

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 664 825**

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: **24.03.2015** E 15160454 (3)

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.03.2018** EP 2933477

54 Título: **Sistema y procedimiento para el control de la velocidad de empuje de una turbina eólica**

30 Prioridad:

**14.04.2014 US 201414251879**

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

**23.04.2018**

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**SLACK, ROBERT PETER;  
GERBER, BRANDON SHANE;  
PERLEY, THOMAS FRANKLIN y  
MOVSICHOFF, BERNARDO ADRIAN**

74 Agente/Representante:

**CARPINTERO LÓPEZ, Mario**

**ES 2 664 825 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 el control de la velocidad de empuje de una turbina eólica

La presente invención se refiere en general a turbinas eólicas, y más en particular, a un sistema y procedimiento para el control del empuje velocidad de una turbina eólica.

5 La energía del viento se considera una de las fuentes de energía más limpias y respetuosas con el medio ambiente actualmente disponibles, y las turbinas eólicas han ganado una creciente atención en este sentido. Una turbina eólica moderna generalmente incluye una torre, un generador, una caja de engranajes, una góndola y un rotor. El rotor incluye típicamente un cubo rotativo que tiene una o más palas de rotor unidas al mismo. Típicamente, un cojinete de paso está configurado operativamente entre el cubo y una raíz de pala de la pala del rotor para permitir la rotación alrededor de un eje de paso. Las palas de rotor capturan la energía cinética del viento utilizando los principios conocidos de la superficie aerodinámica. Las palas de rotor transmiten la energía cinética en forma de energía de rotación para hacer rotar un árbol que acopla las palas de rotor a una caja de engranajes, o si no se usa una caja de engranajes, directamente al generador. El generador a continuación convierte la energía mecánica en energía eléctrica que se puede implementar en una red eléctrica. Véase los documentos EP 2 604 853 y EP 2 679 810, por ejemplo.

10 La cantidad de potencia que puede ser producida por una turbina eólica normalmente está limitada por las limitaciones estructurales de los componentes individuales de la turbina eólica. La potencia disponible del viento es proporcional al área del rotor y al cuadrado del diámetro del rotor. Por lo tanto, la cantidad de potencia producida a diferentes velocidades del viento puede ser significativamente mayor al aumentar el diámetro del rotor de la turbina eólica. Un aumento de este tipo en el tamaño del rotor sin embargo, también aumenta las cargas mecánicas y los costos de material con lo que puede que no sea un aumento proporcional en la producción de energía. Además, aunque es útil controlar la potencia y la velocidad del rotor, el empuje del viento sobre el rotor realmente produce muchas cargas dominantes de fatiga, junto con cualquier asimetría de ese empuje. Los términos "empuje", "valor de empuje", "parámetro de empuje" u otros similares tal como se usan en la presente memoria descriptiva, pretenden abarcar una fuerza que actúa sobre la turbina eólica debido al viento y en la dirección general del viento. La fuerza de empuje proviene de un cambio en la presión a medida que el viento pasa por la turbina eólica y se ralentiza. Además, los términos "empuje", "valor de empuje", "parámetro de empuje" u otros similares tal como se usan en la presente memoria descriptiva pueden describir una entrada a un procedimiento de control, un valor que cambia en proporción directa al empuje en una región operativa de interés (por ejemplo, pala fuera del plano individual o promedio o flexión en el sentido de las aletas, flexión de la torre o aceleración superior de la torre), o una estimación del empuje en base a cualquier combinación de las cantidades anteriores o con otras cantidades estándar medidas tales como velocidad del viento, velocidad o potencia de la máquina. Los términos "empuje", "valor de empuje", "parámetro de empuje" u otros similares también pueden describir una estimación prospectiva de empuje futuro, por ejemplo como lo determina un sensor que mide la velocidad del viento corriente arriba del plano del rotor.

25 Los recientes desarrollos en la industria eólica han conducido a nuevos procedimientos de controles de reducción de la carga mecánica que permiten emplear diámetros de rotor más grandes con aumentos menores a los proporcionales en los costos de materiales. Por ejemplo, algunas turbinas eólicas modernas pueden implementar trenes de accionamiento y amortiguadores de torres para reducir las cargas. Además, las turbinas eólicas modernas pueden utilizar mecanismos de control de paso individuales y colectivos para reducir la fatiga y las cargas extremas, permitiendo así mayores relaciones entre el diámetro del rotor y las cargas estructurales, al tiempo que también reducen el costo de la energía.

30 Todavía otras turbinas eólicas adicionales han empleado un control parcial del empuje, tales como "recortadores de pico", "cortadores de empuje" y o "control de empuje" solo en las regiones de empuje máximo. Tales tecnologías de control pueden implementar limitaciones en puntos de consignas de paso fino en ciertas condiciones u otras variantes, pero no emplean un control de bucle cerrado completo en el empuje. Aunque el empuje está relacionado con la potencia y la velocidad de la turbina eólica, el empuje no es sinónimo con, ni proporcional linealmente a ninguna de las dos. Por lo tanto, en algunas regiones operativas, puede ser posible cambiar el empuje que actúa sobre la turbina eólica por medio de controles con un efecto sobre la potencia inferior al proporcional, o viceversa. Además, es posible controlar la velocidad y el empuje de forma casi independiente en algunas regiones (por ejemplo, al considerar desplazamientos dinámicos de un valor medio en lugar de valores promedio a largo plazo); sin embargo, las tecnologías de control actuales no controlan la velocidad y el empuje de esta manera. Además, muchas técnicas de control modernas no abordan el control del empuje y o incluso acentúan las variaciones de empuje al tratar de mantener la salida de potencia constante por medio de ciertas condiciones.

35 En consecuencia, un sistema y procedimiento que aborde los problemas que se han mencionado más arriba serían bienvenidos en la tecnología. Por ejemplo, sería ventajoso un sistema y procedimiento que incorporase un control de velocidad de empuje para aumentar el diámetro del rotor en una masa estructural determinada y o la producción de energía al mismo tiempo que también se redujesen las cargas que actúan sobre la turbina.

Diversos aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la revelación que sigue o pueden ser claros a partir de la revelación, o pueden aprenderse a través de la práctica de la invención.

La presente invención está definida por las reivindicaciones adjuntas. Diversas características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor con referencia a la revelación que sigue y a las reivindicaciones adjuntas. Los dibujos que se acompañan, que se incorporan y constituyen una parte de esta memoria descriptiva, ilustran las realizaciones de la invención y, junto con la revelación, sirven para explicar los principios de la invención. En los dibujos:

la figura 1 ilustra una realización de una turbina eólica de acuerdo con la presente revelación;

la figura 2 ilustra una realización de una góndola de una turbina eólica de acuerdo con la presente revelación;

la figura 3 ilustra un diagrama esquemático de una realización de un controlador de una turbina eólica de acuerdo con la presente revelación;

la figura 4 ilustra un diagrama esquemático de una realización de un procesador de acuerdo con la presente revelación;

la figura 5 ilustra un gráfico tridimensional de una realización de superficies sensibles al empuje y velocidad en un dominio paso par motor a bajas velocidades del viento (es decir, por debajo de una región de velocidad del viento variable) de acuerdo con la presente revelación;

la figura 6 ilustra un gráfico tridimensional de una realización de las superficies sensibles a la velocidad y el empuje en un dominio paso par motor a velocidades del viento ligeramente inferiores a las velocidades de acuerdo con la presente revelación;

la figura 7 ilustra un gráfico tridimensional de una realización de las superficies sensibles al empuje y a la velocidad en un dominio paso par motor a velocidades nominales del viento de acuerdo con la presente revelación;

la figura 8 ilustra un gráfico tridimensional de una realización de las superficies sensibles al empuje y a la velocidad en un dominio paso par motor a velocidades del viento ligeramente superiores a la velocidad de acuerdo con la presente revelación;

la figura 9 ilustra un gráfico tridimensional de una realización de las superficies sensibles al empuje y a la velocidad en un dominio paso par motor a velocidades del viento muy por encima de la presente invención;

la figura 10 ilustra un gráfico tridimensional de una realización de superficies sensibles al empuje y a la velocidad en un dominio de paso par motor a velocidades de viento altas o recortadas de acuerdo con la presente revelación;

la figura 11 ilustra una pluralidad de gráficos bidimensionales correspondientes a las figuras 5 10, en el que cada uno de los gráficos incluye un vector que representa las sensibilidades al empuje y a la velocidad de acuerdo con la presente revelación; y,

la figura 12 ilustra los gráficos de la figura 11, en el que cada uno de los gráficos incluye además direcciones típicas de las acciones de paso y par motor en las superficies sensibles al empuje y a la velocidad de acuerdo con la presente revelación; y

la figura 13 ilustra un diagrama de flujo de una realización de un procedimiento para controlar dinámicamente una turbina eólica de acuerdo con la presente revelación.

En general, la presente materia se refiere a un sistema y procedimiento para controlar dinámicamente una turbina eólica en tiempo real controlando la velocidad y el empuje en el lazo de control más activo con el fin de efectuar una reducción en la fatiga operativa en componentes estructurales principales, por ejemplo, la torre, la góndola, el cubo y o las palas de rotor, a la vez que se maximiza la potencia. Más específicamente, el sistema opera la turbina eólica en base a un punto de consigna del empuje y un punto de consigna de la velocidad. El sistema determina entonces un cambio deseado en la velocidad real y un cambio deseado en el empuje real de la turbina eólica en respuesta a las actuaciones de control a partir de en un punto de funcionamiento instantáneo. Se debe entender que el punto de funcionamiento instantáneo puede incluir uno o más aspectos operativos de la turbina eólica, que incluyen, pero sin estar limitados a, una velocidad del viento, un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia, una par motor de salida, una relación de velocidad de punta, una velocidad del rotor, un coeficiente de potencia, un coeficiente de par motor, un coeficiente de empuje, un empuje, una respuesta de empuje, un momento de flexión de la pala, un momento de flexión del árbol, un momento de flexión de la torre, una respuesta de velocidad u otro simi-

lar. Utilizando el control de variables múltiples, el sistema determina un punto de consigna de paso y un punto de consigna de par motor que alcanzarán los cambios deseados en la velocidad real y el empuje real y controla dinámicamente la turbina eólica en función de los puntos de consigna de paso y de par motor para regular las cargas que actúan sobre la turbina eólica, al tiempo que mantiene una salida de potencia óptima o casi óptima.

