

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 883 346**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.06.2013 E 13171285 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **19.05.2021 EP 2674617**

54 Título: **Control del rotor de una turbina eólica**

30 Prioridad:

14.06.2012 US 201213517868

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

07.12.2021

73 Titular/es:

GE WIND ENERGY GMBH (100.0%)

Holsterfeld 16

48499 Salzbergen, DE

72 Inventor/es:

SCHOLTE-WASSINK, HARTMUT

74 Agente/Representante:

FORTEA LAGUNA, Juan José

ES 2 883 346 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

Control del rotor de una turbina eólica

5 **[0001]** La materia descrita en el presente documento se refiere, en general, a procedimientos y sistemas para controlar un rotor de una turbina eólica, y más particularmente, a procedimientos y sistemas para controlar rotores de turbinas eólicas en un parque eólico.

10 **[0002]** En general, una turbina eólica incluye una turbina que tiene un rotor que incluye un conjunto de buje giratorio que tiene múltiples palas. Las palas transforman la energía eólica en un par de rotación mecánico que impulsa uno o más generadores a través del rotor. A veces, pero no siempre, los generadores están acoplados rotacionalmente al rotor a través de una multiplicadora. La multiplicadora puede aumentar la velocidad de rotación inherentemente baja del rotor de modo que el generador pueda convertir de manera eficiente la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, que se puede alimentar a una red de suministro a través de al menos una conexión eléctrica. También existen turbinas eólicas de accionamiento directo sin multiplicadora. El rotor, el generador, la multiplicadora y otros componentes se montan típicamente dentro de una carcasa, o góndola, que se coloca sobre una base que puede ser un soporte o una torre tubular.

20 **[0003]** Las turbinas eólicas suelen estar equipadas con sistemas de medición y sistemas de control que les permiten reaccionar de forma independiente a las condiciones cambiantes del viento. Estos sistemas están diseñados para maximizar la captura de energía y minimizar el impacto de la fatiga y las cargas extremas. Típicamente, los sistemas de medición y los detectores de la turbina eólica o locales a la misma operan en un modo de reacción, reaccionando a las condiciones ya existentes en la turbina eólica. Véase, por ejemplo, el documento GB 2 481 461.

25 **[0004]** Las turbinas a barlovento (“upstream”) de un parque eólico producen una estela que se caracteriza por una región de velocidad reducida y mayor turbulencia. Cualquier turbina eólica del parque eólico que opere a sotavento (“downstream”) en condiciones de estela experimentará cargas de fatiga más altas y una captura de potencia menor de la esperada de acuerdo con las condiciones de velocidad del viento ambiental.

30 **[0005]** Por tanto, sería deseable proporcionar sistemas y procedimientos que minimicen los efectos de turbulencia y, en particular, los efectos de estela creados por una turbina a barlovento en una turbina a sotavento.

35 **[0006]** En particular, se proporciona la presente invención, definida por las reivindicaciones adjuntas.

[0007] Varios aspectos, ventajas y características de la presente invención son evidentes a partir de las reivindicaciones dependientes, la descripción y los dibujos adjuntos, en los que:

40 La figura 1 es una vista en perspectiva de una parte de una turbina eólica de ejemplo.

La figura 2 es una vista esquemática de un sistema eléctrico y de control de ejemplo adecuado para su uso con la turbina eólica mostrada en la figura 1.

45 La figura 3 ilustra un vórtice generado por la turbina eólica mostrada en la figura 1.

La figura 4 es una vista frontal de una turbina eólica de acuerdo con un modo de realización.

50 La figura 5 es una vista esquemática de un sistema de control de una turbina eólica de acuerdo con un modo de realización.

La figura 6 es una vista esquemática de un parque eólico de acuerdo con un modo de realización.

55 La figura 7 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para operar una turbina eólica de acuerdo con un modo de realización.

La figura 8 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para operar un parque eólico de acuerdo con un modo de realización.

60 **[0008]** Ahora se hará referencia en detalle a diversos modos de realización, uno o más ejemplos de los cuales se ilustran en cada figura. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación y no pretende ser una limitación. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de un modo de realización se pueden usar en o junto con otros modos de realización para producir otro modo de realización más. Se pretende que la presente divulgación incluya tales modificaciones y variaciones.

65 **[0009]** Los modos de realización descritos en el presente documento incluyen un sistema de turbina eólica con un rotor eólico y un sistema de control que está configurado para controlar la posición azimutal del rotor eólico

durante la operación normal de la turbina eólica. Por consiguiente, se puede mejorar un equilibrio de carga del rotor eólico giratorio y/o una absorción de potencia del rotor eólico giratorio. Más específicamente, el sistema de control estima una variación en el tiempo de un perfil de velocidad del aire en el plano del rotor del rotor eólico giratorio y una variación en el tiempo de una posición azimutal del rotor eólico giratorio se ajusta a la variación en el tiempo del perfil de velocidad del aire. En consecuencia, se puede reducir una interacción de la estela entre las turbinas eólicas de un parque eólico y, por tanto, se puede mejorar el equilibrio de cargas global y/o la absorción total de potencia del parque eólico.

[0010] Como se usa en el presente documento, el término "pala" pretende ser representativo de cualquier dispositivo que proporcione una fuerza reactiva cuando está en movimiento con respecto a un fluido circundante. Como se usa en el presente documento, el término "turbina eólica" pretende ser representativo de cualquier dispositivo que genera energía rotacional a partir de energía eólica y, más específicamente, convierte la energía cinética del viento en energía mecánica. Como se usa en el presente documento, el término "generador eólico" pretende ser representativo de cualquier turbina eólica que genera potencia eléctrica a partir de energía rotacional generada a partir de energía eólica y, más específicamente, convierte la energía mecánica convertida a partir de energía cinética del viento en energía eléctrica. Como se usa en el presente documento, el término "operación normal" pretende describir un modo de operación de la turbina eólica en el que la energía cinética del viento se convierte en potencia eléctrica.

