

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 862 952**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **16.06.2014 E 14172571 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **16.12.2020 EP 2821637**

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

30 Prioridad:

26.06.2013 US 201313927202

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

08.10.2021

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**GERBER, BRANDON SHANE;
PERLEY, THOMAS FRANKLIN y
RASTOGI RAHUL**

74 Agente/Representante:

FORTEA LAGUNA, Juan José

ES 2 862 952 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistema y procedimiento para controlar una turbina eólica

- 5 **[0001]** La presente invención se refiere en general a las turbinas eólicas y, más en particular, a sistemas y procedimientos para controlar turbinas eólicas.
- 10 **[0002]** Una turbina eólica incluye un rotor que tiene múltiples palas para transformar energía eólica en un par de rotación que acciona un generador, que está acoplado al rotor a través de un tren de potencia y una caja multiplicadora. La caja multiplicadora aumenta la velocidad de rotación inherentemente baja del rotor para que el generador convierta eficazmente la energía mecánica en energía eléctrica, que se transfiere a una red de suministro.
- 15 **[0003]** La cantidad de potencia que puede producir una turbina eólica está típicamente limitada por las limitaciones estructurales (es decir, cargas de diseño) de los componentes de turbina eólica individuales. Además, las cargas experimentadas por la turbina eólica pueden depender de un número de factores, que incluyen la velocidad del viento, los picos del viento, la turbulencia del viento, la cizalladura del viento, los cambios en la dirección del viento, la densidad del aire y similares. En referencia a la FIG. 1, las turbinas eólicas comerciales modernas en general se usan de acuerdo con una curva de potencia de diseño en la que en una primera región (región I), la velocidad del viento es demasiado baja para garantizar la operación de la turbina y las palas de la turbina pitchean hasta una posición de bandera completa correspondiente al ángulo de pitch que produce un par aerodinámico mínimo. A una velocidad del viento suficiente para el arranque ($V_{\text{conexión}}$), las palas pitchean hasta un ángulo de pitch nominal de la región II en el que se genera una sustentación aerodinámica máxima para producir un par y hacer girar el rotor. En la región II, la velocidad del viento y el par del generador están por debajo del valor "nominal", y el pitch de pala en general se mantiene constante en un ángulo óptimo para producir la potencia aerodinámica máxima. Con un incremento de la velocidad del viento en la región II, la potencia captada por la turbina eólica se incrementa junto con las cargas mecánicas en la estructura y los componentes de la turbina, como se ilustra en la FIG. 2.
- 20 **[0004]** A la velocidad "nominal" del viento (V_{nominal}), la turbina eólica alcanza su potencia nominal (P_{nominal}) en la región III de la curva de potencia de diseño. En esta región, la potencia de turbina eólica se limita a la potencia nominal para mantener las cargas de la máquina dentro de los límites de diseño. El par del generador se mantiene constante y el pitch de pala se controla para regular la velocidad de la turbina en V_{nominal} .
- 25 **[0005]** En condiciones de viento turbulento, las turbinas eólicas pueden experimentar cargas mecánicas superiores a las cargas de diseño. Así pues, con las estrategias de control convencionales se para la turbina eólica por completo o se implementa una "reducción" estándar de la potencia nominal en un intento por mantener la operación de la turbina eólica sin sobrepasar las cargas de diseño. El término "reducir la potencia nominal", como se usa en el presente documento, se entiende en el sentido de producir menos potencia que la potencia nominal durante la operación a carga completa. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 1, la curva 104 representa la curva de potencia de diseño, mientras que la curva 106 representa la curva de potencia nominal reducida. De forma similar, como se muestra en la FIG. 2, las curvas 204 y 206 representan la curva de carga correspondiente y la curva de carga reducida, respectivamente. Como se muestra, la curva de carga 204 aumenta se incrementa desde $V_{\text{conexión}}$ hasta una carga máxima 202 hasta que la turbina eólica alcanza la potencia nominal, en cuyo momento la curva de carga 204 comienza a disminuir. La curva de carga reducida 206 sigue un patrón similar, sin embargo, la carga máxima 216 y todas las demás cargas representadas por la curva de carga 206 disminuyen reduciendo la potencia nominal de modo que no se sobrepasen las cargas de diseño. Las líneas de puntos 208, 210, 212, 214 corresponden a una desviación estándar +/- de las cargas que actúan sobre la turbina eólica.
- 30 **[0006]** En otras estrategias de control, la potencia de la turbina eólica también se puede "aumentar" cuando la operación normal produce cargas mucho más bajas que las cargas de diseño. Se entiende que el término "aumentar la potencia nominal" significa producir más que la potencia nominal a pleno operación. Aumentar la potencia nominal de una turbina eólica es ventajoso en condiciones ambientales benignas, cuando las condiciones del viento son suaves, de modo que la salida de potencia se puede incrementar sin sobrecargar los componentes de la turbina eólica. Se debe entender que "componente de turbina eólica" pretende abarcar cualquier parte de una turbina eólica, incluyendo, pero sin limitarse a, una pala de rotor, un rotor, un buje, un cojinete de pitch, un cojinete de guiñada, una bancada, un bastidor principal, un bastidor de generador, una góndola, un eje principal, un generador, una caja multiplicadora o una torre de la turbina eólica.
- 35 **[0007]** Las estrategias de control previas descritas en el presente documento, tales como las divulgadas en los documentos WO 2011/157272 y EP 2 778 395, por ejemplo, son eficaces para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica; sin embargo, todavía conllevan determinadas desventajas. Por ejemplo, proporcionar una reducción o un aumento de energía nominal uniforme (con respecto a la velocidad del viento) en base a las condiciones de carga monitorizadas da como resultado una pérdida de producción de potencia potencial como se indica mediante el espacio 105 (FIG. 1). Más específicamente, se puede detectar una condición de ráfaga extrema o de alta turbulencia durante un corto período de tiempo, lo que determina que el sistema de control reduzca la
- 40
- 45
- 50
- 55
- 60
- 65

potencia nominal de la turbina eólica independientemente de si las condiciones del viento mejoran posteriormente. Como resultado, las estrategias de control de corriente pierden energía potencial de salida por no ajustar la reducción de potencia nominal inicial como respuesta a unas condiciones o región de operación mejoradas. El documento US2006/0273595 divulga otro ejemplo para usar una turbina eólica con una salida de potencia nominal incrementada.

[0008] En consecuencia, un sistema y un procedimiento mejorados para controlar una turbina eólica tendrían buena acogida en la tecnología. Más específicamente, sería ventajoso un sistema y procedimiento para controlar una turbina eólica que conlleve optimizar la salida de potencia y a la vez mantenga también las cargas de los componentes de turbina eólica individuales por debajo de las cargas de diseño.

[0009] Diversos aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la siguiente descripción, o pueden quedar claros a partir de la descripción, o se pueden descubrir mediante la puesta en práctica de la invención.

[0010] Las reivindicaciones adjuntas definen diversos aspectos y modos de realización de la presente invención.

[0011] Otros aspectos más de la invención abarcan una turbina eólica que tiene una torre, una góndola montada encima de la torre, un rotor con un buje rotatorio que tiene al menos una pala de rotor, y un sistema para controlar la turbina eólica como se describe en el presente documento configurado como un componente de la turbina eólica.