5 Las diversas realizaciones del sistema y procedimiento que se describen en la presente memoria descriptiva proporcionan numerosas ventajas que no están presentes en la técnica anterior. Por ejemplo, como se ha mencionado, el empuje variable del viento sobre el rotor es un contribuyente importante a la carga de fatiga, junto con cualquier asimetría de ese empuje. Aunque el empuje está relacionado con la salida de potencia y la velocidad del rotor, no es sinónimo o linealmente proporcional a ninguno de los dos. De esta manera, en algunas regiones operativas, la presente revelación permite el control del empuje que actúa sobre la turbina eólica con un efecto sobre la potencia inferior al proporcional, o viceversa. La presente revelación también proporciona un control de velocidad y del empuje casi independientemente el uno del otro en diversas regiones operativas. La potencia de la turbina eólica todavía está controlada, pero a menudo con una mayor tolerancia a los errores a corto plazo y una respuesta más lenta que en las turbinas eólicas convencionales, lo cual puede ser en particular notable cuando se observa la salida de potencia a la potencia nominal. Por lo tanto, la desacentuación del control estricto de la potencia instantánea se vuelve particularmente aceptable a medida que comienza a aparecer una cierta cantidad de almacenamiento de energía en los sitios, que puede ser utilizada para suavizar la salida de potencia a la red a través de las fluctuaciones permitidas, pero es aceptable en algunos casos incluso sin almacenamiento de potencia. Además, la presente revelación se puede implementar usando componentes existentes de muchas turbinas eólicas modernas. De esta manera, un usuario no está obligado a comprar, instalar y mantener equipos nuevos. Además, el sistema puede estar integrado con un sistema de control más amplio, tal como, pero sin estar limitado a, un sistema de control de turbina eólica, un sistema de control de planta, un sistema de monitorización remota o combinaciones de los mismos.

Haciendo referencia a continuación a las figuras, la figura 1 ilustra una vista en perspectiva de una realización de una turbina eólica 10 que puede implementar la tecnología de control de acuerdo con la presente revelación. Como se muestra, la turbina eólica 10 generalmente incluye una torre 12 que se extiende desde una superficie de soporte 14, una góndola 16 montada en la torre 12, y un rotor 18 acoplado a la góndola 16. El rotor 18 incluye un cubo giratorio 20 y al menos una pala de rotor 22 acoplada a y extendiéndose hacia fuera desde el cubo 20. Por ejemplo, en la realización ilustrada, el rotor 18 incluye tres palas de rotor 22. Sin embargo, en una realización alternativa, el rotor 18 puede incluir más o menos de tres palas de rotor 22. Cada pala de rotor 22 puede estar espaciada alrededor del cubo 20 para facilitar la rotación del rotor 18 para permitir que la energía cinética se transfiera desde el viento a energía mecánica utilizable y, posteriormente, a energía eléctrica. Por ejemplo, el cubo 20 puede estar acoplado rotativamente a un generador eléctrico 24 (figura 2) posicionado dentro de la góndola 16 para permitir que se produzca energía eléctrica.

La turbina eólica 10 también puede incluir un controlador de turbina eólica 26 centralizado dentro de la góndola 16. Sin embargo, en otras realizaciones, el controlador 26 puede estar ubicado dentro de cualquier otro componente de la turbina eólica 10 o en un lugar fuera de la turbina eólica. Además, el controlador 26 puede estar acoplado en forma comunicativa a cualquier número de componentes de la turbina eólica 10 con el fin de controlar el funcionamiento de tales componentes y/o implementar una acción de corrección. De esta manera, el controlador 26 puede incluir un ordenador u otra unidad de procesamiento adecuada. Por tanto, en varias realizaciones, 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 la recepción, accionamiento y/o ejecución de señales de control de la turbina eólica.

Haciendo referencia a continuación a la figura 2, se ilustra una vista interna simplificada de una realización de la góndola 16 de la turbina eólica 10 que se muestra en la figura 1. Como se muestra, el generador 24 se puede acoplar 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 la realización ilustrada, el rotor 18 puede incluir un árbol de rotor 34 acoplado al cubo 20 para la rotación con el mismo. El árbol de rotor 34 puede estar acoplado a su vez, de forma rotativa a un árbol de generador 36 del generador 24 a través de una caja de engranajes 38. Como se entiende generalmente, el árbol de rotor 34 puede proporcionar una entrada de baja velocidad y alto par motor a la caja de engranajes 38 en respuesta a la rotación de las palas de rotor 22 y del cubo 20. La caja de engranajes 38 puede configurarse entonces para convertir la entrada de baja velocidad y alto par motor a una salida de alta velocidad y bajo par motor para impulsar el árbol de generador 36 y, por lo tanto, el generador 24.

Cada pala de rotor 22 puede incluir también un mecanismo de ajuste de paso 32 configurado para hacer rotar cada pala de rotor 22 alrededor de su eje de paso 28. Además, cada mecanismo de ajuste de paso 32 puede incluir un motor de accionamiento de paso 40 (por ejemplo, cualquier motor eléctrico, hidráulico o neumático adecuado), una caja de engranajes de accionamiento de paso 44 y un piñón de accionamiento de paso 44. En tales realizaciones, el motor de accionamiento de paso 40 puede acoplarse a la caja de engranajes de accionamiento de paso 42 de manera que el motor de accionamiento de paso 40 imparta una fuerza mecánica a la caja de engranajes de accionamiento de paso 42. De forma similar, la caja de engranajes de accionamiento de paso 42 puede estar acoplada al piñón de accionamiento de paso 44 para rotar con el mismo. El piñón de accionamiento de paso 44 puede estar a su

vez en acoplamiento rotativo con un cojinete de paso 46 acoplado entre el cubo 20 y una pala de rotor 22 correspondiente, de manera que la rotación del piñón de accionamiento de paso 44 provoca la rotación del cojinete de paso 46. De esta manera, la rotación del motor de accionamiento de paso 40 acciona la caja de engranajes de accionamiento de paso 42 y el piñón de accionamiento de paso 44, haciendo rotar de esta manera el cojinete de paso 46 y la pala de rotor 22 alrededor del eje de paso 28. En realizaciones adicionales, la turbina eólica 10 puede emplear paso de accionamiento directa o sistemas de accionamiento de paso separados que incluyen sistemas hidráulico. De forma similar, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más mecanismos 66 de accionamiento de ángulo acimutal acoplados comunicativamente al controlador 26, estando configurado cada mecanismo o mecanismos de ángulo acimutal 66 para cambiar el ángulo de la góndola 16 con respecto al viento (por ejemplo, mediante la aplicación de un cojinete de ángulo acimutal 68 de la turbina eólica 10).

Haciendo referencia todavía a la figura 2, la turbina eólica 10 también puede incluir uno o más sensores 48, 50, 52 para medir las condiciones de funcionamiento y o carga de la turbina eólica 10. Por ejemplo, en diversas realizaciones, los sensores pueden incluir sensores de pala 48 para medir un ángulo de paso de una de las palas de rotor 22 o para medir una carga que actúa sobre una de las palas de rotor 22; sensores de generador 50 para monitorizar el generador 24 (por ejemplo, par motor, velocidad, aceleración y o salida de potencia); y o varios sensores de viento 52 para medir diversos parámetros de viento, tales como velocidad del viento, picos de viento, turbulencia del viento, cizalladura del viento, cambios en la dirección del viento, densidad del aire, u otros similares. Además, los sensores pueden estar situados cerca del suelo de la turbina eólica 10, en la góndola 16, o en un mástil meteorológico de la turbina eólica 10. También se debe entender que se puede emplear cualquier otro número o tipo de sensores y en cualquier ubicación. Por ejemplo, los sensores pueden ser Unidades de Medición Microinerciales (MIMU), medidores de tensión, acelerómetros, sensores de presión, sensores de ángulo de ataque, sensores de vibración, sensores de Detección y Determinación de la Luz (LIDAR), sistemas de cámaras, sistemas de fibra óptica, anemómetros, aletas de viento Sensores de Detección y Determinación Sónica (SODAR), láseres de infrarrojos, radiómetros, tubos Pitot, radiosondeos, otros sensores ópticos y o cualquier otro sensor adecuado. Se debe apreciar que, tal como se utiliza en la presente memoria descriptiva, el término "monitorizar" y sus variaciones indican que los diversos sensores pueden estar configurados para proporcionar una medición directa de los parámetros que se están monitorizando o una medición indirecta de tales parámetros. Por lo tanto, los sensores se pueden usar, por ejemplo, para generar señales relacionadas con el parámetro que se está monitorizando, que después pueden ser utilizadas por el controlador 26 para determinar el parámetro real.

Haciendo referencia a continuación a la figura 3, se ilustra un diagrama de bloques de una realización del controlador 26 de acuerdo con la presente revelación. Como se muestra en la figura 3, el controlador 26 puede incluir uno o más procesadores 58, un estimador de parámetros de turbina eólica 56 y dispositivos de memoria asociados 60 configurados para realizar una variedad de funciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y similares y almacenar los datos relevantes como se describe en la presente memoria descriptiva). 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 a digital) para permitir que las señales transmitidas desde los sensores 48, 50, 52 se conviertan en señales que puedan ser comprendidas y procesadas por los procesadores 58. Se debe apreciar que los sensores 48, 50, 52 pueden estar acoplados comunicativamente al módulo de comunicaciones 62 usando cualquier medio adecuado. Por ejemplo, como se muestra en la figura 3, los sensores 48, 50, 52 están acoplados a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión por cable. Sin embargo, en otras realizaciones, los sensores 48, 50, 52 pueden estar acoplados a la interfaz del sensor 64 por medio de una conexión inalámbrica, tal como por medio del uso de cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica.

Como se usa en la presente memoria descriptiva, el término "procesador" se refiere no solo a los circuitos integrados mencionados en la técnica como incluidos en un ordenador, sino también a un controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador lógico programable (PLC), una aplicación de circuito integrado específico, una unidad de procesamiento de gráficos (GPU) y u otros circuitos programables que sean conocidos actualmente o que se desarrollen posteriormente. Adicionalmente, los dispositivos de memoria 60 pueden comprender en general elemento (s) de memoria que incluyen, pero no se limitan a, un medio legible por ordenador (por ejemplo, una memoria de acceso aleatorio (RAM)), un medio no volátil legible por ordenador (por ejemplo, una memoria flash ), un disquete, un disco compacto de memoria de solo lectura (CD ROM), un disco magneto óptico (MOD), un disco digital versátil (DVD) u otros elementos de memoria adecuados. Tales dispositivos de memoria 60 pueden estar configurados generalmente para almacenar instrucciones adecuadas legibles por ordenador que, cuando son implementadas por el procesador o procesadores 58, configuran el controlador 26 para que realice diversas funciones como se describe en la presente memoria descriptiva.