[0011] La figura 1 es una vista en perspectiva de una parte de una turbina eólica 100 de ejemplo. La turbina eólica 100 incluye una góndola 102 que aloja un generador (no mostrado en la figura 1). La góndola 102 está montada en una torre 104 (se muestra una parte de la torre 104 en la figura 1). La torre 104 puede tener cualquier altura adecuada que facilite la operación de la turbina eólica 100 como se describe en el presente documento. La turbina eólica 100 también incluye un rotor 106 que incluye tres palas 1081, 1082, 1083 unidas a un buje giratorio 110. De forma alternativa, la turbina eólica 100 incluye cualquier número de palas que faciliten la operación de la turbina eólica 100 como se describe en el presente documento. En adelante, un rotor con una o más palas de rotor también se denomina rotor eólico. En el modo de realización de ejemplo, la turbina eólica 100 incluye una multiplicadora (no mostrada en la figura 1) acoplada operativamente al rotor 106 y un generador (no mostrado en la figura 1).

[0012] En un modo de realización, las palas 1081, 1082, 1083 de rotor tienen una longitud que varía de aproximadamente 15 metros (m) a aproximadamente 91 m. De forma alternativa, las palas 1081, 1082, 1083 de rotor pueden tener cualquier longitud adecuada que permita que la turbina eólica 10 funcione como se describe en el presente documento. Por ejemplo, otros ejemplos no limitantes de longitudes de palas incluyen 10 m o menos, 20 m, 37 m, o una longitud mayor de 91 m. Cuando el viento golpea las palas 1081, 1082, 1083 de rotor desde una dirección 28, el rotor 106 gira alrededor de un eje de rotación 109. A medida que las palas 1081, 1082, 1083 de rotor giran y se someten a fuerzas centrífugas, las palas 1081, 1082, 1083 de rotor también se someten a diversas fuerzas y momentos. Como tales, las palas 1081, 1082, 1083 de rotor pueden desviarse y/o girar desde una posición neutral, o no desviada, a una posición desviada.

[0013] Además, un ángulo de pitch o pitch de la pala de las palas 1081, 1082, 1083 de rotor, es decir, un ángulo que determina una perspectiva de las palas 1081, 1082, 1083 de rotor con respecto a la dirección 28 del viento, puede cambiarse mediante un sistema de ajuste de pitch 32 para controlar la carga y la potencia generada por la turbina eólica 100 ajustando una posición angular de al menos una pala 1081, 1082, 1083 de rotor con respecto a los vectores del viento. Durante la operación de la turbina eólica 10, el sistema de ajuste de pitch 32 puede cambiar un pitch de la pala de las palas 1081, 1082, 1083 de rotor de modo que las palas 1081, 1082, 1083 de rotor se muevan a una posición de bandera, de modo que la perspectiva de al menos una pala 1081, 1082, 1083 de rotor en relación con los vectores de viento proporciona un área superficial mínima de la pala 1081, 1082, 1083 de rotor a estar orientada hacia los vectores de viento, lo que facilita la reducción de la velocidad de rotación del rotor 106 y/o facilita la detención del rotor 106.

[0014] En el modo de realización de ejemplo, un pitch de la pala de cada pala 1081, 1082, 1083 de rotor se controla individualmente mediante un sistema de control 36. De forma alternativa, el pitch de la pala para todas las palas 1081, 1082, 1083 de rotor puede controlarse simultáneamente mediante el sistema de control 36. Además, en el modo de realización de ejemplo, a medida que cambia la dirección 28, se puede controlar una dirección de orientación de la góndola 102 alrededor de un eje 138 de orientación para posicionar las palas 1081, 1082, 1083 de rotor y el rotor 106, respectivamente, con respecto a la dirección 28.

[0015] La góndola 102 también incluye típicamente al menos un mástil meteorológico 113 que incluye una veleta y un anemómetro (ninguno de los dos se muestra en la figura 1). El mástil 113 proporciona información al sistema de control 36 que puede incluir la dirección y/o la velocidad del viento.

[0016] La figura 2 es una vista esquemática de un sistema eléctrico y de control 200 de ejemplo que puede usarse con la turbina eólica 100. El rotor 106 incluye palas 1081, 1082 acopladas al buje 110. El rotor 106 también incluye un eje de baja velocidad 112 acoplado rotativamente al buje 110. El eje de baja velocidad 112 está acoplado a una multiplicadora 114 multiplicadora que está configurada para aumentar la velocidad de rotación del eje de

baja velocidad 112 y transferir esa velocidad a un eje de alta velocidad 116. En el modo de realización de ejemplo, la multiplicadora 114 tiene una relación de aumento de aproximadamente 70:1. Por ejemplo, el eje de baja velocidad 112 que gira a aproximadamente 20 revoluciones por minuto (rpm) acoplado a la multiplicadora 114 con una relación de aumento de aproximadamente 70:1 genera una velocidad para el eje de alta velocidad 116 de aproximadamente 1400 rpm. De forma alternativa, la multiplicadora 114 tiene cualquier relación de aumento adecuada que facilite la operación de la turbina eólica 100 como se describe en el presente documento. Como alternativa adicional, la turbina eólica 100 incluye un generador de accionamiento directo que está acoplado de forma giratoria al rotor 106 sin ninguna multiplicadora intermedia.