[0012] Diversas características, aspectos y ventajas de la presente invención se comprenderán mejor con referencia a la siguiente descripción y las reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que están incorporados en, y que constituyen una parte de, esta memoria descriptiva, ilustran los modos de realización de la invención y, junto con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención. En los dibujos:

la FIG. 1 ilustra una pluralidad de curvas de potencia de una turbina eólica en función de la velocidad del viento;

la FIG. 2 ilustra una pluralidad de curvas de carga de una turbina eólica en función de la velocidad del viento;

la FIG. 3 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica;

la FIG. 4 ilustra una vista interna simplificada de un modo de realización de una góndola de una turbina eólica;

la FIG. 5 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de un sistema para controlar una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 6 ilustra una pluralidad de curvas de carga de una turbina eólica en función de la velocidad del viento de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 7 ilustra un gráfico que tiene múltiples curvas de potencia que actúan sobre una turbina eólica en función de la velocidad del viento de acuerdo con la presente divulgación; y

la FIG. 8 ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento para controlar una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación.

[0013] A continuación, se hará referencia en detalle a unos modos de realización de la invención, uno o más ejemplos de los cuales se ilustran en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, y no como una limitación de la invención. De hecho, será evidente para los expertos en la técnica que se pueden hacer diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del alcance de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de un modo de realización se pueden usar con otro modo de realización para producir otro modo de realización más. Por tanto, se pretende que la presente invención cubra dichas modificaciones y variaciones tal como aparecen dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

[0014] En general, la presente materia está dirigida a un sistema y procedimiento para controlar una turbina eólica. Más específicamente, se puede usar uno o más sensores para detectar una condición de carga que actúa sobre una turbina eólica. Por ejemplo, en varios modos de realización, se pueden usar uno o más sensores de unidades de medición inercial (MIMU) para detectar la condición de carga, tal como una carga que actúa sobre uno de o una combinación de una pala de rotor, un rotor, un buje, una góndola, un eje principal, un generador, una torre o cualquier otro componente de la turbina eólica. La(s) condición(es) de carga se usa(n) para determinar un primer factor de escala. Los sensores también pueden estar configurados para medir una pluralidad de condiciones de operación de la turbina eólica. Así pues, un parámetro de corrección se puede determinar en función de al menos dos condiciones de operación y es representativo de un estado de operación en tiempo real de la turbina eólica. Las condiciones de operación pueden ser una cualquiera de o una combinación de las siguientes: un ángulo de pitch, un par de generador, una velocidad de generador, una salida de potencia o similares. Por ejemplo, en un modo de realización, las al menos dos condiciones de operación pueden ser una

función de un ángulo de pitch y una salida de potencia. En otro modo de realización, las condiciones de operación también pueden incluir cualquier carga experimentada por los componentes de turbina eólica y/o cualquier respuesta dinámica. Como se describe en el presente documento, una "respuesta dinámica" puede incluir cualquier desplazamiento, aceleración, velocidad, empuje, carga o similares de un componente de turbina eólica, velocidad del viento o cualquier derivado de los mismos.

[0015] El parámetro de corrección se usa a continuación para determinar un segundo factor de escala. En base al primer factor de escala y al segundo factor de escala, se determina una consigna de ajuste que se usa para controlar la turbina eólica. Por ejemplo, la turbina eólica se puede controlar realizando una acción correctiva, tal como una reducción o un aumento de la potencia nominal de la turbina eólica. En otros modos de realización, reducir o aumentar la potencia nominal de la turbina eólica puede incluir alterar un ángulo de pitch de una pala de rotor, modificar un par de generador, modificar una velocidad de generador, modificar una salida de potencia, guiar una góndola de la turbina eólica, frenar varios componentes de turbina eólica, activar características de modificación de flujo de aire en cualquiera de las palas de rotor (es decir, alerones, aletas, etc.), o cualquier combinación de las mismas. Además, se debe entender que la reducción o aumento de la potencia nominal de la turbina eólica no están limitadas a la lista mencionada anteriormente, sino que pueden incluir cualquier acción de corrección apropiada conocida en la técnica.

[0016] Sin embargo, debido al parámetro de corrección, la reducción o el aumento de la potencia nominal de la turbina eólica se restringe de modo que la salida de potencia se aumenta al máximo (e incluso se incrementa por encima de la potencia nominal), aunque sin superar las cargas de diseño. Por ejemplo, en algunos casos, una ráfaga de viento de alta turbulencia puede hacer que una condición de carga medida sea muy alta. En este ejemplo, los sistemas convencionales implementan una reducción de potencia nominal estándar de la turbina eólica (como se describe en las FIGS.1-2). Sin embargo, el sistema y procedimiento actuales descritos en el presente documento incorporan la(s) condición(es) de carga medida(s) (primer factor de escala) y el parámetro de corrección (segundo factor de escala) para identificar el estado de operación en tiempo real de la turbina eólica. Así pues, la curva de potencia nominal reducida se puede restringir (es decir, incrementar) al mismo tiempo que se mantienen las cargas por debajo de los estándares de diseño.

[0017] En referencia ahora a los dibujos, la FIG. 3 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica 10. Como se muestra, la turbina eólica 10 incluye en general una torre 12 que se extiende desde una superficie de apoyo 14, una góndola 16 montada en la torre 12 y un rotor 18 acoplado a la góndola 16. El rotor 18 incluye un buje rotatorio 20 y al menos una pala de rotor 22 acoplada a, y que se extiende hacia el exterior de, el buje 20. Por ejemplo, en el modo de realización ilustrado, el rotor 18 incluye tres palas de rotor 22. Sin embargo, en un modo de realización alternativo, el rotor 18 puede incluir más o menos de tres palas de rotor 22. Cada pala de rotor 22 puede estar separada alrededor del buje 20 para facilitar la rotación del rotor 18 y permitir que se transfiera energía cinética del viento como energía mecánica utilizable y, posteriormente, energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 20 puede estar acoplado rotativamente a un generador eléctrico 24 (FIG. 4) situado dentro de la góndola 16 para permitir que se produzca energía eléctrica.

[0018] La turbina eólica 10 también puede incluir un controlador de turbina eólica 26 centralizado dentro de la góndola 16. Sin embargo, en otros modos de realización, el controlador 26 puede estar localizado dentro de cualquier otro componente de la turbina eólica 10 o en una ubicación fuera de la turbina eólica. Además, el controlador 26 puede estar acoplado comunicativamente a cualquier número de los componentes de la turbina eólica 10 para controlar la operación de dichos componentes y/o implementar una acción de corrección. Así pues, el controlador 26 puede incluir un ordenador u otra unidad de procesamiento adecuada. Por tanto, en varios modos de realización, el controlador 26 puede incluir instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando se implementan, configuran el controlador 26 para que realice diversas funciones diferentes, tales como recibir, transmitir y/o ejecutar señales de control de turbina eólica. En consecuencia, el controlador 26 puede estar configurado en general para controlar los diversos modos de operación (por ejemplo, secuencias de arranque o de parada), reducir o aumentar la potencia nominal de la turbina eólica y/o los componentes de la turbina eólica 10, como se analizará con más detalle a continuación.