Haciendo referencia a continuación a la figura 4, se ilustra un diagrama de bloques para ilustrar adicionalmente el procesador 58 de acuerdo con la presente revelación. Como se muestra en la realización ilustrada, el procesador 58 incluye un bucle de control interno 70 y un bucle de control externo 72. El bucle de control externo 72 está configurado para controlar el punto de consigna de empuje 74 y el punto de consigna de velocidad 76, mientras que el bucle

de control interno 70 está configurado para proporcionar un control de variables múltiples 78 de paso y de par motor en base a los puntos de consigna de empuje y de velocidad 74, 76. Como se muestra, el lazo de control interno 70 utiliza el punto de consigna de empuje 74 y el empuje real o medido 93 para determinar el cambio deseado en el empuje 73 en respuesta a las actuaciones de control a partir de un punto de funcionamiento instantáneo. De forma similar, el bucle de control interno 70 utiliza el punto de consigna de velocidad 76 y la velocidad real o medida 93 para determinar el cambio deseado en la velocidad 75 en respuesta a las actuaciones de control que se inicia a partir del punto de funcionamiento instantáneo. Se debe entender que el término "velocidad" de la turbina eólica y variaciones del mismo son representativos de la velocidad de un generador, la velocidad de un rotor, la relación de velocidad de punta u otro similar. Además, el punto de consigna de empuje 74 se puede ajustar por medio del bucle de control externo 72. Por ejemplo, en una realización, cuando la turbina eólica 10 está funcionando por encima de una velocidad de viento nominal, el bucle de control externo 72 determina o controla el punto de consigna de empuje 74 en base a una diferencia filtrada o promediada 84 entre la potencia real 82 y el punto de consigna de potencia deseada 80. En otra realización, cuando la turbina eólica 10 está funcionando por debajo de una velocidad nominal del viento, el bucle de control externo 72 determina o controla el punto de consigna de empuje 74 en base a una diferencia 90 filtrada o promediada entre el paso real 88 y la consigna de paso fino óptimo 86. Por lo tanto, el bucle de control externo 72 también puede incluir un conmutador 96 configurado para alternar o realizar una rampa proporcionalmente entre consignas de control dependiendo de la región de funcionamiento de la velocidad del viento. Alternativamente, el punto de consigna de empuje 74 y o el punto de consigna de velocidad 76 se pueden programar en función de la velocidad del viento estimada, o pueden ser determinados por cualquier otro medio adecuado. Se debe entender que el punto de consigna de velocidad 76 puede cambiar en función de la velocidad del viento, la relación de velocidad de punta óptima, las limitaciones de velocidad de los componentes u otros similares.

El bucle de control externo 72 también puede incluir uno o más controladores de derivación integral proporcional (PID) 95 o mecanismos de realimentación de bucle de control similares configurados para calcular un error en función de la diferencia entre un punto de funcionamiento medido (por ejemplo, paso real 88 o potencia real 82) y un punto de funcionamiento deseado (por ejemplo, paso fino óptimo 86 o punto de consigna de potencia 80). De este modo, el (los) controlador (es) PID 95 está (n) configurado (s) para minimizar el error en el bucle de control externo 72 ajustando los puntos operativos usados como entradas al bucle de control interno 70.

El bucle de control interno 70 también puede incluir un control de variables múltiples 78 o un marco de optimización de objetivos múltiples. El control de variables múltiples 78 utiliza los cambios deseados 73, 75 en empuje y velocidad para determinar los puntos de consigna de paso y de par motor 92, 94 o cualquier otra actuación adecuada. El control de variables múltiples 78 de las actuaciones de paso y par motor 92, 94 en tiempo real difiere del control de la turbina eólica convencional en el que es común separar tales actuaciones de acuerdo con una región operativa. Más específicamente, en ciertas realizaciones, el control de variables múltiples 78 puede incluir enfoques de control lineal y no lineal tales como: a) estrategias de Control de Modo Deslizante (SMC), b) controles de infinidad H, c) controles lineales cuadráticos gaussianos (LQG) controles H-2 (que se muestran equivalentes), d) un enfoque mixto H-2 H infinidad o una combinación de b) y c) anteriores, o e) una Variación Lineal de Parámetros (LPV). Las estrategias de SMC, en diversas realizaciones, se caracterizan porque una acción de control que es discontinua a lo largo de una trayectoria deseada de los parámetros controlados logra un movimiento a lo largo de la trayectoria, y de esa manera, es capaz de garantizar el cumplimiento de las restricciones que impone la trayectoria. Los controles de infinidad H, en diversas realizaciones, dan forma a la norma inducida L 2 del sistema (es decir, energía de entrada limitada a energía de salida limitada o de otro modo, o peor efecto en la energía de salida debido a la entrada de energía limitada) que se logra mediante pesos de configuración de dominio de frecuencia en señales de entrada y salida, así como la función de transferencia de bucle abierto. Los controles LQG H-2, en realizaciones particulares, minimizan la variación de salida del sistema a una entrada de ruido blanco, conseguida por pesos de conformación de dominio de frecuencia adecuados en señales de entrada y salida. El control LPV, en ciertas realizaciones, se caracteriza por el modelo del sistema que depende linealmente de un parámetro operativo medible de la turbina eólica, proporcionando así la capacidad de cambiar continuamente las acciones de control en función de su valor, entre otras estrategias de control avanzadas.

Por lo tanto, permitir el control activo de las actuaciones de paso y par motor 92, 94 usando un control de variables múltiples en todas las regiones operativas puede proporcionar una mayor varianza de potencia por encima de la velocidad nominal del viento y también modificaciones mayores de paso óptimo cuasiestático por debajo de la velocidad nominal del viento. La tolerancia para la actuación tanto del paso como del par motor no provoca necesariamente una mayor variación de potencia, especialmente por debajo de la velocidad nominal del viento; sin embargo, la regulación del empuje con un enfoque relativo disminuido en la regulación precisa de la potencia a menudo proporciona una mayor variación de potencia por encima de la velocidad nominal del viento. El tamaño y las ganancias de estas modificaciones (y las limitaciones que se les imponen) pueden ser administradas para proporcionar una compensación beneficiosa contra las reducciones de carga correspondientes que podrían permitir el crecimiento del diámetro del rotor u otras mejoras en el costo de la energía y la eficiencia.

Además, los ajustes en base al paso fino óptimo 86 (velocidad del viento inferior a la nominal) y la salida de potencia real 82 (velocidad del viento superior a la nominal) filtran en paso bajo eficazmente las fluctuaciones brutas de los

puntos de consigna de paso y de par motor 92, 94 procedentes del bucle de control interno 70, es decir, desde la planta 98. Por lo tanto, el punto de consigna de empuje 74 cambia en respuesta a las fluctuaciones a largo plazo en la velocidad del viento, pero no en respuesta a cada ráfaga de viento de corta duración.

5 Como consecuencia, el controlador 26 filtra y rechaza las variaciones de empuje de la turbulencia de frecuencia más alta.

Aunque la fuente del punto de consigna de empuje 74 para el lazo de control interno 70 es el objeto del bucle de control externo 72, la fuente del punto de consigna de velocidad 76 puede ser similar a los procedimientos convencionales conocidos en la técnica. Además, los valores de velocidad real 93 y de empuje real 91 (que se utilizan como entradas al bucle de control interno 70) se pueden determinar por medio de uno o más sensores, por ejemplo, 48, 10 50, 52 o el estimador de parámetros de viento 56 como se describe a continuación. Por lo tanto, en una realización particular, la entrada de empuje puede ser una cantidad medida directamente. En realizaciones alternativas, la entrada de empuje puede ser una medida indirecta al principio en el trayecto de carga que es indicativa del empuje, tal como flexión fuera del plano de pala individual o colectiva, flexión de pala en el sentido de la aleta individual o colectiva, movimiento individual o colectivo en los sensores de brida del árbol principal (como los descritos en la patente norteamericana número 7.160.083 titulada "Procedimiento y aparato para el control de carga del rotor de turbina eólica" presentado el 3 de febrero de 2003 e incorporado en la presente memoria descriptiva por referencia), o cualquier otro proxy adecuado para estimar y o determinar el empuje. De esta manera, el empuje puede ser determinado por sensores o estimado por un modelo de ordenador. Además, las mediciones del sensor pueden ser filtradas, calibradas y o verificadas en cuanto a plausibilidad frente al empuje estimado tal como es determinado por el modelo de ordenador, mientras responden en la forma bruta anterior y con mayor ancho de banda de frecuencia que el empuje estimado, que es efectivamente filtrado en paso bajo por la inercia del rotor. De esta manera, la velocidad real 15 93 y las entradas reales de empuje 91 pueden ser valores medidos de los transductores de control.

En otra realización, el estimador de parámetros de turbina eólica 56 está configurado para recibir las señales de uno o más sensores que son representativos de diversas condiciones de funcionamiento y o carga de la turbina eólica 25 10. Las condiciones de funcionamiento pueden consistir en cualquier combinación de lo siguiente: una velocidad del viento, un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia, una par motor de salida, una temperatura, una presión, un índice de velocidad de propulsión, una densidad del aire, una velocidad del rotor, un coeficiente de potencia, un coeficiente de par motor, un coeficiente de empuje un empuje, una respuesta de empuje, un momento de flexión de la pala, un momento de flexión del árbol, un momento de flexión de la torre, una respuesta de velocidad, u otros similares. Además, el estimador de parámetros de turbina eólica 56 puede considerarse software que utiliza las condiciones de funcionamiento y o carga para calcular, en tiempo real, la respuesta de velocidad y o empuje como se describe en la presente memoria descriptiva. Además, el estimador de parámetros de turbina eólica 30 56 puede incluir firmware que incluye el software, que puede ser ejecutado por el procesador 58. Por consiguiente, en una realización, el estimador de parámetros de turbina eólica 56 está configurado para implementar un algoritmo de control que tiene una serie de ecuaciones para determinar la velocidad real 93 y o el empuje real 91. De esta manera, las ecuaciones se resuelven usando una o más condiciones de funcionamiento, uno o más mapas de rendimiento aerodinámico, una o más tablas de consulta (LUT), o cualquier combinación de los mismos. En una realización, los mapas de rendimiento aerodinámico son tablas dimensionales o no dimensionales que describen la carga y el rendimiento del rotor (por ejemplo, potencia, empuje, par motor o momento de flexión, o similar) en condiciones dadas (por ejemplo, densidad, velocidad del viento, velocidad del rotor, ángulos de paso u otros similares). De esta manera, los mapas de rendimiento aerodinámico pueden incluir: un coeficiente de potencia, un coeficiente de empuje, un coeficiente de par motor y o derivadas parciales con respecto al ángulo de paso, la velocidad del rotor o la relación de velocidad de punta. Alternativamente, los mapas de rendimiento aerodinámico pueden ser valores dimensionales de potencia, empuje y o par motor en lugar de coeficientes. En diversas realizaciones, las LUT pueden 35 40 45 incluir: parámetros de rendimiento aerodinámico, carga de flexión de la pala, carga de flexión de la torre, carga de flexión del árbol, o cualquier otra carga de componentes de la turbina.