[0017] El eje de alta velocidad 116 está acoplado de forma giratoria al generador 118. En el modo de realización de ejemplo, el generador 118 es un generador de inducción (asíncrono) doblemente alimentado (DFIG) de rotor bobinado, trifásico, que incluye un estator 120 del generador acoplado magnéticamente a un rotor 122 del generador. En un modo de realización alternativo, el rotor 122 del generador incluye una pluralidad de imanes permanentes en lugar de los devanados del rotor.

[0018] El sistema eléctrico y de control 200 incluye un controlador 202 de turbina. El controlador 202 de turbina incluye al menos un procesador y una memoria, al menos un canal de entrada del procesador, al menos un canal de salida del procesador, y puede incluir al menos un ordenador (no se muestra ninguno en la figura 2). Como se usa en el presente documento, el término ordenador no se limita a los circuitos integrados a los que se hace referencia en la técnica como un ordenador, sino que se refiere ampliamente a un procesador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador lógico programable (PLC), un circuito integrado específico de la aplicación y otros circuitos programables (ninguno mostrado en la figura 2), y estos términos se usan indistintamente en el presente documento. En el modo de realización de ejemplo, la memoria puede incluir, pero sin limitarse a, un medio legible por ordenador, como una memoria de acceso aleatorio (RAM) (no se muestra ninguno en la figura 2). De forma alternativa, también se puede utilizar uno o más dispositivos de almacenamiento, como un disquete, una memoria de solo lectura de disco compacto (CD-ROM), un disco magnetoóptico (MOD) y/o un disco versátil digital (DVD) (ninguno se muestra en la figura 2). Además, en el modo de realización de ejemplo, los canales de entrada adicionales (no mostrados en la figura 2) pueden ser, pero sin limitarse a, periféricos de ordenador asociados con una interfaz de operador como un ratón y un teclado (no se muestran en la figura 2). Además, en el modo de realización de ejemplo, los canales de salida adicionales pueden incluir, pero sin limitarse a, un monitor de interfaz de operador (no mostrado en la figura 2).

[0019] Los procesadores para el controlador 202 de turbina procesan información transmitida desde una pluralidad de dispositivos eléctricos y electrónicos que pueden incluir, pero sin limitarse a, transductores de voltaje y corriente. La RAM y/o los dispositivos de almacenamiento almacenan y transfieren información e instrucciones para ser ejecutadas por el procesador. También se pueden usar RAM y/o dispositivos de almacenamiento para almacenar y proporcionar variables temporales, información e instrucciones estáticas (es decir, que no cambian) u otra información intermedia a los procesadores durante la ejecución de instrucciones por parte de los procesadores. Las instrucciones que se ejecutan incluyen, pero sin limitarse a, conversión residente y/o algoritmos de comparación. La ejecución de secuencias de instrucciones no se limita a ninguna combinación específica de circuitos de hardware e instrucciones de software.

[0020] El estator 120 del generador puede estar acoplado eléctricamente a un interruptor 206 de sincronización del estator por medio de un bus 208 del estator. En un modo de realización de ejemplo, para facilitar la configuración DFIG, el rotor 122 del generador está acoplado eléctricamente a un conjunto 210 de conversión de potencia bidireccional a través de un bus 212 del rotor. De forma alternativa, el rotor 122 del generador está acoplado eléctricamente al bus 212 del rotor por medio de cualquier otro dispositivo que facilite la operación del sistema eléctrico y de control 200 como se describe en el presente documento. Como alternativa adicional, el sistema eléctrico y de control 200 está configurado como un sistema de conversión de potencia total (no se muestra) que incluye un conjunto de conversión de potencia total (no se muestra en la figura 2) similar en diseño y operación al conjunto 210 de conversión de potencia y acoplado eléctricamente a estator 120 del generador. El conjunto de conversión de potencia completa facilita la canalización de la potencia eléctrica entre el estator 120 del generador y una red de transmisión y distribución de potencia eléctrica (no mostrada). En el modo de realización de ejemplo, el bus 208 del estator transmite potencia trifásica desde el estator 120 del generador al interruptor 206 de sincronización del estator. El bus 212 del rotor transmite potencia trifásica desde el rotor 122 del generador al conjunto 210 de conversión de potencia. En otro modo de realización de ejemplo, el interruptor 206 de sincronización del estator puede estar acoplado eléctricamente a un disyuntor 214 del transformador principal a través de un bus 216 de sistema. En un modo de realización alternativo, se utilizan uno o más fusibles (no mostrados) en lugar del disyuntor 214 del transformador principal. En otro modo de realización, no se utilizan fusibles ni el disyuntor 214 del transformador principal.

[0021] El conjunto 210 de conversión de potencia incluye un filtro 218 del rotor que está acoplado eléctricamente al rotor 122 del generador por medio del bus 212 del rotor. Un bus 219 del filtro del rotor acopla eléctricamente el filtro 218 del rotor a un convertidor de potencia del lado del rotor 220, y el convertidor de potencia del lado del rotor 220 está acoplado eléctricamente a un convertidor de potencia del lado de línea 222. El convertidor de potencia del lado del rotor 220 y el convertidor de potencia del lado de línea 222 son puentes convertidores de potencia que

incluyen semiconductores de potencia (no mostrados). En el modo de realización de ejemplo, el convertidor de potencia del lado del rotor 220 y el convertidor de potencia del lado de línea 222 están configurados en una configuración trifásica de modulación de ancho de pulso (PWM) que incluye dispositivos de conmutación de transistor bipolar de puerta aislada (IGBT) (no se muestra en la figura 2) que operan como se conoce en la técnica. De forma alternativa, el convertidor de potencia del lado del rotor 220 y el convertidor de potencia del lado de línea 222 pueden tener cualquier configuración que use cualesquiera dispositivos de conmutación que faciliten la operación del sistema eléctrico y de control 200 como se describe en el presente documento. El conjunto 210 de conversión de potencia está acoplado en comunicación de datos electrónicos con el controlador 202 de la turbina para controlar la operación del convertidor de potencia del lado del rotor 220 y del convertidor de potencia del lado de línea 222.