[0019] En referencia ahora a la FIG. 4, se ilustra una vista interna simplificada de un modo de realización de la góndola 16 de la turbina eólica 10 mostrada en la FIG. 3. Como se muestra, un generador 24 puede estar dispuesto dentro de la góndola 16. En general, el generador 24 puede estar acoplado al rotor 18 para producir potencia eléctrica a partir de la energía de rotación generada por el rotor 18. Por ejemplo, como se muestra en el modo de realización ilustrado, el rotor 18 puede incluir un eje de rotor 34 acoplado al buje 20 para su rotación con el mismo. El eje de rotor 34, a su vez, puede estar acoplado rotativamente a un eje de generador 36 del generador 24 a través de una caja multiplicadora 38. Como se entiende en general, el eje de rotor 34 puede proporcionar una entrada de par alto y baja velocidad a la caja multiplicadora 38 como respuesta a la rotación de las palas de rotor 22 y del buje 20. A continuación, la caja multiplicadora 38 se puede configurar para convertir la entrada de par alto y baja velocidad en una salida de par bajo y alta velocidad para accionar el eje de generador 36 y, por tanto, el generador 24.

[0020] Cada pala de rotor 22 también puede incluir un mecanismo de ajuste de pitch 32 configurado para hacer

girar cada pala de rotor 22 alrededor de su eje de pitch 28. Además, cada mecanismo de ajuste de pitch 32 puede incluir un motor de accionamiento de pitch 40 (por ejemplo, cualquier motor eléctrico adecuado), una caja multiplicadora de accionamiento de pitch 42 y un piñón de accionamiento de pitch 44. En dichos modos de realización, el motor de accionamiento de pitch 40 puede estar acoplado a la caja multiplicadora de accionamiento de pitch 42 de modo que el motor de accionamiento de pitch 40 imparta fuerza mecánica a la caja multiplicadora de accionamiento de pitch 42. De forma similar, la caja multiplicadora de accionamiento de pitch 42 puede estar acoplada al piñón de accionamiento de pitch 44 para su rotación con el mismo. El piñón de accionamiento de pitch 44 puede estar, a su vez, engranado rotativamente con un cojinete de pitch 46 acoplado entre el buje 20 y una pala de rotor 22 correspondiente de modo que la rotación del piñón de accionamiento de pitch 44 causa la rotación del cojinete de pitch 46. Por tanto, en dichos modos de realización, la rotación del motor de accionamiento de pitch 40 acciona la caja multiplicadora de accionamiento de pitch 42 y el piñón de accionamiento de pitch 44, haciendo girar de este modo el cojinete de pitch 46 y la pala de rotor 22 alrededor del eje de pitch 28. De forma similar, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más mecanismos de accionamiento de guiñada 66 acoplados comunicativamente al controlador 26, estando configurado cada mecanismo de accionamiento de guiñada 66 para cambiar el ángulo de la góndola 16 en relación con el viento (por ejemplo, engranando con un cojinete de guiñada 68 de la turbina eólica 10).

[0021] Además, la turbina eólica 10 también puede incluir uno o más sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 para monitorizar diversas condiciones de carga y/o condiciones de operación de la turbina eólica 10. Como se usa en el presente documento, el término "condición de carga" se puede referir a cualquier condición de carga y/o parámetro adecuado que se refiere a una carga que actúa sobre la turbina eólica 10. Por ejemplo, las condiciones de carga pueden incluir, pero no se limitan a, cualquier carga o momento que actúa sobre uno de o una combinación de las palas del rotor 22, el rotor 18, el buje 20, la góndola 16, el eje principal 34, el generador. 24, la torre 12 u otro componente similar de la turbina eólica 10. Además, el término "condición de operación" como se usa en el presente documento se puede referir a cualquier condición y/o parámetro de operación adecuado que se refiere a la operación de la turbina eólica 10 para proporcionar información con respecto al estado de operación actual o en tiempo real de la turbina eólica. Por ejemplo, las condiciones de operación pueden incluir, pero no se limitan a, un ángulo de pitch, un par de generador, una velocidad de generador, una salida de potencia o similares. Además, las condiciones de carga y/o operación también pueden incluir derivados de cualquier condición de carga y/o operación monitorizada (por ejemplo, velocidad de pala, aceleración, etc.).

[0022] Todavía en referencia a la FIG. 4, el uno o más sensores pueden incluir sensores de pala 48 para monitorizar las palas de rotor 22; sensores de generador 50 para monitorizar el par, la velocidad de rotación, la aceleración y/o la salida de potencia del generador 24; sensores de viento 52 para monitorizar la velocidad del viento; y/o sensores de eje 54 para medir las cargas que actúan sobre el eje de rotor 34 y/o la velocidad de rotación del eje de rotor 34. Adicionalmente, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más sensores de torre 56 para medir las cargas transmitidas a través de la torre 12 y/o la aceleración de la torre 12. Por supuesto, la turbina eólica 10 puede incluir además otros diversos sensores adecuados para medir cualquier otra condición de carga y/o operación adecuada de la turbina eólica 10. Por ejemplo, la turbina eólica 10 también puede incluir uno o más sensores 57 (por ejemplo, acelerómetros) para monitorizar la aceleración de la caja multiplicadora 38 y/o la aceleración de uno o más componentes estructurales del cabezal de la máquina (por ejemplo, el bastidor del generador, el bastidor principal o la bancada, etc.).

[0023] En varios modos de realización, cada sensor puede ser una unidad de medición microinercial (MIMU). Como se entiende en general, las MIMU pueden incluir cualquier combinación de acelerómetros tridimensionales (3D), giroscopios 3D y magnetómetros 3D y, por lo tanto, cuando están montados sobre y/o dentro de una pala de rotor 22, podrían proporcionar diversos tipos de mediciones relacionadas con la pala, tales como mediciones de orientación de pala 3D (pitcheo, balanceo, guiñada), mediciones de aceleración de la pala 3D, mediciones de velocidad de giro 3D, mediciones de campo magnético 3D y/o similares. Como se describe a continuación, dichas mediciones se pueden transmitir a continuación al controlador 26 y analizar posteriormente para determinar valores en tiempo real para una o más de las condiciones de carga y/o operación. En modos de realización alternativos, los sensores pueden ser cualquier otro sensor adecuado que pueda monitorizar las condiciones de carga y/o operación de la turbina eólica 10. Por ejemplo, los sensores pueden ser galgas extensométricas, acelerómetros, sensores de presión, sensores de ángulo de ataque, sensores de vibración, sensores LIDAR, sistemas de cámara, sistemas de fibra óptica, otros sensores ópticos y/o cualquier otro sensor adecuado.

[0024] Se debe apreciar que, como se usa en el presente documento, el término "monitorizar" y variantes del mismo indican que los diversos sensores de la turbina eólica pueden estar configurados para proporcionar una medición directa de los parámetros que se están monitorizando o una medición indirecta de dichos parámetros. Por tanto, los sensores se pueden usar, por ejemplo, para generar señales que se refieren a la condición que se está monitorizando, que a continuación el controlador 26 puede utilizar para determinar la condición real. Por ejemplo, como se indica anteriormente, los sensores de MIMU se pueden usar para monitorizar una o más condiciones de carga y/o operación proporcionando diversas mediciones 3D, que a continuación se pueden correlacionar con la(s) condición(es) de carga y/o de operación.

[0025] En referencia ahora a la FIG. 5, se ilustra un diagrama de bloques de un modo de realización de

componentes adecuados que pueden estar incluidos dentro del controlador 26 de acuerdo con unos aspectos de la presente materia objeto. Como se muestra, el controlador 26 puede incluir uno o más procesadores 58 y dispositivos de memoria asociados 60 configurados para realizar una variedad de funciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, las etapas, los cálculos y similares y almacenar datos pertinentes como se divulga en el presente documento). Adicionalmente, el controlador 26 también puede incluir un módulo de comunicaciones 62 para facilitar las comunicaciones entre el controlador 26 y los diversos componentes de la turbina eólica 10. Además, el módulo de comunicaciones 62 puede incluir una interfaz de sensor 64 (por ejemplo, uno o más convertidores analógico-digitales) para permitir que las señales transmitidas desde los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 (tales como unas condiciones de carga y/o operación) se conviertan en señales que los procesadores 58 puedan entender y procesar. Se debe apreciar que los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 se pueden acoplar comunicativamente al módulo de comunicaciones 62 usando unos medios cualesquiera adecuados. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 5, los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 están acoplados a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión alámbrica. Sin embargo, en otros modos de realización, los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 se pueden acoplar a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión inalámbrica, por ejemplo, usando cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica.