Con referencia en general a las figuras 5 10, una realización del control de variables múltiples 78 estima gradientes de dos superficies 83, 85 en base al punto de funcionamiento instantáneo, las LUT y o cálculos. Además, los gradientes representan sensibilidades de empuje y velocidad para una o más actuaciones de paso y par motor. Tales sensibilidades se utilizan para determinar uno o más puntos de consigna de parámetro (por ejemplo, punto de consigna de paso 92 y punto de consigna de par motor 94). Por ejemplo, haciendo referencia en particular a la figura 5, cada una de las superficies ilustradas 83, 85 rodea un punto operativo 81 en un mapa de rendimiento aerodinámico del rotor 18 y se extiende una cierta distancia desde el punto operativo 81 en la dirección del paso (eje y) y una cierta distancia en la dirección del par motor (eje x), que puede estar estrechamente relacionado por ejemplo, con el inverso, pero no es sinónimo de la dirección de la relación de velocidad de punta (TSR) en los mapas de rendimiento aerodinámico. Además, como se muestra, las superficies 83, 85 son planos efectivamente linealizados en el punto operativo 81 de la turbina eólica 10. En realizaciones alternativas, se debe entender que las superficies 83, 85 también pueden construirse teniendo una curvatura. Como se ha mencionado, el eje x y el eje y representan el punto de consigna de par motor 94 y el punto de consigna de paso 92, respectivamente, o el cambio en el mismo y el eje z representa las respuestas de consigna de empuje o de velocidad para una superficie 83, 85. Además, los ejes x e y 60

pueden estar contruidos en términos de puntos de consigna de par motor y de paso absoluto o puntos de consigna de par motor y de paso relativo.

En una realización, los gráficos de las figuras 5 10 son representativos de una o más regiones operativas para la turbina eólica 10. Por ejemplo, como se muestra en las figuras, se evalúan seis regiones operativas diferentes, a saber, una región operativa de baja velocidad del viento (figura 5), una región operativa con velocidad del viento ligeramente por debajo de la nominal (figura 6), una región operativa con velocidad del viento nominal (figura 7), una región operativa con velocidad del viento ligeramente superior a la nominal (figura 8), una región operativa con velocidad del viento muy superior a la nominal (figura 9) y una región operativa con velocidad del viento alta o recortada (figura 10). Los expertos en la técnica deben comprender que puede evaluarse cualquier número de regiones operativas que incluyen más de seis o menos de seis y que el cálculo de las superficies alrededor del punto de funcionamiento puede tener lugar durante cada ciclo de control, cubriendo de manera efectiva todo el espacio de funcionamiento. Cada región operativa incluye un punto operativo 81. Por ejemplo, en una realización, el punto operativo 81 corresponde a una velocidad del viento una relación de velocidad de punta, y un ángulo de paso particulares. En realizaciones adicionales, se debe entender que el punto de funcionamiento 81 puede incluir cualquier punto operacional de la turbina eólica 10, que incluye, pero no se limita a, una velocidad del viento, un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia un par motor de salida una relación de velocidad de punta, una velocidad de rotor, un coeficiente de potencia, un coeficiente de par motor, un coeficiente de empuje, un empuje, una respuesta de empuje, un momento de flexión de la pala, un momento de flexión del árbol, un momento de flexión de la torre, una respuesta de velocidad u otras similares. Además, se debe entender que el punto de funcionamiento 81 puede ser cualquier parámetro dimensional o no dimensional representativo de un punto de consigna operativo de la turbina eólica 10. Más específicamente, para velocidades del viento superiores a las nominales, el punto de funcionamiento 81 corresponde a una salida de potencia filtrada o media 84, mientras que para velocidades del viento inferiores a las nominales, el punto de funcionamiento 81 corresponde a un paso fino filtrado o promedio 90. El controlador 26 opera la turbina eólica 10 en base al punto operativo 81 y determina los gradientes correspondientes del empuje y velocidad representados por las superficies 83 y 85, respectivamente.

En diversas realizaciones, las pendientes de los planos de las superficies 83, 85 son las derivadas parciales del empuje o velocidad con respecto al paso o al par motor resistente. Por ejemplo, en una realización particular, las derivadas parciales se calculan de acuerdo con las Ecuaciones 1 a 6 siguientes:

$$\text{Ecuación 1: } \frac{\partial T}{\partial \theta} = \frac{1}{2} \rho U^2 \pi R^2 \cdot \left( \text{búsqueda } \frac{\partial C_T}{\partial \theta} + \text{búsqueda } \frac{\partial C_T}{\partial \lambda} \cdot \frac{(t_1 - t_0) \rho U \pi R^4}{-2J_r} \cdot \text{búsqueda } \frac{\partial C_M}{\partial \theta} \right)$$

$$\text{Ecuación 2: } \frac{\partial T}{\partial M} = \frac{1}{2} \rho U \pi R^3 \cdot \left( \text{búsqueda } \frac{\partial C_T}{\partial \lambda} \right) \cdot -\frac{t_1 - t_0}{J_r}$$

$$\text{Ecuación 3: } \frac{\partial T}{\partial U} = \left( -\frac{1}{2} \rho \omega \pi R^3 \right) \cdot \text{búsqueda } \frac{\partial C_T}{\partial \lambda} + (\rho U A) \cdot \text{búsqueda } C_T$$

$$\text{Ecuación 4: } \frac{\partial \omega}{\partial \theta} = \frac{(t_1 - t_0) \rho U^2 \pi R^3}{-2J_r} \cdot \left( \text{búsqueda } \frac{\partial C_M}{\partial \theta} \right)$$

$$\text{Ecuación 5: } \frac{\partial \omega}{\partial M} = \frac{(t_1 - t_0)}{J_r}$$

$$\text{Ecuación 6: } \frac{\partial \omega}{\partial U} = \left( \frac{t_1 - t_0}{J_r} \right) \cdot \left[ \left( -\frac{1}{2} \rho \pi R_r^4 \omega \right) \cdot \text{búsqueda } \frac{\partial C_M}{\partial \lambda} + (\rho \pi R_r^3 U) \cdot \text{búsqueda } C_M \right]$$

en las que

T es el empuje;

$\theta$  es el ángulo de paso;

M es el momento o par motor;

$\omega$  es la velocidad del rotor;

$C_T$  es el coeficiente de empuje;



U es la velocidad del viento;

$\rho$  es la densidad del aire;

t es el tiempo;

R o  $R_r$  es el radio del rotor;

5  $C_M$  es el coeficiente del momento correspondiente al par motor aerodinámica en el rotor;

$J_r$  es el momento efectivo de inercia del rotor y o del sistema de tren de accionamiento; y

$\lambda$  es la relación punta velocidad (TSR).

10 Como se muestra, algunas de las variables de las Ecuaciones 1 a 6 se pueden determinar usando una o más tablas de búsqueda (LUT), por ejemplo,  $C_M$ , almacenada dentro del controlador 26 como se indica por el término "búsqueda" en las ecuaciones anteriores. Como se muestra, los gráficos ilustran las respuestas de empuje y velocidad normalizadas, potenciales de la planta 98 como funciones de paso y par motor alrededor de los diversos puntos operativos 81. Además, las figuras 5 10 ilustran las direcciones de gradiente para cada superficie 83, 85 superpuestas sobre las superficies de respuesta en líneas en negrita.

15 Aunque las figuras 5 10 proporcionan una representación visual del control de la velocidad de empuje, los gráficos de las figuras 11 y 12 ilustran direcciones de gradiente y pendientes inversas con fines de visualización y diseño. Más específicamente, la figura 11 ilustra un conjunto de seis gráficos que presentan la misma información que se muestra en las figuras 5-10 en una forma más compacta y fácil de usar. Por ejemplo, los gráficos ilustran vectores en las direcciones de los gradientes de empuje y velocidad 83, 85 en la superficie de paso par motor para cada región operativa. En las realizaciones ilustradas, la longitud de cada vector es la actuación requerida para compensar una etapa predeterminada en la velocidad del viento, por ejemplo, 1 m/s, en cada punto operativo 81, relacionando de esta manera las derivadas parciales con respecto a la velocidad del viento. En una realización alternativa, el controlador 26 puede generar trazados correspondientes a las respuestas de etapa necesarias para compensar un cambio en la velocidad del viento, por ejemplo, un 10% de cambio en la velocidad del viento, o cualquier otra proporcionalidad adecuada. Además, como se muestra, las sensibilidades pueden ser lineales o linealizadas; sin embargo, los expertos en la técnica deben entender que es probable que haya algo de no linealidad en todas las regiones y tal no linealidad se puede incluir directamente o se puede explicar o corregir en ciertas realizaciones.

25 Con referencia en particular a las figuras 5 y 11(A), se ilustran las superficies de sensibilidad de empuje y de velocidad 83, 85 para bajas velocidades del viento, típicamente de alrededor de 2 a 4 metros/segundo (m/s). Como se muestra, las superficies 83, 85 están inclinadas en diferentes direcciones a bajas velocidades del viento. Las sensibilidades de empuje y velocidad con las mínimas actuaciones, es decir, los gradientes de las superficies 83, 85, son casi perpendiculares al dominio de paso par motor (como se muestra por la línea en negrita de la figura 5), afectando el paso principalmente al empuje y afectando el par motor principalmente la velocidad. Los gradientes casi perpendiculares son deseables e indican que la actuación para el empuje y la velocidad se pueden controlar casi independientemente una de la otra. Por lo tanto, es posible lograr una regulación precisa tanto del empuje como de la velocidad simultáneamente cuando las velocidades de cambio de la velocidad del viento permanecen dentro de los anchos de banda del actuador. De esta manera, a bajas velocidades del viento y algunos diseños de rotor, el control de velocidad empuje proporciona una reducción en las cargas de fatiga y también regula la velocidad del rotor, mientras que el paso puede variar ligeramente en torno a lo que se considera óptimo para la producción de potencia. Además, el grado en que el paso se desvía del óptimo aerodinámico cuasi estático se puede elegir por medio de la selección de filtrado y o ganancias en el bucle de control externo 72 así como por medio de la imposición de limitaciones, logrando un equilibrio entre la reducción de fatiga deseada, y o adherencia estrecha al paso óptimo aerodinámico cuasi estático.