[0022] En el modo de realización de ejemplo, un bus 223 del convertidor de potencia del lado de línea acopla eléctricamente el convertidor de potencia del lado de línea 222 a un filtro 224 de línea. Además, un bus 225 de línea acopla eléctricamente el filtro 224 de línea a un contactor de línea 226. Además, el contactor de línea 226 está acoplado eléctricamente a un disyuntor de conversión 228 a través de un bus 230 de disyuntor de conversión. Además, el disyuntor de conversión 228 está acoplado eléctricamente al disyuntor 214 del transformador principal a través del bus 216 de sistema y un bus 232 de conexión. De forma alternativa, el filtro de línea 224 está acoplado eléctricamente al bus 216 de sistema directamente a través del bus 232 de conexión e incluye cualquier esquema de protección adecuado (no mostrado) configurado para tener en cuenta la extracción del contactor de línea 226 y el disyuntor de conversión 228 del sistema eléctrico y de control 200. El disyuntor 214 del transformador principal está acoplado eléctricamente a un transformador principal de potencia eléctrica 234 a través de un bus 236 del lado del generador. El transformador principal 234 está acoplado eléctricamente a un disyuntor 238 de la red por medio de un bus 240 del lado del disyuntor. El disyuntor 238 de la red está conectado a la red de transmisión y distribución de potencia eléctrica a través de un bus 242 de la red. En un modo de realización alternativo, el transformador principal 234 está acoplado eléctricamente a uno o más fusibles (no mostrados), en lugar de al disyuntor 238 de la red, a través del bus 240 del lado del disyuntor. En otro modo de realización, no se utilizan fusibles ni disyuntores 238 de la red, sino que el transformador principal 234 está acoplado a la red de transmisión y distribución de potencia eléctrica a través del bus 240 del lado del disyuntor y el bus 242 de la red.

[0023] En el modo de realización de ejemplo, el convertidor de potencia del lado del rotor 220 está acoplado en comunicación eléctrica con un convertidor de potencia del lado de línea 222 a través de un único enlace de corriente continua (CC) 244. De forma alternativa, el convertidor de potencia del lado del rotor 220 y el convertidor de potencia del lado de línea 222 están acoplados eléctricamente a través de enlaces de CC individuales y separados (no mostrados en la figura 2). El enlace de CC 244 incluye un raíl positivo 246, un raíl negativo 248 y al menos un condensador 250 acoplado entre el raíl positivo 246 y el raíl negativo 248. De forma alternativa, el condensador 250 incluye uno o más condensadores configurados en serie y/o en paralelo entre el raíl positivo 246 y el raíl negativo 248.

[0024] El controlador 202 de la turbina está configurado para recibir una pluralidad de señales de medición de voltaje y corriente eléctrica de un primer conjunto de sensores 252 de voltaje y corriente eléctrica. Además, el controlador 202 de la turbina está configurado para monitorizar y controlar al menos algunas de las variables operativas asociadas con la turbina eólica 100. En el modo de realización de ejemplo, cada uno de los tres sensores 252 de voltaje y corriente eléctrica está acoplado eléctricamente a cada una de las tres fases del bus 242 de la red. De forma alternativa, los sensores 252 de voltaje y corriente eléctrica están acoplados eléctricamente al bus 216 del sistema. Como alternativa adicional, los sensores 252 de voltaje y corriente eléctrica están acoplados eléctricamente a cualquier parte del sistema eléctrico y de control 200 que facilite la operación del sistema eléctrico y de control 200 como se describe en el presente documento. Como otra alternativa más, el controlador 202 de la turbina está configurado para recibir cualquier número de señales de medición de voltaje y corriente eléctrica de cualquier número de sensores 252 de voltaje y corriente eléctrica incluyendo, pero sin limitarse a, una señal de medición de voltaje y corriente eléctrica de un transductor.

[0025] Como se muestra en la figura 2, el sistema eléctrico y de control 200 también incluye un controlador 262 del convertidor que está configurado para recibir una pluralidad de señales de medición de voltaje y corriente eléctrica. Por ejemplo, en un modo de realización ilustrado, el controlador 262 del convertidor recibe señales de medición de voltaje y corriente eléctrica del segundo conjunto de sensores 254 de voltaje y corriente eléctrica acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 208 del estator. El controlador 262 del convertidor recibe un tercer conjunto de señales de medición de voltaje y corriente eléctrica de un tercer conjunto de sensores 256 de voltaje y corriente eléctrica acoplados en comunicación de datos electrónicos con el bus 212 del rotor. El controlador 262 del convertidor también recibe un cuarto conjunto de señales de medición de voltaje y corriente eléctrica de un cuarto conjunto de sensores 264 de voltaje y corriente eléctrica acoplados en comunicación de datos electrónicos con el bus 230 del disyuntor de conversión. El segundo conjunto de sensores 254 de voltaje y corriente eléctrica es sustancialmente similar al primer conjunto de sensores 252 de voltaje y corriente eléctrica, y el cuarto conjunto de sensores 264 de voltaje y corriente eléctrica es sustancialmente similar al tercer conjunto de sensores 256 de voltaje y corriente eléctrica. El controlador 262 del convertidor es sustancialmente similar al controlador 202 de la turbina y está acoplado en comunicación electrónica de datos con el controlador 202 de la turbina. Además, en el modo de realización de ejemplo, el controlador 262 del convertidor está físicamente

integrado dentro del conjunto 210 de conversión de potencia. De forma alternativa, el controlador 262 del convertidor tiene cualquier configuración que facilite la operación del sistema eléctrico y de control 200 como se describe en el presente documento.