[0026] El procesador 58 puede estar configurado para determinar un primer factor de escala en base a la una o más condiciones de carga almacenadas. Por ejemplo, en un modo de realización, el procesador calcula una desviación estándar, una media aritmética, un promedio ponderado, un filtro de retraso o similares en base a las condiciones de carga almacenadas. Se debería entender que el procesador no se limita a estos cálculos, sino que puede incluir cualquier cálculo adecuado para determinar el primer factor de escala. La desviación estándar como se describe en el presente documento indica cuánta variación o dispersión existe con respecto a un valor promedio (medio) o esperado. La media aritmética (o simplemente la media o el promedio) como se describe en el presente documento es la suma de un conjunto de números dividida por el número de números del conjunto. El promedio ponderado, como se describe en el presente documento, es similar a una media aritmética, donde en lugar de que cada uno de los puntos de datos contribuya por igual al promedio final, algunos puntos de datos contribuyen más que otros. Un filtro de retraso, o compensador de adelanto-retraso, puede ser un componente del procesador 58 que mejora una respuesta de frecuencia no deseada en el procesador 58.

[0027] El procesador 58 determina a continuación un primer factor de escala en base al cálculo. Más específicamente, el procesador puede incluir una tabla de consulta (LUT) de desviaciones estándar, promedios ponderados, filtros de retraso o similares con unos primeros factores de escala correspondientes. La LUT puede residir en hardware o software. Así pues, en un modo de realización, el primer factor de escala puede corresponder a un primer factor de escala de par de generador o un primer factor de escala de velocidad de generador de la LUT. En otros modos de realización, se pueden determinar más de un primer factor de escala, tal como un primer factor de escala de velocidad de generador y un primer factor de escala de par de generador. En otros modos de realización más, el procesador puede incluir un conjunto de ecuaciones o funciones para determinar los primeros factores de escala. Se debería entender además que el procesador puede usar cualquier medio adecuado conocido en la técnica y que no está limitado por los procedimientos descritos en el presente documento.

[0028] Además, el procesador puede determinar un parámetro de corrección en función de al menos dos condiciones de operación medidas. Así pues, el parámetro de corrección es representativo del estado de operación en tiempo real de la turbina eólica. Más específicamente, los sensores pueden monitorizar una pluralidad de condiciones de operación de la turbina eólica y a continuación almacenar las condiciones en el dispositivo de memoria. A continuación, el parámetro de corrección se puede calcular en función de al menos dos de las condiciones de operación. Por ejemplo, el parámetro de corrección se puede calcular en función del ángulo de pitch de una pala de rotor y la salida de potencia de la turbina eólica. En otros modos de realización, las al menos dos condiciones de operación de la turbina eólica pueden incluir uno cualquiera de o una combinación de un ángulo de pitch, un par de generador, una velocidad de generador o una salida de potencia. En otros modos de realización más, las condiciones de operación también pueden incluir cualquier carga experimentada por los componentes de turbina eólica y/o cualquier respuesta dinámica. Los ejemplos de dichas respuestas dinámicas incluyen cualquier desplazamiento, aceleración, velocidad, empuje, carga o similares de un componente de turbina eólica, velocidad del viento o cualquier derivado de los mismos.

[0029] En otras formas de realización, se puede calcular una pluralidad de parámetros de corrección en base a las condiciones de operación. Así pues, la pluralidad de parámetros de corrección se puede almacenar en el dispositivo de memoria. El procesador 58 puede calcular a continuación un promedio ponderado de la pluralidad de parámetros de corrección. Más específicamente, el procesador 58 puede calcular un promedio móvil ponderado exponencial (EWMA) de los parámetros de corrección almacenados. Además, el procesador 58 puede incluir una LUT de promedios ponderados y unos segundos factores de escala correspondientes. Así pues, el procesador 58 determina un segundo factor de escala en base al promedio ponderado de la pluralidad de parámetros de corrección de la LUT.

[0030] En un modo de realización, el segundo factor de escala puede corresponder a un segundo factor de escala de par de generador o un segundo factor de escala de velocidad de generador. En otros modos de realización, se puede determinar más de un segundo factor de escala, tal como un segundo escalador de generador de velocidad

y un segundo escalador de par de generador. En otros modos de realización más, el procesador puede incluir un conjunto de ecuaciones o funciones para determinar los primeros factores de escala. Se debería entender además que el procesador puede usar cualquier medio adecuado conocido en la técnica y que no está limitado por los procedimientos descritos en el presente documento. El procesador 58 puede determinar a continuación una consigna de ajuste en base al primer factor de escala y al segundo factor de escala, por ejemplo, multiplicando los dos escaladores de consigna juntos.

[0031] El controlador 26 puede estar acoplado comunicativamente al procesador 58 de modo que controla la turbina eólica realizando una acción correctiva en base a la consigna de ajuste. Así pues, la turbina eólica 10 se puede controlar de modo que la salida de potencia se incremente sin sobrepasar las cargas de diseño. En varios modos de realización, la acción correctiva puede incluir la reducción temporal de potencia nominal de la turbina eólica para permitir que las cargas que actúan sobre uno o más de los componentes de turbina eólica se reduzcan o controlen de otro modo, lo que puede incluir la reducción de velocidad nominal, la reducción de par nominal o una combinación de ambas. En otro modo de realización, la potencia nominal de la turbina eólica 10 se puede reducir pitcheando una o más de las palas de rotor 22 alrededor de su eje de pitch 28. Más específicamente, el controlador 26 en general puede controlar cada mecanismo de ajuste de pitch 32 para alterar el ángulo de pitch de cada pala de rotor 22 entre 0 grados (es decir, una posición de potencia de la pala de rotor 22) y 90 grados (es decir, una posición en bandera de la pala de rotor 22). En otro modo de realización más, la potencia nominal de la turbina eólica 10 se puede reducir temporalmente modificando la demanda de par en el generador 24. En general, la demanda de par se puede modificar usando cualquier procedimiento, proceso, estructura y/o medios adecuados conocidos en la técnica. Por ejemplo, en un modo de realización, la demanda de par en el generador 24 se puede controlar usando el controlador 26 transmitiendo una señal/un mandato de control adecuado al generador 24 para modular el flujo magnético producido dentro del generador 24. La potencia nominal de la turbina eólica 10 también se puede reducir temporalmente haciendo guiñar la góndola 16 para cambiar el ángulo de la góndola 16 en relación con la dirección del viento. En otros modos de realización, el controlador 26 puede estar configurado para accionar uno o más frenos mecánicos para reducir la velocidad de rotación de las palas de rotor 22, reduciendo de este modo la carga de los componentes. En otros modos de realización más, el controlador 26 puede estar configurado para activar uno o más elementos modificadores de flujo de aire en una o más de las palas de rotor. Por ejemplo, el controlador 26 puede activar uno o más alerones o aletas en la superficie de una o más de las palas de rotor. Adicionalmente, el controlador 26 puede estar configurado para cualquier acción correctiva apropiada conocida en la técnica. En otros modos de realización más, las cargas en los componentes de turbina eólica se pueden reducir realizando una combinación de dos o más acciones correctivas, tales como alterar el ángulo de pitch de una o más de las palas de rotor 22 y conjuntamente modificar la demanda de par en el generador 24. Adicionalmente, la acción correctiva puede incluir aumentar la potencia de la turbina eólica en el caso en el que la consigna corregida determina que la condición de carga está por debajo de los estándares de diseño y la turbina eólica está produciendo una potencia baja.