30 La figura 6 ilustra las superficies de respuesta de empuje y velocidad 83, 85 para velocidades de viento ligeramente por debajo de la velocidad nominal del viento, por ejemplo, típicamente alrededor de 4 a 8 m/s. Como se muestra, el control de velocidad empuje es capaz de regular el empuje de forma precisa y simultánea con la velocidad del rotor. Además, el beneficio de fatiga potencial a esta velocidad del viento aumenta cuando se compara con el beneficio a velocidades del viento más bajas ya que tanto el empuje del rotor como las variaciones en el mismo son mayores que a velocidades de viento más bajas. Por ejemplo, la figura 11(B) ilustra el vector de velocidad empuje correspondiente en el dominio de paso par motor para la región operativa. Como se muestra, el vector de velocidad de empuje es similar al vector de 11(A), aunque los gradientes de las superficies 83, 85 son menos perpendiculares en el dominio de paso par motor.

35 A velocidades del viento nominal o casi nominal, y antes de que las palas de rotor 22 comiencen a retroceder en paso, en al menos algunas realizaciones, el controlador 26 también es capaz de regular el empuje de manera precisa y simultánea con la velocidad, similar a una velocidad del viento ligeramente inferior a la nominal. Las velocidades nominales del viento varían de acuerdo con la turbina eólica, pero típicamente varían desde aproximadamente 8 m/s

hasta aproximadamente 15 m/s. Por lo tanto, como se muestra en la figura 7, las superficies de respuesta de empuje y velocidad 83, 85 se pueden controlar virtualmente independientemente una de la otra. La figura 11(C) ilustra el vector de empuje velocidad correspondiente en el dominio de paso par motor para la región operativa. En consecuencia, la mayor oportunidad para una reducción en las cargas de fatiga se ve típicamente en este rango operativo, ya que el empuje promedio es alto y las variaciones potenciales en el empuje son correspondientemente grandes. Además, como se muestra en la figura 11(C), el vector empuje velocidad es similar al vector de la figura 11(B). En ciertas regiones operativas, y en particular cerca de la potencia nominal (es decir, allí donde el empuje tiende a ser alto), el punto de consigna de empuje 74 puede saturarse a un valor máximo o programación de valores máximos, incluyendo pero no limitado a un valor o valores derivados de las cargas máximas en componentes de hardware de la turbina en ciertas condiciones de viento o en casos de carga de diseño.

Haciendo referencia a las figuras 8 y 11(D), a velocidad de viento ligeramente superior a la velocidad de viento nominal a medida que las palas de rotor 22 comienzan a retroceder en paso, en algunas realizaciones existe una influencia significativamente mayor de las actuaciones de paso sobre la velocidad del rotor. La regulación del empuje o la velocidad no tiene un efecto grande sobre el otro, ya que todavía hay una diferencia sustancial en las direcciones del gradiente en el dominio de paso par motor. Por lo tanto, en esta región, es probable que tanto el empuje como la velocidad se puedan regular simultáneamente en la mayoría de los tipos de turbulencia. En una realización, sin embargo, el controlador 26 puede priorizar la velocidad o el empuje en esta región operativa o en cualquier otra región operativa después de una ráfaga de viento particular y proporcionar un control apropiado en lo sucesivo.

Como se muestra en las figuras 9 y 11(E), cuando las palas de rotor 22 retroceden en paso, la tendencia de las actuaciones de paso que influyen cada vez más en la velocidad puede continuar y las actuaciones de paso pueden dominar la pendiente de las superficies de respuesta de empuje y velocidad 83, 85. Por lo tanto, en algunas realizaciones los cambios ocasionales en el empuje y la velocidad pueden tener que ser priorizados unos con respecto a los otros y ser gestionados por el controlador 26, lo que puede permitir un transitorio en la velocidad para mantener un buen control del empuje o viceversa, dependiendo del punto de funcionamiento instantáneo.

A velocidades de viento altas o recortadas, por ejemplo, 20 m/s, las alineaciones de gradiente avanzan solo un poco más allá de esas velocidades nominales del viento y de esas velocidades del viento algo superiores a las velocidades nominales. Por ejemplo, como se muestra en las figuras 10 y 11(F), todavía hay un grado de separación entre empuje y velocidad. Por lo tanto, en cierta medida, la velocidad y el empuje se pueden regular de forma independiente; sin embargo, hay mucho más efecto cruzado que a la velocidad nominal e inferiores del viento. De esta manera, el controlador 26 puede permitir un cambio en el empuje para mantener la velocidad dentro de los límites predeterminados o puede aceptar un cambio transitorio en la velocidad para mantener un empuje constante.

Con referencia a continuación a la figura 12, los gráficos de la figura 11 se ilustran con más detalle e incluyen además direcciones típicas de las actuaciones de paso y de par motor 92, 94 de acuerdo con la presente revelación. Por ejemplo, en el punto 106, es decir, la intersección de las líneas de puntos 104, se satisfacen los requisitos de control de velocidad y empuje. Además, la línea 102 representa una dirección típica o predominante de una actuación (es decir, un cambio en el punto de funcionamiento) para una región operativa dada. Más específicamente, en una realización, la línea 102 puede representar una dirección óptima de la actuación, siempre que se mantenga de manera similar cuando la turbina eólica 10 se encuentre ligeramente desplazada hacia cualquier lado del punto de funcionamiento. Si las etapas de respuesta en la dirección de cada gradiente tenían una orientación de pendiente perfectamente ascendente y descendente en una superficie plana dentro del espacio de derivada parcial linealizado, entonces lógicamente la dirección perpendicular tendría perfectamente una inclinación transversal. Por lo tanto, para regular la velocidad o el empuje a una constante a través de una etapa hipotética, por ejemplo, 1 m/s, el controlador 26 está configurado para seguir cada superficie 83, 85 hasta el nivel de cada etapa de respuesta individualmente óptima (para empuje o velocidad). De esta manera, el controlador 26 puede obtener el resultado correcto en cualquier punto que esté en un nivel con la etapa de respuesta (desplazamiento perpendicular a su dirección), aunque cualquier cosa que no sea la dirección de la etapa de respuesta requerirá más de los actuadores para lograr tal control. Por lo tanto, las líneas gruesas en las figuras 5 -10 y los vectores en la figura 11(A F) representan los puntos en las superficies de respuesta que darán un resultado ideal para métricas individuales (por ejemplo, empuje, velocidad) en su punto operativo respectivo. Además, el punto en el que las líneas punteadas se cruzan en la figura 12(A-F) representa el punto en el que tanto la velocidad como el empuje pueden ser controlados simultáneamente. A medida que los pasos ideales individuales se alinean más estrechamente en la dirección pero siguen siendo de diferente tamaño, la actuación de control para cumplir simultáneamente ambos objetivos puede llegar a ser muy grande y o desalinearse con respecto a la dirección ideal para cualquiera de los dos. Por ejemplo, tal es el caso en el que la priorización entre los objetivos de regulación de velocidad y de empuje puede tener lugar en diversas realizaciones, en las que se pueden imponer restricciones para mantenerse dentro de los límites y respuestas de los actuadores realistas.

De esta forma, el controlador 26 puede visualizar la alineación de los dos objetivos de control y si el control simultáneo del empuje y la velocidad en cualquier región operativa es realista. Además, en diversas realizaciones, se puede requerir que el controlador 26 determine y o priorice si se regula la velocidad o se regula el empuje, por ejemplo, en el que los dos gradientes se aproximan ya sea con una alineación perfecta con diferente magnitud o cuando se aproximan en direcciones perfectamente opuestas en el plano de paso par motor para un rotor dado 18 Por ejemplo,

como se muestra en la figura 12, los gráficos (E) y (F) ilustran los dos pasos de respuesta que se aproximan a la alineación direccional perfecta con diferente magnitud. Como se muestra, la etapa requerida para satisfacer tanto la velocidad como el empuje tiende a estar cada vez más hacia un lado o hacia otro de los pasos ideales para la regulación de empuje o velocidad. En estas áreas, el controlador 26 está configurado para controlar constantemente la turbina eólica 10 con el fin de priorizar la velocidad o el empuje y proporcionar demandas de actuación realistas. En otras palabras, el controlador 26 está configurado para determinar y o calcular una limitación en la etapa para evitar esfuerzos de control desperdiciados. Por ejemplo, en una realización, se puede utilizar un límite proporcional al ángulo o semiángulo entre el gradiente de empuje y el gradiente de velocidad de manera que la respuesta global se restrinja dentro de un rango direccional predeterminado de la mejor relación de efecto deseado por actuación unitaria.

Haciendo referencia a continuación a la figura 13, se ilustra un diagrama de flujo del procedimiento 200 para controlar dinámicamente la turbina eólica 10 de acuerdo con una realización de la presente revelación. Como se ha mencionado, el punto de funcionamiento puede ser determinado a partir de una o más condiciones o estados de la turbina eólica 10, que incluyen, pero no se limitan a, un ángulo de paso 90 o una salida de potencia 84. En realizaciones adicionales, el punto de funcionamiento puede incluir cualquiera de los parámetros operacionales siguientes, incluyendo, pero no limitado a, una velocidad del viento, un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia un par motor de salida, una velocidad de punta, una velocidad del rotor, un coeficiente de potencia, un coeficiente de par motor, un empuje, un coeficiente de empuje, un momento de flexión de la pala (incluidos los momentos de flexión de la pala fuera del plano y de aleteo), un momento de flexión del árbol, un momento de flexión de la torre, una respuesta de velocidad, u otros similares.