5 **[0026]** Durante la operación, el viento impacta en las palas 1081, 1082 y las palas 1081, 1082 transforman la energía eólica en un par de rotación mecánico que acciona de manera giratoria un eje de baja velocidad 112 por medio del buje 110. El eje de baja velocidad 112 acciona la multiplicadora 114 que posteriormente aumenta la baja
10 de baja velocidad de rotación del eje de baja velocidad 112 para accionar un eje de alta velocidad 116 a una velocidad de rotación incrementada. En el modo de realización de ejemplo, se puede usar un codificador 265 conectado al eje de baja velocidad 112 o al eje de alta velocidad 116 para medir una velocidad de rotación y/o una posición angular del respectivo eje y rotor 106, respectivamente.

15 **[0027]** El eje de alta velocidad 116 acciona rotativamente el rotor 122 del generador. El rotor 122 del generador induce un campo magnético giratorio y se induce un voltaje dentro del estátor 120 del generador que está acoplado magnéticamente al rotor 122 del generador. El generador 118 convierte la energía mecánica de rotación en una señal de energía eléctrica de corriente alterna (CA) trifásica sinusoidal en el estator 120 del generador. La potencia eléctrica asociada se transmite a un transformador principal 234 por medio de un bus 208 del estator, un interruptor 206 de sincronización del estator, un bus 216 del sistema, un disyuntor 214 del transformador principal y un bus 236 del lado del generador. El transformador principal 234 aumenta la amplitud de voltaje de la potencia eléctrica y la potencia eléctrica transformada se transmite, además a una red a través del bus 240 del lado del disyuntor, el disyuntor 238 de la red y el bus 242 de la red.

25 **[0028]** En el modo de realización de ejemplo, se proporciona una segunda vía de transmisión de la potencia eléctrica. La potencia de CA eléctrica, trifásica, sinusoidal se genera dentro del rotor 122 del generador y se transmite al conjunto 210 de conversión de potencia a través del bus 212 del rotor. Dentro del conjunto 210 de conversión de potencia, la potencia eléctrica se transmite al filtro 218 del rotor y la potencia eléctrica se modifica para la velocidad de cambio de las señales PWM asociadas con el convertidor de potencia del lado del rotor 220. El convertidor de potencia del lado del rotor 220 actúa como un rectificador y rectifica la potencia de CA trifásica sinusoidal a potencia de CC. La potencia de CC se transmite al enlace de CC 244. El condensador 250 facilita la mitigación de las variaciones de amplitud de voltaje del enlace de CC 244 al facilitar la mitigación del rizado de CC asociado con la rectificación de CA.

35 **[0029]** La potencia de CC se transmite posteriormente desde el enlace de CC 244 al convertidor de potencia del lado de línea 222 y el convertidor de potencia del lado de línea 222 actúa como un inversor configurado para convertir la potencia eléctrica de CC del enlace de CC 244 en potencia eléctrica de CA sinusoidal trifásica con voltajes, corrientes y frecuencias predeterminados. Esta conversión se supervisa y controla a través del controlador 262 del convertidor. La potencia de CA convertida se transmite desde el convertidor de potencia del lado de línea 222 al bus 216 del sistema a través del bus 223 del convertidor de potencia del lado de línea y el bus 225 de línea, el contactor de línea 226, el bus 230 del disyuntor de conversión, el disyuntor 228 de conversión y el bus 232 de conexión. El filtro 224 de línea compensa o ajusta las corrientes armónicas en la potencia eléctrica transmitida desde el convertidor de potencia del lado de línea 222. El interruptor 206 de sincronización del estator está configurado para cerrarse para facilitar la conexión de la potencia trifásica del estator 120 del generador con la potencia trifásica del conjunto 210 de conversión de potencia.

45 **[0030]** El disyuntor 228 de conversión, el disyuntor 214 del transformador principal y el disyuntor 238 de la red están configurados para desconectar los buses correspondientes, por ejemplo, cuando un flujo de corriente excesivo puede dañar los componentes del sistema eléctrico y de control 200. También se proporcionan componentes de protección adicionales, incluido el contactor de línea 226, que puede controlarse para formar una desconexión abriendo un interruptor (no mostrado en la figura 2) correspondiente a cada línea del bus 225 de línea.

50 **[0031]** El conjunto 210 de conversión de potencia compensa o ajusta la frecuencia de la potencia trifásica del rotor 122 del generador para cambios, por ejemplo, en la velocidad del viento en el buje 110 y las palas 1081, 1082. Por lo tanto, de esta manera, las frecuencias del rotor mecánica y eléctrica se desacoplan de la frecuencia del estator. Por consiguiente, el generador 118 es un generador de velocidad variable.