[0032] Como se usa en el presente documento, el término "procesador" se refiere no solo a los circuitos integrados incluidos en un ordenador a los que se refiere la técnica, sino que también se refiere a un controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador lógico programable (PLC), un circuito integrado específico de la aplicación y otros circuitos programables. Adicionalmente, el/los dispositivo(s) de memoria 60 en general puede(n) comprender elemento(s) de memoria que incluye(n), pero sin limitarse a, un medio legible por ordenador (por ejemplo, memoria de acceso aleatorio (RAM)), un medio no volátil legible por ordenador (por ejemplo, una memoria *flash*), un disquete, una memoria de solo lectura de disco compacto (CD-ROM), un disco magnetoóptico (MOD), un disco versátil digital (DVD) y/u otros elementos de memoria adecuados. Dicho(s) dispositivo(s) de memoria 60 pueden estar configurados en general para almacenar instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando son implementadas por el (los) procesador(es) 58, configuran el controlador 26 para realizar diversas funciones que incluyen, pero sin limitarse a, determinar uno o más parámetros de operación de la turbina eólica 10 en base a unas mediciones de sensor, transmitir señales de control adecuadas para implementar acciones correctivas como respuesta a la detección de unas condiciones de viento transitorias y otras diversas funciones implementadas por ordenador adecuadas.

[0033] Como se ha mencionado, el sistema y el procedimiento descritos en el presente documento se pueden utilizar para controlar una turbina eólica restringiendo una curva de potencia nominal reducida para aumentar al máximo la potencia sin sobrepasar las cargas de diseño para los componentes de turbina eólica individuales. Adicionalmente, el sistema y procedimiento de acuerdo con la presente divulgación se pueden comprender mejor con referencia a las FIGS. 6 y 7. La FIG. 6 ilustra diversas cargas mecánicas experimentadas por la turbina eólica en función de la velocidad del viento. La FIG. 7 ilustra unas correspondientes curvas de potencia en función de la velocidad del viento. La curva 604 representa las cargas que actúan sobre un componente de turbina eólica cuando el sistema de control no se ha activado. La curva 704 es la curva de potencia correspondiente. La curva 614 ilustra las cargas que actúan sobre un componente de turbina eólica cuando la potencia nominal se ha reducido usando el sistema y procedimiento de la presente divulgación. La curva 716 es la curva de potencia correspondiente. El gráfico también ilustra el umbral diferencial (como se indica mediante las curvas de puntos 606, 608 y las curvas 616, 618) como una variación +/- predeterminada con respecto a los valores de carga predichos 604, 614, respectivamente. Como se muestra con relación a las curvas 604, 614, las cargas que actúan sobre el componente de turbina eólica se incrementan desde $V_{\text{conexión}}$ a V_{nominal} y a continuación disminuyen a medida que se incrementa

la velocidad del viento porque la potencia se puede producir más eficazmente a velocidades del viento más altas. El punto 602 representa una carga máxima experimentada por un componente de turbina eólica a pleno operación. El punto 612 representa la carga máxima reducida.

5 **[0034]** De particular importancia con relación a la presente divulgación es lo que sucede con la curva de potencia
reducida y la curva de carga después de $V_{nominal}$. Como se analiza con relación a la FIG. 1, los sistemas
convencionales reducen la potencia nominal de modo que el punto de carga máxima 602 disminuye; sin embargo,
la potencia también disminuye como respuesta, tal como se indica mediante la curva 706. Las FIGS. 6 y 7, sin
10 embargo, muestran la ventaja del sistema y procedimiento divulgados en el presente documento; en las que la
curva de potencia reducida 716 se restringe para incrementarse hasta y por encima de la curva de potencia nominal
704, pero cuando la correspondiente carga 614 se mantiene por debajo de las cargas de diseño. Más
específicamente, la curva de carga reducida 614 se incrementa por encima de la curva de carga normal 604
(diferencial 620) cuando la curva de potencia reducida 716 se restringe; sin embargo, las cargas aún permanecen
15 por debajo de las cargas de diseño (punto 602). El incremento en la producción de potencia está representado por
el diferencial 720 (FIG. 7). Más específicamente, como se muestra, el sistema y procedimiento descritos en el
presente documento no solo disminuyen la pérdida de potencia causada por la reducción de potencia (espacio
705), sino que pueden incrementar la potencia por encima de $P_{nominal}$ (como se indica mediante el espacio 720).

20 **[0035]** En referencia ahora a la FIG. 8, se ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un
procedimiento 800 para controlar una turbina eólica de acuerdo con unos aspectos de la presente materia objeto.
Como se muestra, el procedimiento 800 puede incluir medir una condición de carga que actúa sobre una turbina
eólica 802, determinar un primer factor de escala en base a la condición de carga 804, determinar un parámetro
de corrección en función de al menos dos condiciones de operación 806, determinar un segundo factor de escala
25 en base al parámetro de corrección 808, calcular una consigna de ajuste en base al primer factor de escala y el
segundo factor de escala 810, y controlar la turbina eólica en base a la consigna de ajuste 812. El procedimiento
puede incluir además cualquiera de las etapas descritas en el presente documento para controlar una turbina
eólica.