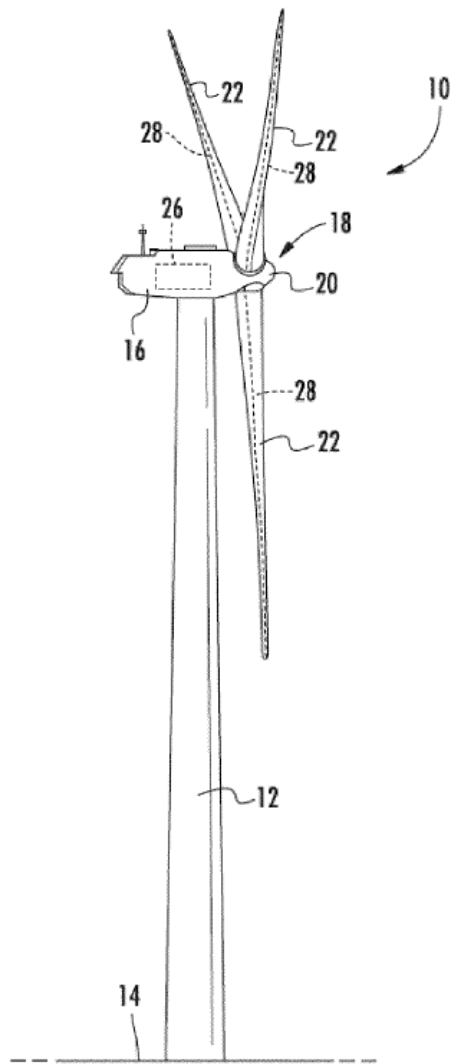
Como se muestra, el procedimiento 200 incluye una primera etapa 202 de funcionamiento de la turbina eólica en base a un punto de consigna de empuje y un punto de consigna de velocidad. Otra etapa 204 incluye determinar un cambio deseado en la velocidad real de la turbina eólica en respuesta a las actuaciones de control a partir de un punto de funcionamiento instantáneo. De forma similar, el procedimiento 200 también incluye una etapa de determinar un cambio deseado en el empuje real de la turbina eólica en respuesta a las actuaciones de control a partir de un punto de funcionamiento instantáneo (etapa 206). En ciertas realizaciones, la etapa de determinar los cambios deseados en la velocidad y el empuje reales puede incluir tomar la diferencia entre el empuje o la velocidad reales y los puntos de consigna de empuje o velocidad deseados y filtrar y o promediar las diferencias, respectivamente.

Una siguiente etapa 208 incluye determinar al menos un punto de consigna de parámetro que logrará el cambio deseado en la velocidad real y el cambio deseado en las sensibilidades reales de empuje y velocidad. En diversas realizaciones, por ejemplo, el punto o puntos de consigna de parámetro incluyen un punto de consigna de paso 92 y un punto de consigna de par motor 94. Por lo tanto, el procedimiento 200 incluye una etapa 210 de controlar la turbina eólica en función del punto o los puntos de consigna con el fin de mantener el empuje real y la velocidad real de la turbina eólica dentro de una cierta tolerancia del punto de consigna de empuje y el punto de consigna de velocidad, regulando así las cargas que actúan sobre la turbina eólica.

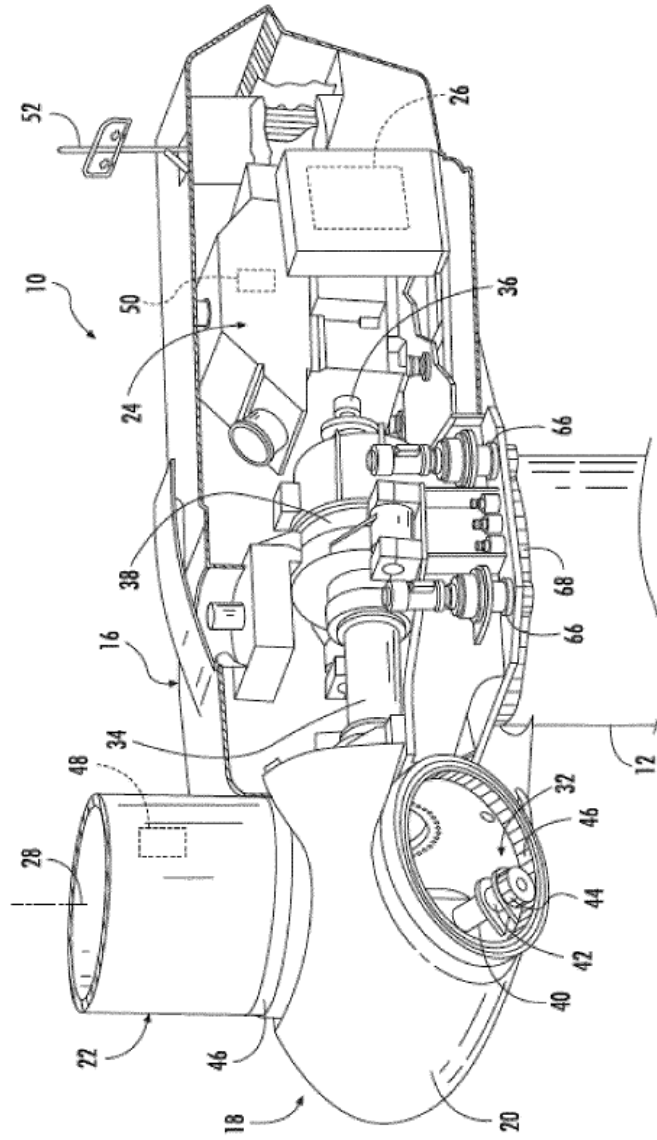
**REIVINDICACIONES**

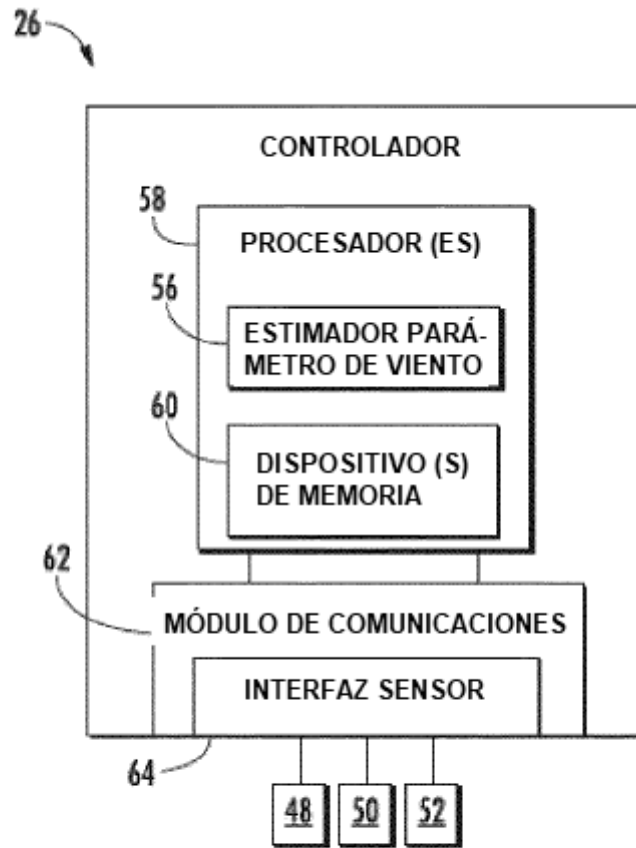
1. Un procedimiento (200) para controlar dinámicamente una turbina eólica (10), comprendiendo el procedimiento (200):
  - 5           operar la turbina eólica (10) en base a un punto de consigna de empuje (74) y un punto de consigna de velocidad (76);
  - determinar, por medio de un procesador, un cambio deseado en la velocidad real (73) de la turbina eólica (10) en respuesta a las actuaciones de control a partir de un punto de funcionamiento instantáneo;
  - determinar, por medio del procesador, un cambio deseado en el empuje real (75) de la turbina eólica (10) en respuesta a las actuaciones de control a partir del punto de funcionamiento instantáneo (81);
  - 10           determinar, por medio del procesador, al menos un punto de consigna de parámetro que logra el cambio deseado en la velocidad real (73) y el cambio deseado en el empuje real (75); y
  - controlar la turbina eólica (10) en base al el punto de consigna de parámetro para mantener el empuje real y la velocidad real de la turbina eólica (10) dentro de una cierta tolerancia del punto de consigna de empuje (74) y del punto de consigna de velocidad (76), regulando de esta manera las cargas que actúan sobre la turbina eólica (10);
  - 15           **caracterizado porque** en regiones operativas, cuando la velocidad del viento es superior a la velocidad nominal del viento, el punto de consigna de empuje (74) es ajustado de acuerdo con una salida de potencia filtrada o no filtrada, en el que, cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad nominal del viento, el punto de consigna de empuje (74) es ajustado de acuerdo con un ángulo de paso filtrado o no filtrado, y en el que, cuando la velocidad del viento es igual o cercana a la velocidad nominal del viento, el punto de consigna de empuje (74) es ajustado en base al empuje de diseño máximo de la turbina eólica (10).
  - 20
2. El procedimiento (200) de la reivindicación 1, en el que el punto de funcionamiento instantáneo (81) comprende al menos uno de entre una velocidad del viento, un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia, un par motor de salida, una relación de velocidad de punta, una velocidad de rotor un coeficiente de potencia, un coeficiente de par motor, un empuje, un coeficiente de empuje, una respuesta de empuje, un momento de flexión de la pala, un momento de flexión del árbol, una respuesta de velocidad o un momento de flexión de la torre.
- 25
3. El procedimiento (200) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además ajustar al menos uno de entre el punto de consigna de empuje (74) o el punto de consigna de velocidad (76) en función del punto de funcionamiento instantáneo (81).
- 30
4. El procedimiento (200) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además, determinar un cambio deseado en la salida de potencia (84) en base a una diferencia entre una potencia real (82) y un punto de consigna de potencia (80) y determinar un cambio deseado en ángulo de paso (90) en base a una diferencia entre un paso real (88) y un paso fino óptimo (86).
- 35
5. El procedimiento (200) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además determinar el cambio deseado en la velocidad real (75) mediante:
  - determinar una velocidad real (93) de la turbina eólica (10); y
  - determinar una diferencia entre el punto de consigna de velocidad (76) y la velocidad real (93), en el que tanto el punto de consigna de velocidad (76) como la velocidad real (93) reflejan la velocidad del generador, la velocidad del rotor o la relación de velocidad de punta.
  - 40
6. El procedimiento (200) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además determinar el cambio deseado en el empuje real (73) de la siguiente manera:
  - determinar un empuje real (91) de la turbina eólica (10); y
  - determinar una diferencia entre el punto de consigna de empuje (74) y el empuje real (91).
  - 45
7. El procedimiento (200) de la reivindicación 6, en el que determinar el empuje real (91) comprende además utilizar al menos uno de lo siguiente: uno o más sensores, una pluralidad de ecuaciones, uno o más mapas de rendimiento aerodinámico o una o más tablas de búsqueda.
8. El procedimiento (200) de cualquier reivindicación precedente, en el que la determinación del punto de consigna del parámetro comprende además utilizar un control de variables múltiples (78).

