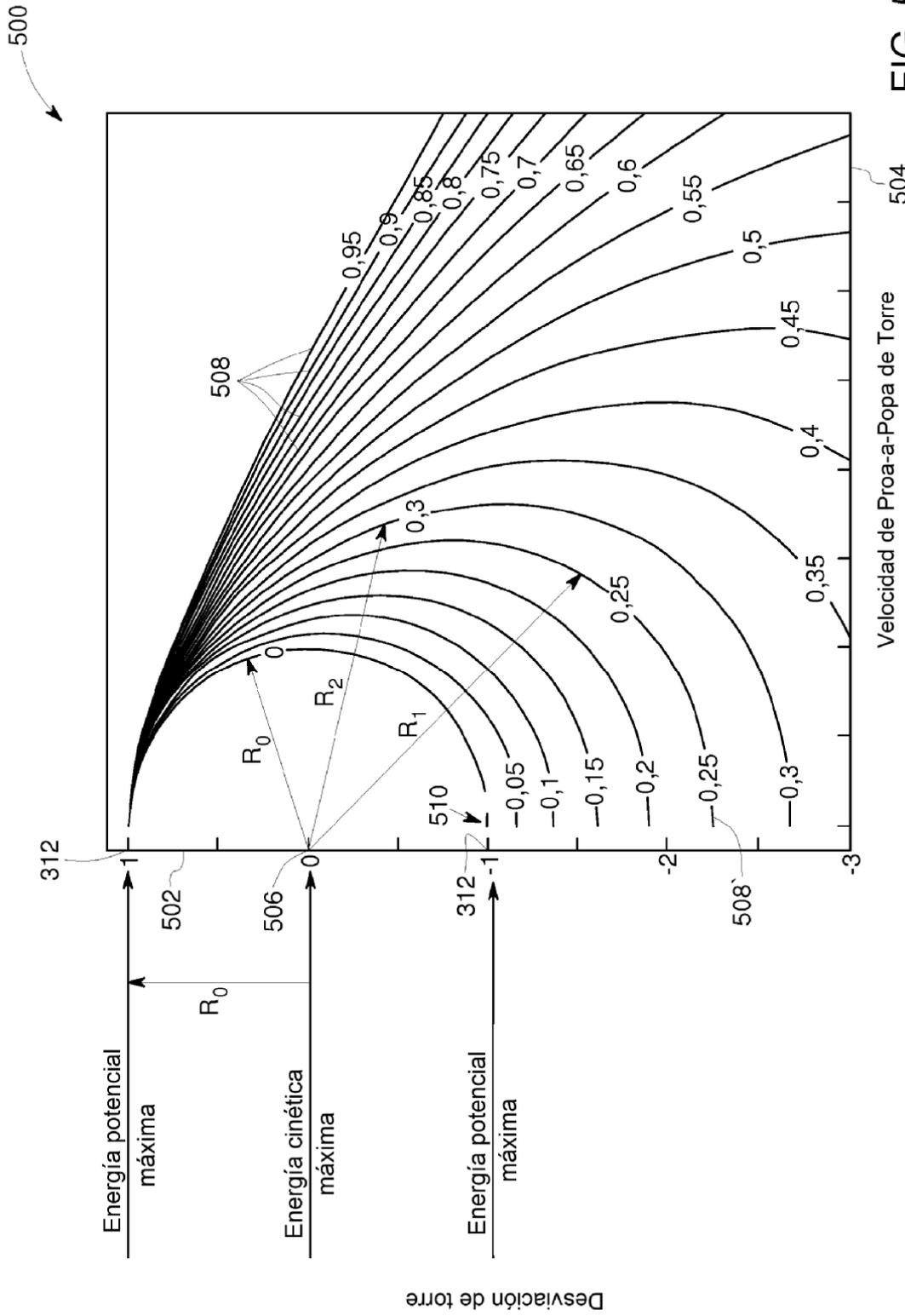


FIG. 5

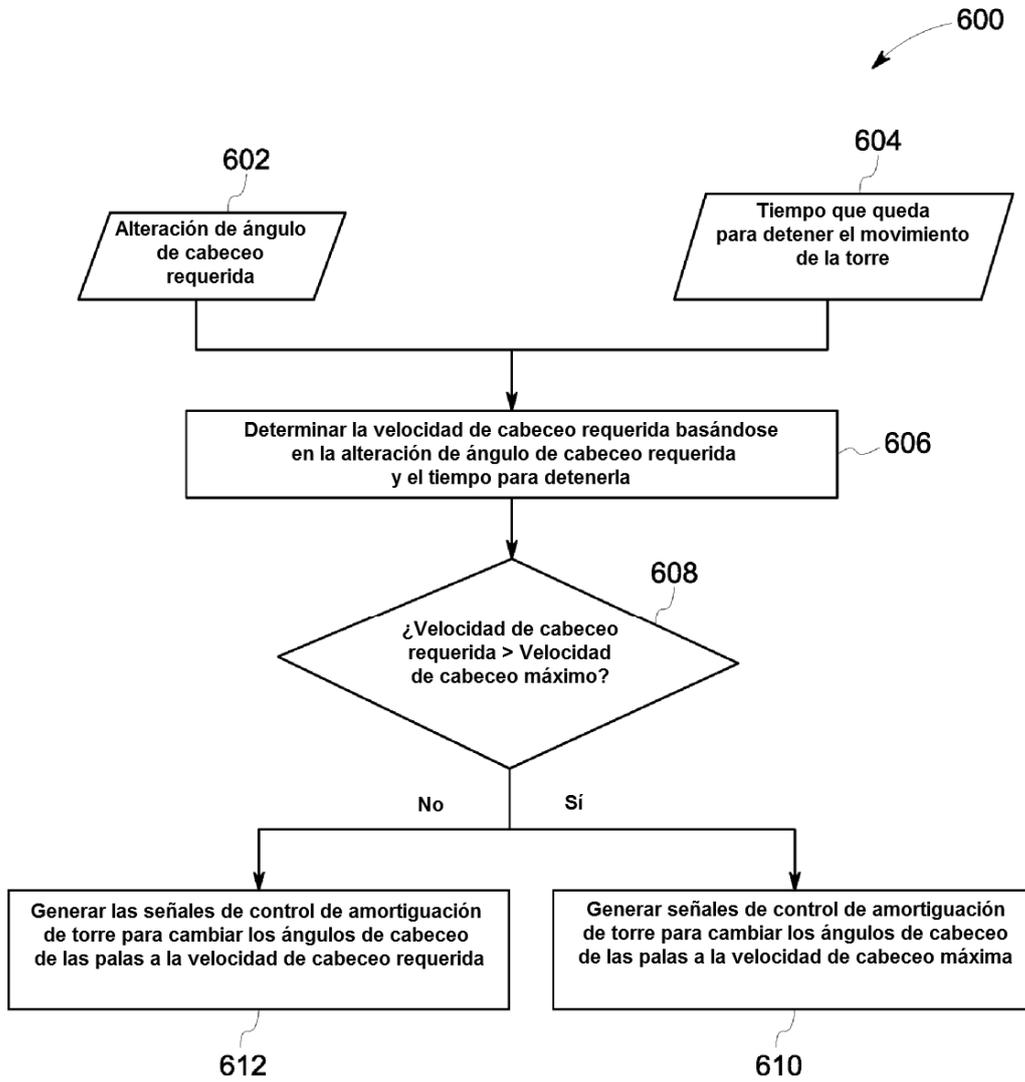


FIG. 6