30 **[0036]** En esta descripción escrita se usan ejemplos para divulgar la invención, que incluyen el modo preferente,
y asimismo para permitir que cualquier experto en la técnica lleve a la práctica la invención, lo que incluye fabricar
y usar cualquier dispositivo o sistema y realizar cualquier procedimiento incorporado. El alcance patentable de la
invención está definido por las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (800) para controlar una turbina eólica (10), comprendiendo el procedimiento:
 - 5 medir (802) una condición de carga que actúa sobre la turbina eólica;
 - determinar (804) un primer factor de escala en base a la condición de carga medida;
 - 10 determinar (806) un parámetro de corrección para la turbina eólica, siendo el parámetro de corrección una función de al menos dos condiciones de operación medidas y representativo de un estado de operación en tiempo real de la turbina eólica;
 - determinar (808) un segundo factor de escala en base al parámetro de corrección;
 - 15 calcular (810) una consigna de ajuste para la turbina eólica en base a una función común del primer factor de escala y el segundo factor de escala; y **caracterizado por**:
 - 20 controlar (812) la turbina eólica (10) en base a la consigna de ajuste restringiendo una curva de potencia reducida (716) para incrementar hasta y por encima de una curva de potencia nominal (704) mientras se mantiene una carga (614) por debajo de unas cargas de diseño, y
 - calcular (810) la consigna de ajuste multiplicando el primer factor de escala por el segundo factor de escala.
- 25 2. El procedimiento (800) según la reivindicación 1, en el que medir (802) una condición de carga que actúa sobre la turbina eólica comprende el uso de uno o más sensores, en el que el uno o más sensores comprenden uno de o una combinación de un sensor de MIMU, una galga extensiométrica, un acelerómetro, un sensor de proximidad, un sensor de presión, un sensor de ángulo de ataque, un sensor de vibración, un sensor LIDAR, un sistema de cámara o un sistema de fibra óptica.
- 30 3. El procedimiento (800) según cualquier reivindicación precedente, en el que la condición de carga refleja una carga que actúa sobre uno de o una combinación de una pala de rotor, un rotor, un buje, una bancada, un bastidor principal, un bastidor de generador, un cojinete de pitch, un cojinete de guiñada, una caja multiplicadora, una góndola, un eje principal, un generador, o una torre de la turbina eólica.
- 35 4. El procedimiento (800) según cualquier reivindicación precedente, en el que determinar (804) el primer factor de escala comprende además:
 - 40 almacenar una pluralidad de condiciones de carga durante un período de tiempo;
 - calcular uno de una desviación estándar, un promedio ponderado, o un filtro de retraso de la pluralidad de condiciones de carga; y
 - 45 determinar el primer factor de escala en base al cálculo.
- 50 5. El procedimiento (800) según cualquier reivindicación precedente, en el que determinar (806) el parámetro de corrección comprende además:
 - 55 medir una pluralidad de condiciones de operación de la turbina eólica;
 - almacenar la pluralidad de condiciones de operación;
 - calcular una pluralidad de parámetros de corrección en función de al menos dos de las condiciones de operación almacenadas;
 - 60 calcular un promedio ponderado de la pluralidad de parámetros de corrección; y
 - determinar un parámetro de corrección final en base al promedio ponderado de la pluralidad de parámetros de corrección.
- 65 6. El procedimiento (800) según cualquier reivindicación precedente, en el que una de las al menos dos condiciones de operación de la turbina eólica (10) comprende un ángulo de pitch.
7. El procedimiento (800) según cualquier reivindicación precedente, en el que las al menos dos condiciones de operación de la turbina eólica (10) comprenden uno de un par de generador, una velocidad de generador, o una salida de potencia.

8. El procedimiento (800) según la reivindicación 1, que comprende además ajustar la consigna de ajuste mediante un factor de seguridad.
- 5 9. El procedimiento (800) según cualquier reivindicación precedente, en el que controlar (810) la turbina eólica (10) comprende además:
- 10 realizar una acción correctiva, en el que la acción correctiva comprende una de reducir la potencia de la turbina eólica o aumentar la potencia de la turbina eólica, en el que reducir la potencia de la turbina eólica o aumentar la potencia de la turbina eólica comprende al menos una de alterar un ángulo de pitch de una pala de rotor, modificar un par de generador, modificar una velocidad de generador, modificar una salida de potencia, hacer guiñar una góndola de la turbina eólica, frenar uno o más componentes de turbina eólica o activar un elemento modificador de flujo de aire en una pala de rotor.
- 15 10. Un sistema para controlar una turbina eólica (10), comprendiendo el sistema:
- uno o más sensores (48-56) configurados para monitorizar una o más condiciones de carga que actúan sobre la turbina eólica;
- 20 un procesador (58) acoplado comunicativamente al uno o más sensores (48-56), estando configurado el procesador (58) para:
- determinar (804) un primer factor de escala en base a la una o más condiciones de carga;
- 25 determinar (806) un parámetro de corrección, en el que el parámetro de corrección es una función de al menos dos condiciones de operación medidas de la turbina eólica y es representativo de un estado de operación en tiempo real de la turbina eólica;
- 30 calcular (808) un segundo factor de escala en base al parámetro de corrección;
- determinar (810) una consigna de ajuste para la turbina eólica en base al primer factor de escala y el segundo factor de escala; y **caracterizado por**:
- 35 un controlador (64) acoplado comunicativamente al procesador (28), en el que el controlador controla la turbina eólica (10) en base a la consigna de ajuste restringiendo una curva de potencia reducida (716) para incrementar hasta y por encima de una curva de potencia nominal (704) mientras se mantiene una carga (614) por debajo de unas cargas de diseño, y
- 40 en el que el controlador (64) determina (810) la consigna de ajuste multiplicando el primer factor de escala por el segundo factor de escala.
11. El sistema según la reivindicación 10, en el que el uno o más sensores (48-56) comprenden uno de o una combinación de un sensor de MIMU, una galga extensiométrica, un acelerómetro, un sensor de proximidad, un sensor de presión, un sensor de ángulo de ataque, un sensor de vibración, un sensor LIDAR, un sistema de cámara o un sistema de fibra óptica.
- 45 12. El sistema según la reivindicación 10 o la reivindicación 11, en el que la condición de carga refleja una carga que actúa sobre uno de o una combinación de una pala de rotor (22), un rotor (20), un buje, una bancada (14), un bastidor principal, un bastidor de generador, un cojinete de pitch, un cojinete de guiñada, una caja multiplicadora, una góndola, un eje principal, un generador, o una torre de la turbina eólica (10).
- 50 13. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 12, que comprende además un dispositivo de memoria (60), en el que el dispositivo de memoria (60) está configurado para:
- 55 almacenar una pluralidad de condiciones de carga; y
- almacenar una pluralidad de condiciones de operación medidas.
- 60 14. El sistema según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 13, en el que el procesador (28) está configurado además para:
- calcular uno de una desviación estándar, un promedio ponderado, o un filtro de retraso de la pluralidad de condiciones de carga almacenadas; y
- 65 determinar la consigna de ajuste en base al cálculo.

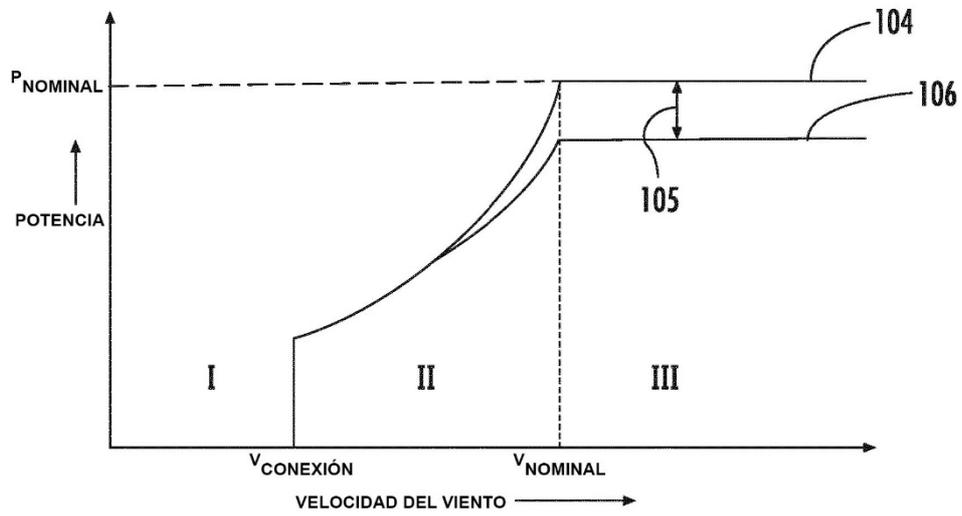


FIG. 1
(TÉCNICA ANTERIOR)