9. El procedimiento (200) de la reivindicación 8, en el que el control de variables múltiples (78) comprende al menos una de entre una función de coste, una función de pérdida o una función de transferencia.
- 5 10. El procedimiento (200) de la reivindicación 8 o de la reivindicación 9, que comprende además determinar una sensibilidad de velocidad y una sensibilidad de empuje calculando al menos una derivada parcial del empuje real o la velocidad real con respecto al punto operativo y una o más acciones de control y utilizar la sensibilidad de velocidad y la sensibilidad de empuje en el control de variables múltiples.
11. El procedimiento (200) de cualquier reivindicación precedente, en el que el punto de consigna del parámetro comprende además al menos uno de entre un punto de consigna de ángulo de paso (92) o un punto de consigna de par motor (94).
- 10 12. Un sistema para controlar dinámicamente una turbina eólica (10), comprendiendo el sistema :
- un procesador (58) configurado para:
- operar la turbina eólica (10) en base a un punto de consigna de empuje deseado (74) y un punto de consigna de velocidad deseado (76);
- 15 determinar un cambio deseado en la velocidad real (75) de la turbina eólica (10) en respuesta a las actuaciones de control a partir de un punto de funcionamiento instantáneo (81);
- determinar un cambio deseado en el empuje real (73) de la turbina eólica (10) en respuesta a las actuaciones de control a partir del punto de funcionamiento instantáneo (81);
- determinar al menos un punto de consigna de parámetro que logre el cambio deseado en la velocidad real (75) y el cambio deseado en el empuje real (73); y
- 20 un controlador (26) acoplado comunicativamente al procesador (58), estando configurado el controlador (26) para controlar la turbina eólica (10) en base al punto de consigna de parámetro para mantener el empuje real y la velocidad real de la turbina eólica (10) dentro de una cierta tolerancia del punto de consigna de empuje (74) y el punto de consigna de velocidad (76), regulando de esta manera las cargas que actúan sobre la turbina eólica (10);
- 25 **caracterizado porque** en regiones operativas, cuando la velocidad del viento es superior a la velocidad nominal del viento, el punto de consigna de empuje (74) se ajusta de acuerdo con una salida de potencia filtrada o no filtrada, en el que, cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad nominal del viento, el punto de consigna de empuje (74) se ajusta de acuerdo con un ángulo de paso filtrado o no filtrado, y en el que, cuando la velocidad del viento es igual o próximo a la velocidad nominal del viento, el punto de consigna de empuje (74) se ajusta en base al empuje de diseño máximo de la turbina eólica (10).
- 30



**FIG. 1**





**FIG. 3**



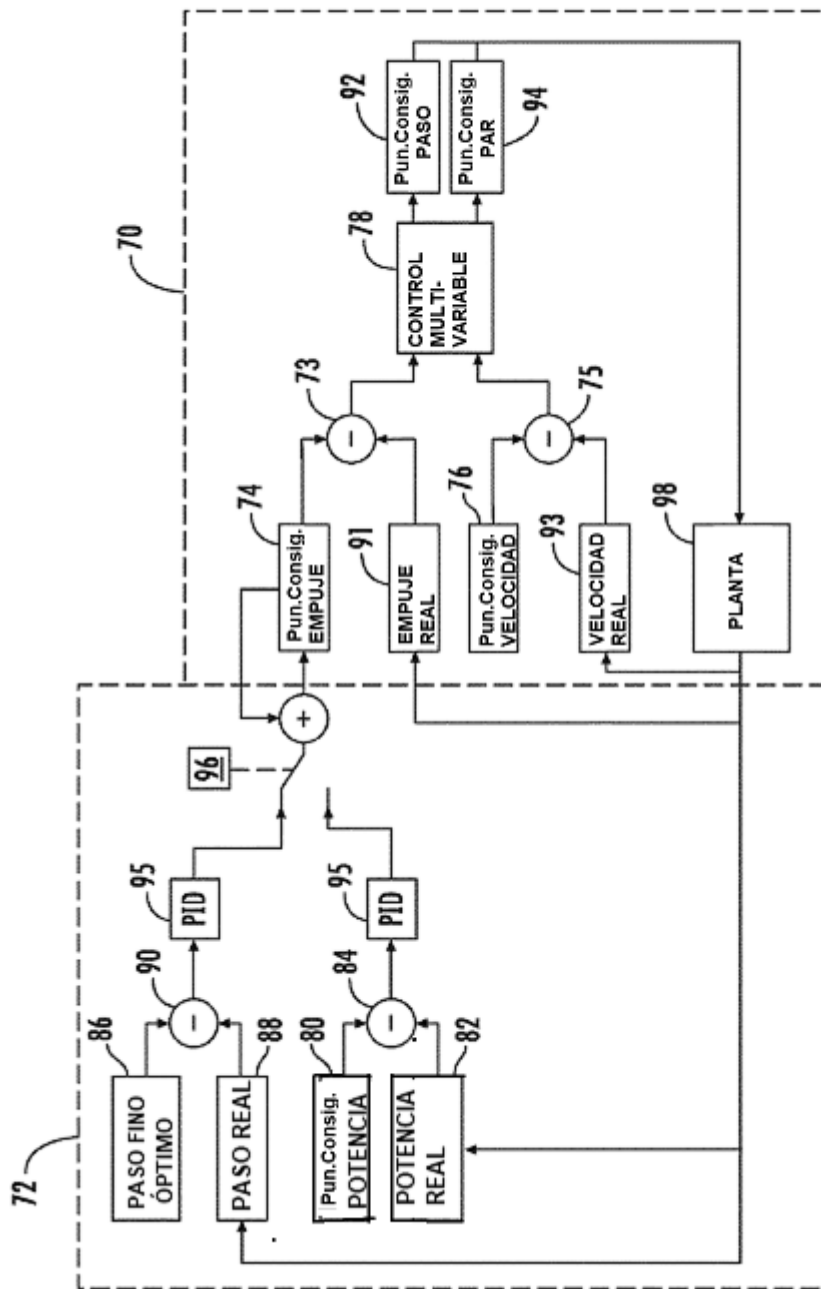
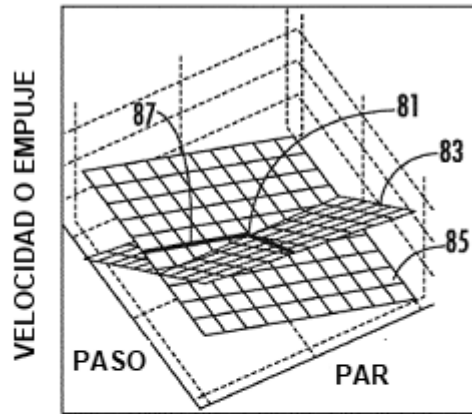
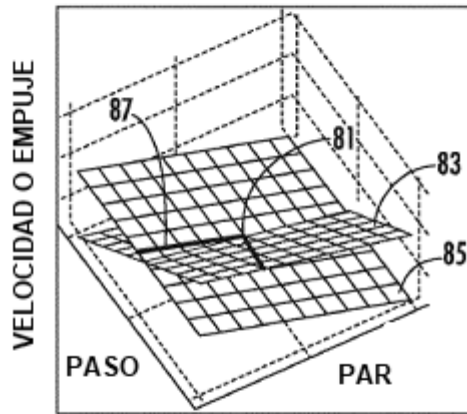