55 **[0032]** En algunas condiciones, las características bidireccionales del conjunto 210 de conversión de potencia, y específicamente, las características bidireccionales del convertidor de potencia del lado del rotor 220 y del convertidor de potencia del lado de línea 222 facilitan la retroalimentación de al menos parte de la potencia eléctrica generada en el rotor 122 del generador. Más específicamente, la potencia eléctrica se transmite desde el bus 216 del sistema al bus 232 de conexión y posteriormente a través del disyuntor 228 de conversión y el bus 230 del disyuntor de conversión al conjunto 210 de conversión de potencia. Dentro del conjunto 210 de conversión de potencia, la potencia eléctrica se transmite a través del contactor de línea 226, el bus 225 de línea y el bus 223 del convertidor de potencia del lado de línea al convertidor de potencia del lado de línea 222. El convertidor de potencia del lado de línea 222 actúa como un rectificador y rectifica la potencia de CA trifásica sinusoidal a potencia de CC. La potencia de CC se transmite al enlace de CC 244. El condensador 250 facilita la mitigación de las variaciones
60
65

de amplitud de voltaje del enlace de CC 244 al facilitar la mitigación de un rizado de CC asociado a veces con la rectificación de CA trifásica.

5 **[0033]** La potencia de CC se transmite posteriormente desde el enlace de CC 244 al convertidor de potencia del lado del rotor 220 y el convertidor de potencia del lado del rotor 220 actúa como un inversor configurado para convertir la potencia eléctrica de CC transmitida desde el enlace de CC 244 en una potencia eléctrica de CA trifásica sinusoidal con tensiones, corrientes y frecuencias predeterminadas. Esta conversión se supervisa y controla a través del controlador 262 del convertidor. La potencia de CA convertida se transmite desde el convertidor de potencia del lado del rotor 220 al filtro 218 del rotor a través del bus 219 del filtro del rotor y posteriormente se transmite al rotor 122 del generador a través del bus 212 del rotor, facilitando así la operación subsincrónica.

15 **[0034]** El conjunto 210 de conversión de potencia está configurado para recibir señales de control del controlador 202 de la turbina. Las señales de control se basan en condiciones detectadas o características operativas de la turbina eólica 100 y del sistema eléctrico y de control 200. Las señales de control son recibidas por el controlador 202 de la turbina y usadas para controlar la operación del conjunto 210 de conversión de potencia. La retroalimentación de uno o más sensores puede ser usada por el sistema eléctrico y de control 200 para controlar el conjunto 210 de conversión de potencia a través del controlador 262 del convertidor, incluyendo, por ejemplo, el bus 230 del disyuntor de conversión, el bus del estator y el bus del rotor o retroalimentaciones de corriente a través del segundo conjunto de sensores 254 de voltaje y corriente eléctrica, el tercer conjunto de sensores 256 de voltaje y corriente eléctrica y el cuarto conjunto de sensores 264 de voltaje y corriente eléctrica. Usando esta información de retroalimentación, y, por ejemplo, señales de control de conmutación, señales de control del conmutador de sincronización del estator y señales de control (disparo) del disyuntor del sistema pueden generarse de cualquier manera conocida. Por ejemplo, para un voltaje transitorio de la red con características predeterminadas, el controlador 262 del convertidor suspenderá sustancialmente, al menos temporalmente, los IGBT para que no conduzcan dentro del convertidor de potencia del lado de línea 222. Tal suspensión de la operación del convertidor de potencia del lado de línea 222 mitigará sustancialmente la potencia eléctrica que se canaliza a través del conjunto 210 de conversión de potencia hasta aproximadamente cero.

30 **[0035]** La figura 3 ilustra un flujo de aire generado por una turbina eólica 100 en operación como se explicó anteriormente con respecto a las figuras 1 y 2. En aras de la claridad, solo la góndola 102 y el rotor eólico 106 se muestran en la figura 3. En el modo de realización de ejemplo, el rotor eólico 106 incluye un buje 110 y tres palas 1081, 1082 de rotor. Sin embargo, solo dos de las tres palas 1081, 1082 de rotor se muestran en la vista lateral esquemática de la turbina eólica 100 en la figura 3. Las palas 1081, 1082 de rotor giran alrededor del eje del rotor 109 que es sustancialmente paralelo, al menos con respecto a la orientación horizontal, a la dirección 28 externa del viento. Las palas 1081, 1082 de rotor giratorias definen un plano del rotor y un plano del rotor eólico, respectivamente. El diámetro del plano del rotor eólico es, al menos para las palas 1081, 1082 de rotor más grandes, aproximadamente dos veces la extensión de las palas 1081, 1082 de rotor en una dirección que es radial con respecto al eje del rotor 109, es decir, en dirección radial.

40 **[0036]** Debido a la absorción de potencia del rotor eólico 106 durante la operación normal de la turbina eólica 100, la velocidad del flujo de aire se reduce detrás de la turbina eólica 100, por ejemplo, a aproximadamente un tercio de la velocidad de flujo de aire en frente de la turbina eólica 100. Además, un vórtice 123 complejo compuesto por tres vórtices 1, 2, 3 de punta de pala helicoidales entrelazados se forma a sotavento del rotor eólico 106. Esto se debe a que el aire contrarresta el par de torsión de las palas y, en parte, a los efectos aerodinámicos que están relacionados con el tamaño finito de las palas 1081, 1082 de rotor. En aras de la claridad, solo se muestra completamente el vórtice 1 de la punta de la pala que se origina en la punta de la pala 1081 de rotor. Los vórtices 2, 3 que se originan en las otras dos palas de rotor se ilustran únicamente como círculos de líneas de puntos en un plano vertical que incluye el eje del rotor 109. Como consecuencia, se forma un campo de estela turbulenta a sotavento de la turbina eólica 100. Dependiendo del coeficiente de par de torsión de la pala y la proporción de velocidad de la punta de las palas 1081, 1082 de rotor, el campo de estela puede extenderse a sotavento hasta aproximadamente tres veces o incluso hasta aproximadamente siete veces el diámetro del plano del rotor eólico. Por consiguiente, el campo de estela de una turbina eólica puede no solo reducir la absorción de potencia de una turbina eólica a sotavento en un parque eólico, sino también aumentar las cargas turbulentas en el rotor eólico de la turbina eólica a sotavento. Debe tenerse en cuenta que el campo de estela se extiende típicamente hasta aproximadamente tres diámetros del plano del rotor eólico en una dirección radial horizontal.