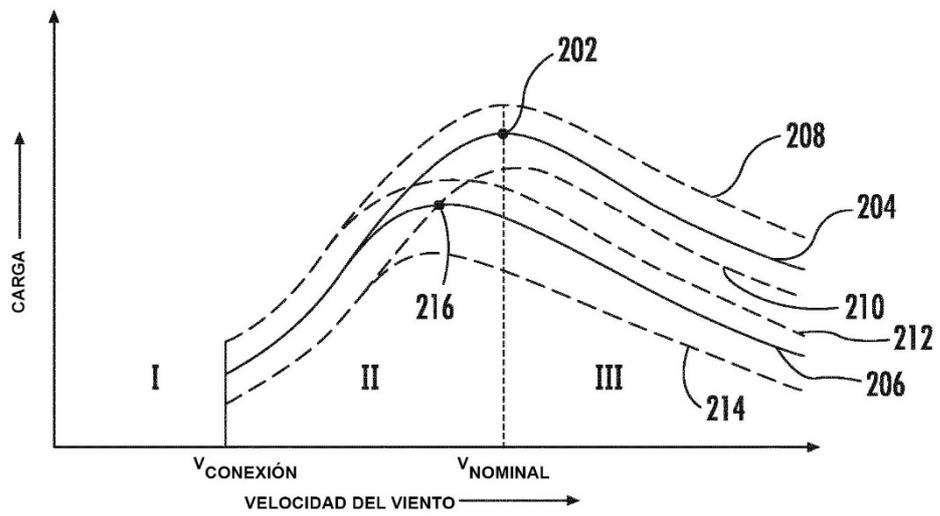


FIG. 2
(TÉCNICA ANTERIOR)