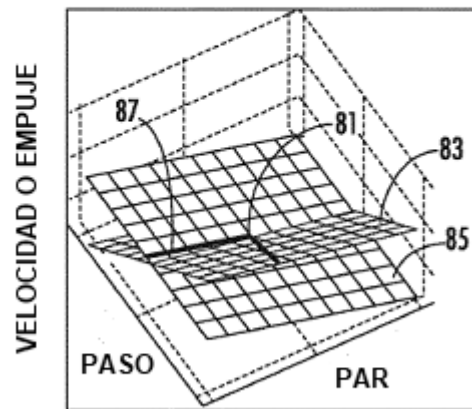
FIG. 4



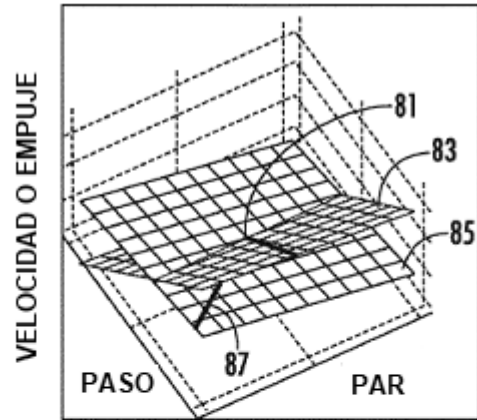
**FIG. 5**



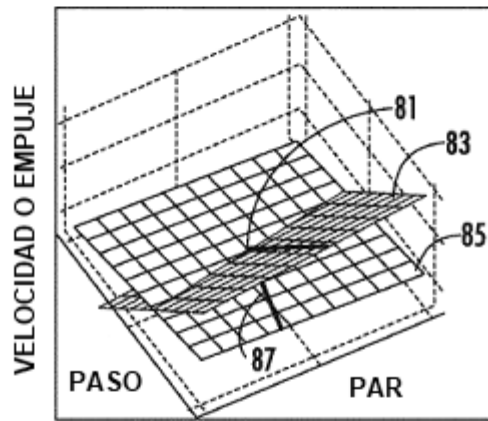
**FIG. 6**



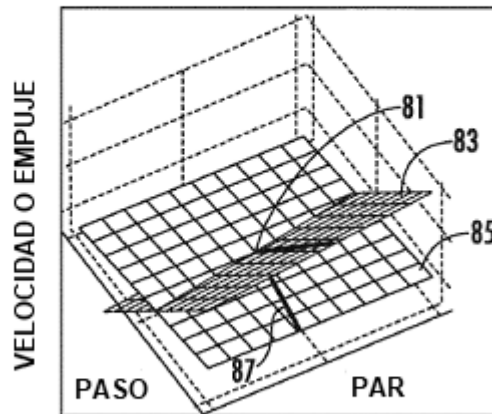
**FIG. 7**



**FIG. 8**



**FIG. 9**



**FIG. 10**

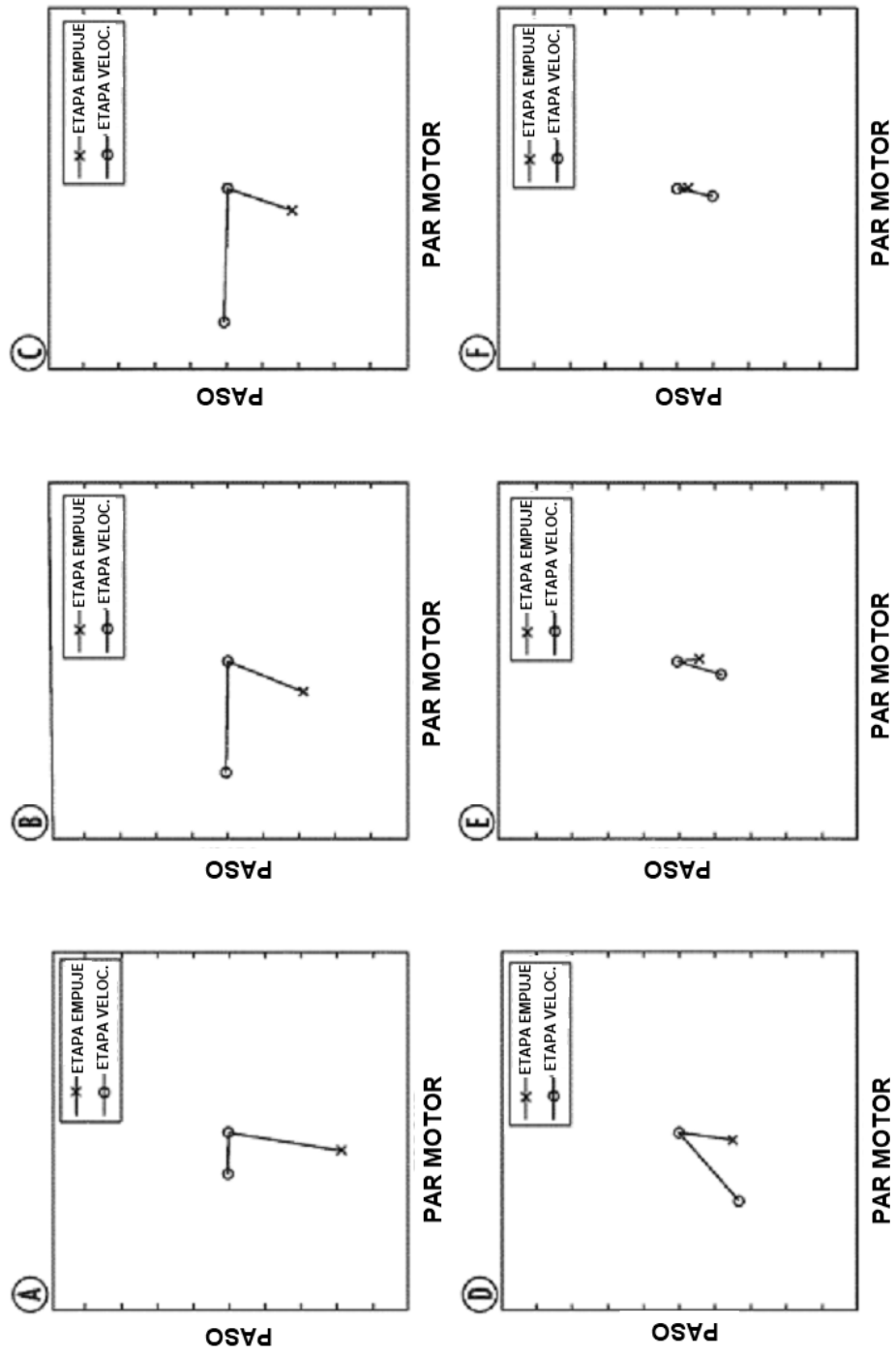


FIG. 17

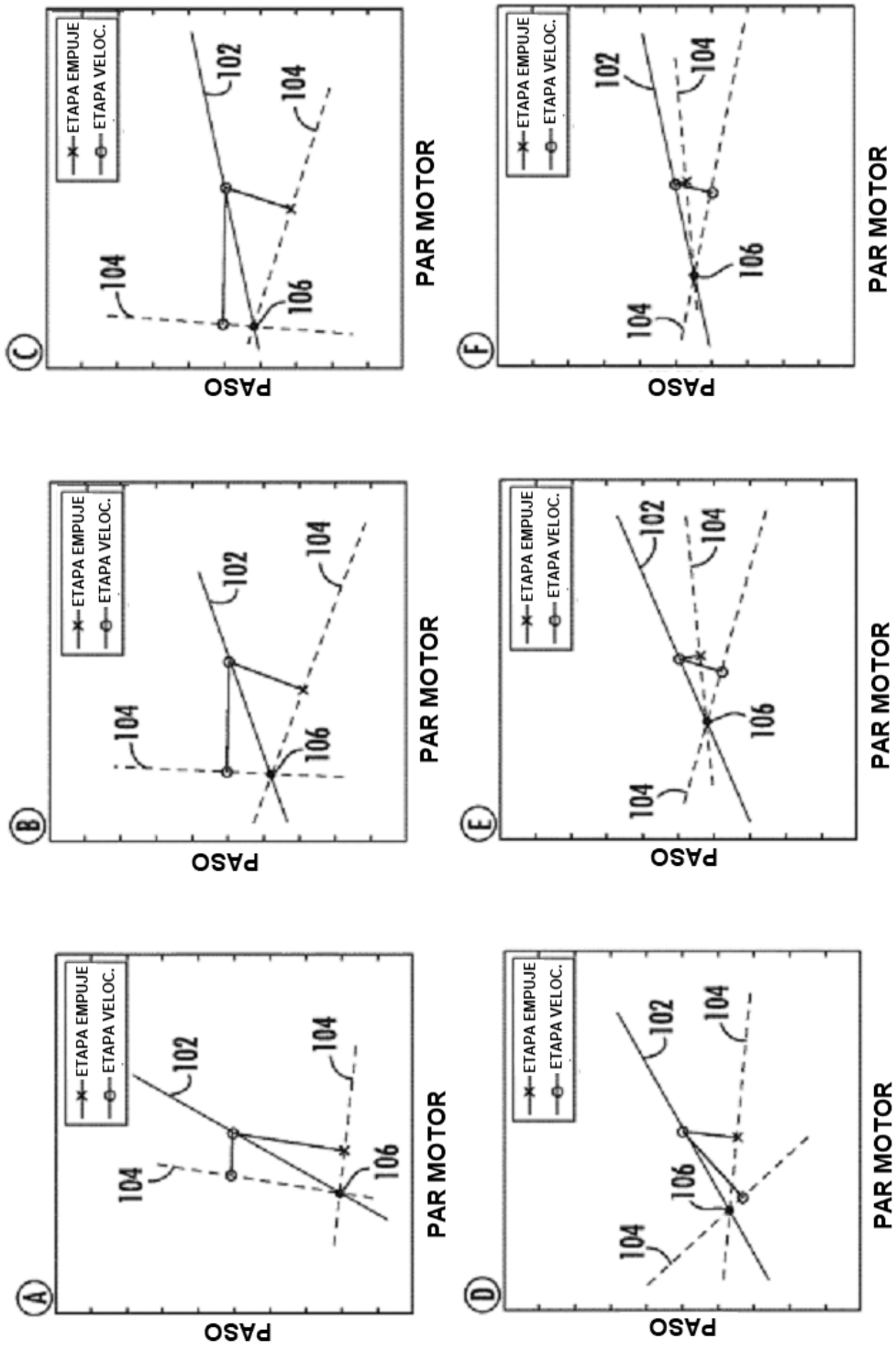
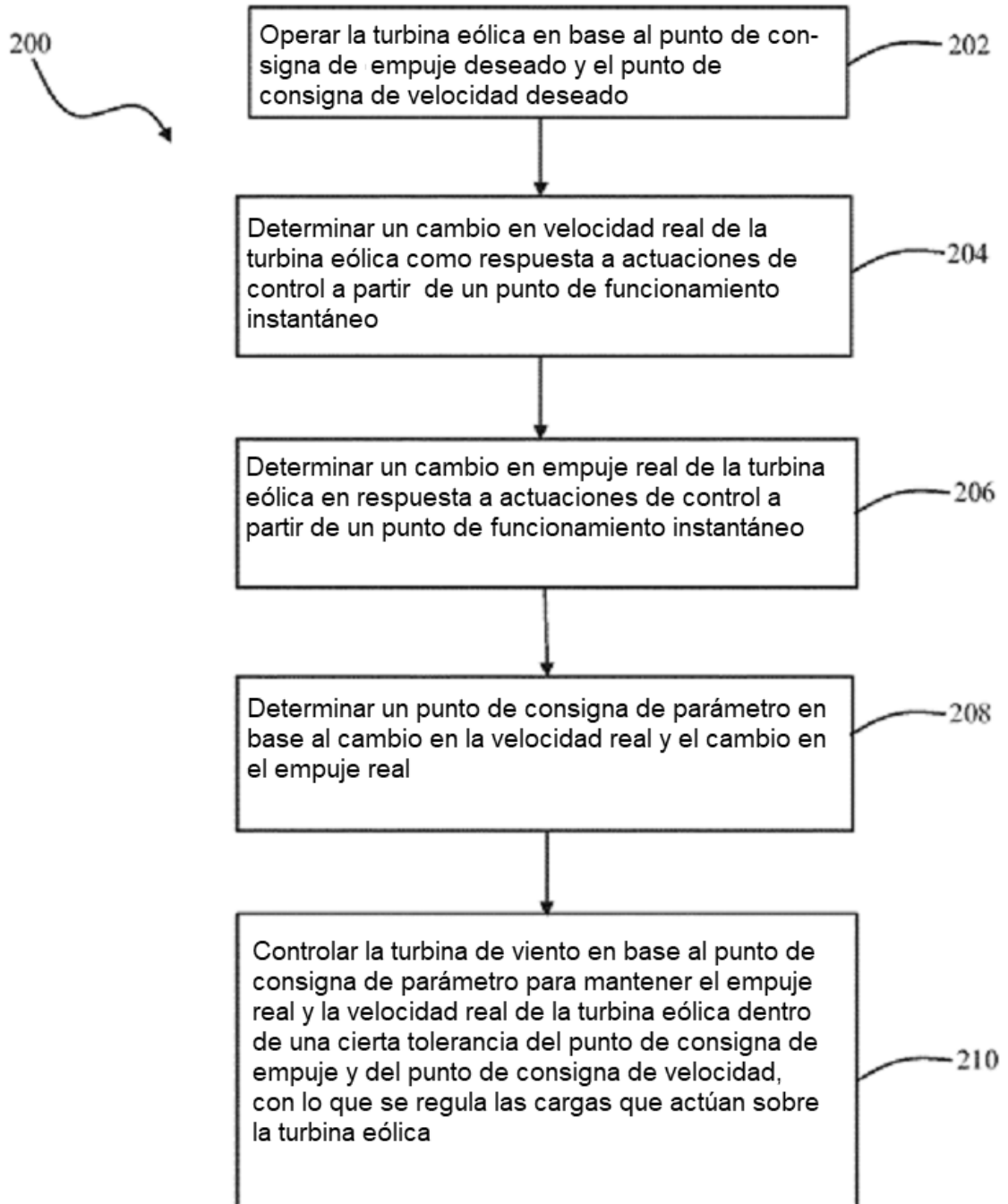


FIG. 12



**FIG. 13**