60 **[0037]** La figura 4 es una vista frontal de una turbina eólica 300, es decir, una vista de la turbina eólica 300 en la dirección del viento. La turbina eólica 300 es similar a la turbina eólica 100 explicada anteriormente con respecto a las figuras 1 a 3. En el modo de realización de ejemplo, la turbina eólica 300 también incluye un rotor eólico 106 con tres palas 1081, 1082, 1083 de rotor. En consecuencia, la turbina eólica 300 también produce típicamente un campo de estela a sotavento como se explicó anteriormente con respecto a la figura 3.

65 **[0038]** La figura 4 muestra adicionalmente una cimentación 107 de ejemplo para anclar la torre 104 de la turbina eólica 300 en el suelo 70. Sin embargo, la turbina eólica 300 también puede ser una turbina eólica marina.

[0039] Durante la operación normal, el rotor eólico 106 gira alrededor del eje del rotor y, por tanto, las posiciones azimutales de las palas 1081, 1082, 1083 de rotor con respecto al eje del rotor varían. La posición azimutal del rotor eólico 106 puede definirse por una posición azimutal de una de sus palas 1081, 1082, 1083 de rotor. En el modo de realización de ejemplo ilustrado en la figura 4, una posición azimutal de 0° corresponde a una posición del rotor eólico 106 en la que la punta de la pala 1081 de rotor está en la posición vertical más baja posible. Sin embargo, esto es solo un ejemplo.

[0040] De acuerdo con un modo de realización, la turbina eólica 300 incluye un sistema de control con un sistema de detección de la posición azimutal que está configurado para determinar un valor real de una posición azimutal del rotor eólico 106. Por consiguiente, la posición azimutal del rotor eólico 106 puede monitorizarse durante la operación normal de la turbina eólica 300.

[0041] Además, el sistema de control está configurado típicamente para controlar las posiciones azimutales durante la operación normal de la turbina eólica 300. Por consiguiente, el curso temporal de la posición azimutal puede cambiarse durante la operación normal con el fin de reducir una carga que actúa sobre el rotor eólico 109 y/o aumentar la absorción de potencia del rotor eólico 106, por ejemplo, en el caso de una turbulencia.

[0042] En el modo de realización de ejemplo, un transpondedor 119 que está conectado con la pala 1081 de rotor del rotor eólico 106 y un receptor 121 en o sobre la torre 104 se usa para medir la posición azimutal real del rotor eólico 106. Al mover la pala 1081, el transpondedor 119 induce una respuesta en el receptor 221. Tal respuesta en el receptor 216 genera una señal electrónica (no mostrada) que es sustancialmente representativa de una posición azimutal de la pala 1081 de rotor y el rotor 106, respectivamente. Esa señal se transmite a un procesador (no mostrado) que recibe la señal electrónica. El procesador se programa típicamente para determinar la posición azimutal del rotor 106 en función del tiempo de una manera sustancialmente continua.

[0043] De forma alternativa o adicionalmente, el sistema de detección de la posición azimutal incluye un sensor de aceleración conectado con el rotor eólico 106, un detector de nivel de burbuja electrónico dispuesto en el rotor eólico 106 y/o un codificador conectado a un eje de un tren de transmisión que está configurado para transmitir un par de torsión entre el rotor eólico 106 y un generador de turbina eólica 300. Por ejemplo, un codificador de eje (no mostrado) puede acoplarse a un eje de alta velocidad y/o un eje de baja velocidad en o cerca de la multiplicadora similar a como se muestra en la figura 2. Dicho codificador de eje puede ser un dispositivo electromecánico que detecta una posición angular de al menos una parte del eje y genera una señal analógica o digital sustancialmente representativa de dicha posición angular.

[0044] De acuerdo con un modo de realización, la turbina eólica 100 incluye un sistema de detección del viento configurado para determinar una condición del viento. El sistema de detección del viento puede incluir un anemómetro. Típicamente, el sistema de detección del viento está configurado para detectar una turbulencia del viento a barlovento. Por ejemplo, el sistema de detección del viento puede incluir un sistema LIDAR (detección y alcance de luz) 105 para medir un perfil de velocidad del aire a barlovento.

[0045] De acuerdo con un modo de realización, el sistema de control está configurado para determinar las posiciones azimutales deseadas del rotor eólico 106 de modo que se reduce una carga en el rotor eólico y/o se aumenta la absorción de potencia del rotor eólico 106 en la condición del viento. Típicamente, el sistema de control está configurado para estimar una variación en el tiempo de un perfil de velocidad de un vórtice a barlovento en el plano del rotor eólico y para ajustar las posiciones azimutales del rotor eólico 106 con respecto a la variación en el tiempo del perfil de velocidad. Por consiguiente, la carga que actúa sobre el rotor eólico 106 puede reducirse o al menos equilibrarse mejor y/o puede aumentarse la absorción de potencia del rotor eólico 106.

[0046] Típicamente, las posiciones azimutales del rotor eólico 106 se ajustan cambiando la velocidad del rotor eólico 106. Por ejemplo, el sistema de control puede determinar un punto de ajuste de par de torsión apropiado, o una secuencia de puntos de ajuste de par de torsión, para un generador de velocidad variable conectado con el rotor eólico 106 y emitir este punto de ajuste de par de torsión al generador de modo que las posiciones azimutales del rotor se aproximan a las posiciones azimutales deseadas.