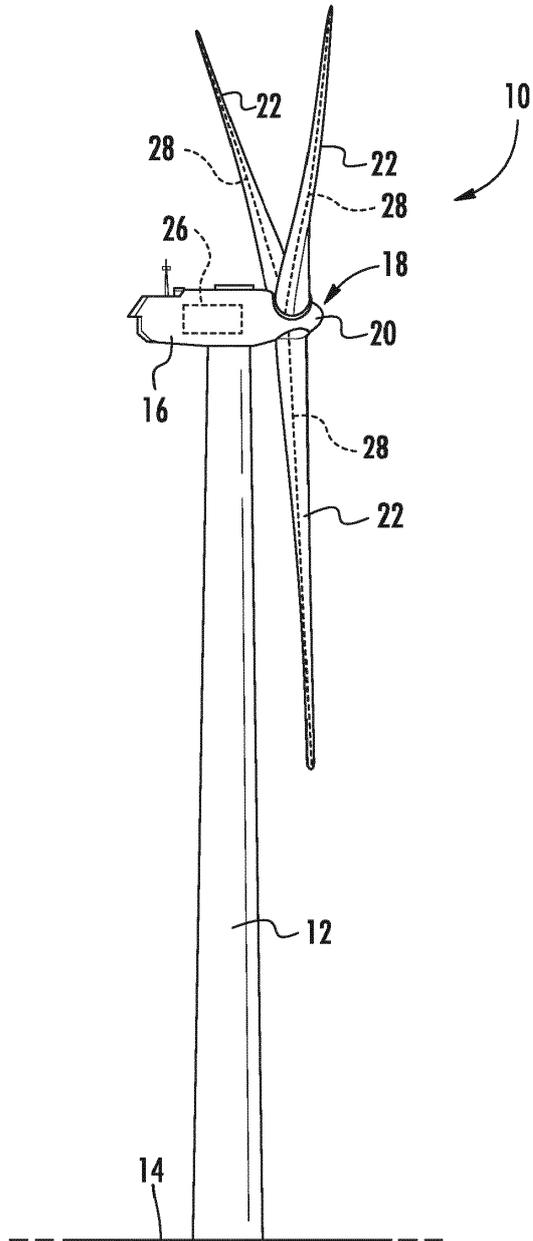


FIG. 3

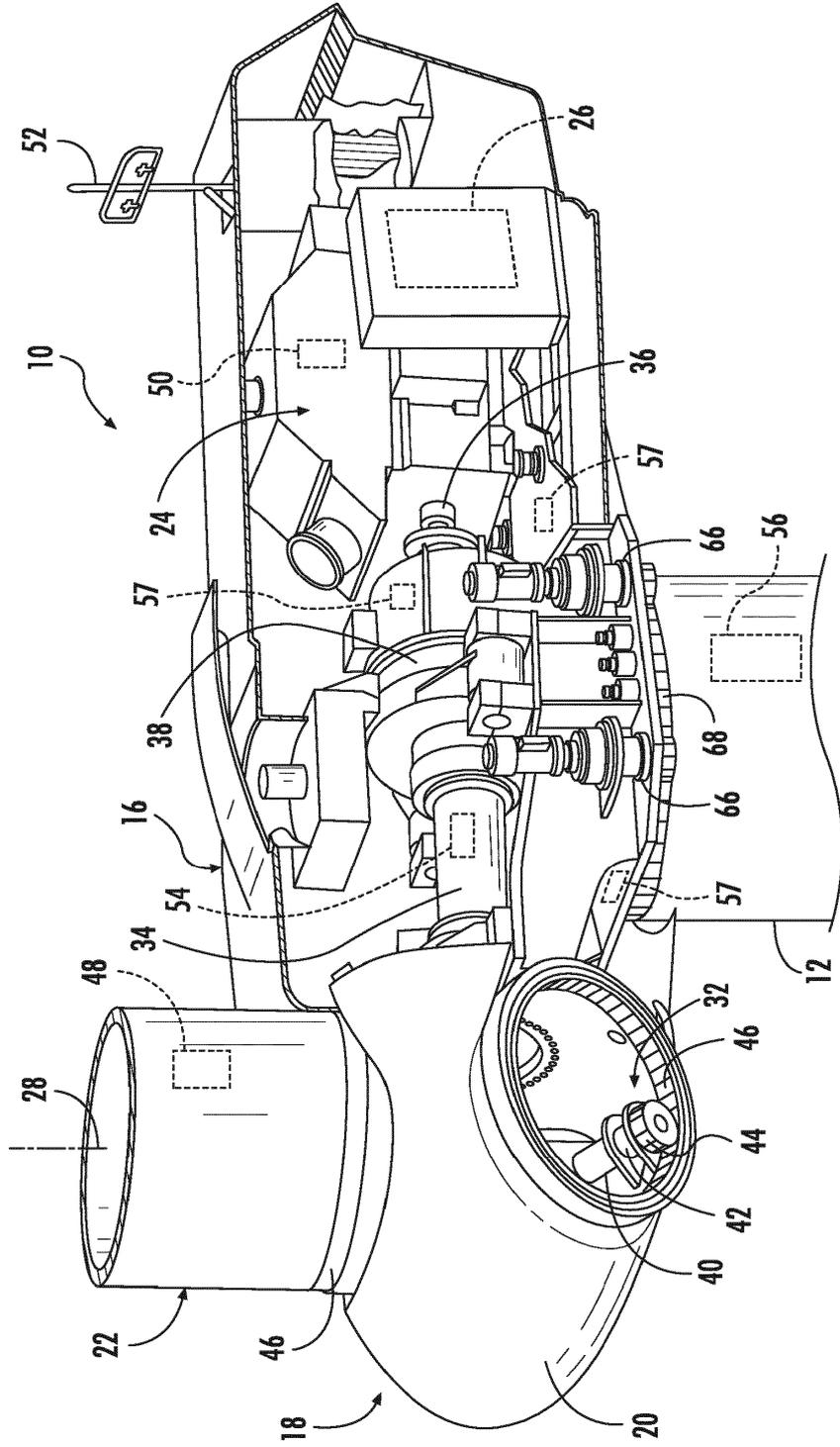


FIG. 4

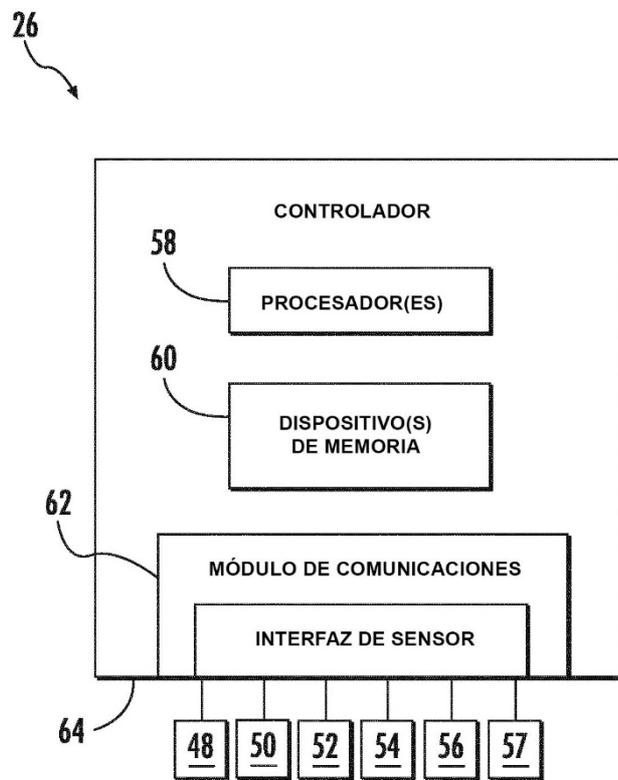


FIG. 5

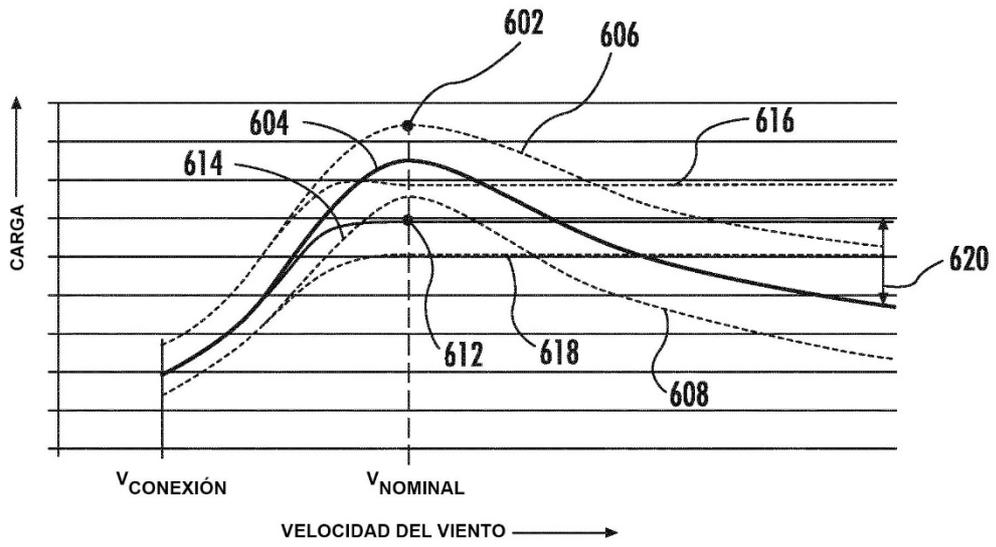


FIG. 6

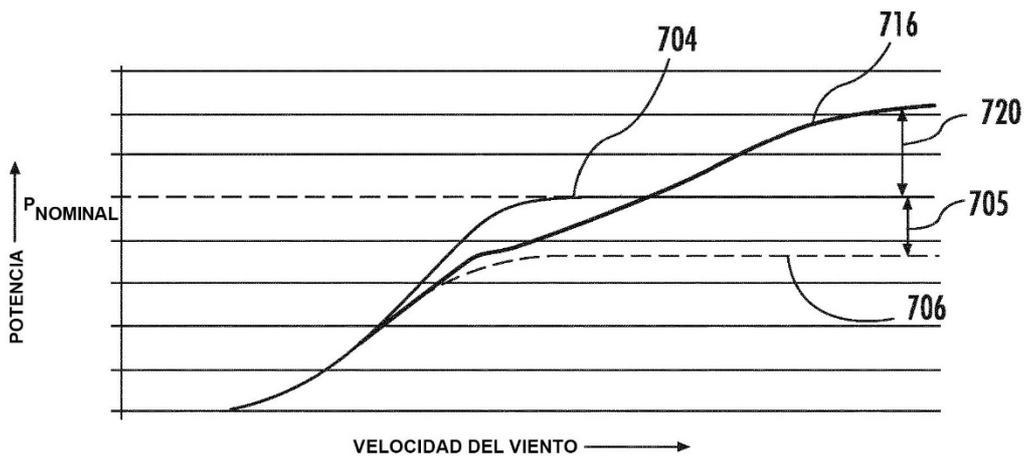


FIG. 7

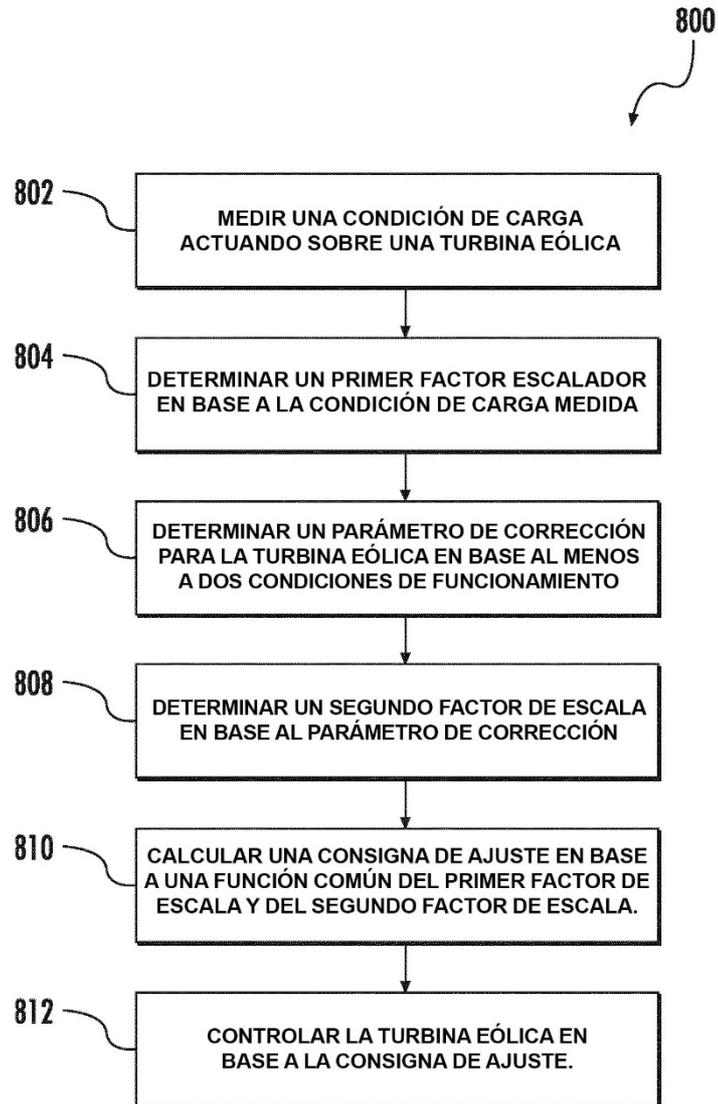


FIG. 8