[0047] De forma alternativa o adicionalmente, el sistema de control está configurado para determinar un punto de ajuste para el ángulo de pitch, de modo que las posiciones azimutales del rotor se aproximen a las posiciones azimutales deseadas.

[0048] La figura 5 es una vista esquemática de un sistema de control 400 que puede usarse para controlar la turbina eólica 300 explicada anteriormente con respecto a la figura 2.

[0049] De acuerdo con un modo de realización, el sistema de control 400 incluye un módulo de control 430, un módulo de simulación 420 y una interfaz 410. Como se indica mediante flechas discontinuas, el módulo de control 430 y el módulo de simulación 420 pueden comunicarse entre sí a través de la interfaz 410 y/o directamente. Típicamente, un controlador principal 302 de la turbina de la turbina eólica 300 puede proporcionar el módulo de control 430, el módulo de simulación 420 y la interfaz 410.

[0050] Típicamente, el sistema de control 400 incluye un sistema de detección de la posición azimutal 450 que está configurado para determinar un valor real de la posición azimutal del rotor eólico y para transmitir el valor real de la posición azimutal a la interfaz 410.

5

[0051] Típicamente, el sistema de control 400 incluye, además, un sistema de detección del viento que está configurado para determinar una condición de viento y transmitir la condición del viento a la interfaz 410. El sistema de detección del viento puede incluir un anemómetro 103 y/o un sistema de detección que está configurado para detectar una turbulencia del viento a barlovento, más típicamente para medir el perfil de velocidad del viento tal como un sistema LIDAR 105.

10

[0052] El sistema de control 400 está configurado típicamente para determinar las posiciones azimutales deseadas del rotor eólico 106, por ejemplo, un curso temporal de las posiciones azimutales deseadas, de modo que se reduce una carga en el rotor eólico y/o se aumenta la absorción de potencia del rotor eólico en la condición del viento. Por ejemplo, el módulo de simulación 420 usa la condición del viento como entrada de un modelo de viento turbulento para calcular las posiciones azimutales deseadas.

15

[0053] El módulo de simulación 420 también se configura típicamente para calcular los puntos de ajuste para el sistema de pitch 360 y/o un conjunto 310 de conversión de potencia, por ejemplo, un generador, de la turbina eólica de manera que el rotor eólico opera en las posiciones azimutales deseadas o al menos se acerca a las posiciones azimutales deseadas. Estos puntos de ajuste son emitidos típicamente por el módulo de control 430, que opera un controlador primario de la turbina eólica, al sistema de pitch 360 y al conjunto 310 de conversión de potencia, respectivamente.

20

[0054] De acuerdo con un modo de realización, el módulo de simulación 420 está configurado para estimar una influencia en el rotor eólico de la estela de una turbina eólica a barlovento. Por ejemplo, la interfaz 410 puede estar conectada a otra turbina eólica 100 y configurada para recibir un estado operativo de la otra turbina eólica 100. En este modo de realización, el módulo de simulación 420 típicamente usa el estado operativo como una entrada adicional para determinar las posiciones azimutales deseadas. El estado operativo de la otra turbina eólica puede incluir una velocidad de un rotor eólico de la otra turbina eólica 100, una posición azimutal del rotor eólico de la otra turbina eólica 100, un ángulo de orientación del rotor eólico de la otra turbina eólica 100 y/o una secuencia de uno o más de estos valores.

25

30

[0055] La figura 6 es una vista esquemática de parque eólico 500. El parque eólico 500 incluye turbinas eólicas a barlovento 510 con respectivos rotores eólicos 516 y una turbina eólica a sotavento 520 con respectivos rotores eólicos 526. Cada una de las turbinas eólicas a barlovento 510 y las turbinas eólicas a sotavento 520 pueden ser una turbina eólica como se explicó anteriormente con respecto a las figuras 4 y 5.

35

[0056] En el modo de realización de ejemplo, el parque eólico 500 incluye un sistema de control 550 que está acoplado a las turbinas eólicas a barlovento 510 y configurado para recibir al menos uno de una velocidad respectiva de los rotores eólicos 516, una posición azimutal respectiva de los rotores eólicos 516, ángulos de pitch de las palas de rotor de los rotores eólicos 516 y un ángulo de orientación respectivo de los rotores eólicos 516, y para controlar la posición azimutal de los rotores eólicos 526 de las turbinas eólicas a sotavento 520 durante la operación normal de la turbina eólica a sotavento 520. Esto se indica mediante flechas en la figura 6.

40

45

[0057] Típicamente, el sistema de control 550 está configurado para estimar una influencia de la estela de la turbina eólica a barlovento 510 en los rotores 526 de las turbinas eólicas a sotavento 520 en una condición del viento determinada que se mide típicamente mediante un sistema de detección del viento (no mostrado en la figura 6). El sistema de detección del viento puede ser proporcionado por las turbinas eólicas 510, 520 y típicamente incluye un sistema LIDAR.

50

[0058] De acuerdo con un modo de realización, el sistema de control 550 puede configurarse para determinar las posiciones azimutales deseadas para el rotor eólico 526 de la turbina eólica a sotavento de modo que se reduce la influencia de la estela de las turbinas eólicas a barlovento 510 sobre los rotores eólicos 526. Por consiguiente, se puede reducir una carga de los rotores eólicos 526 y/o se puede aumentar la producción de potencia total del parque eólico 500.

55

[0059] De acuerdo con un modo de realización, el sistema de control 550 también está configurado para controlar las posiciones azimutales de los rotores eólicos 516 de las turbinas eólicas a barlovento 510 para aumentar aún más la producción de potencia total del parque eólico 500.

60

[0060] La figura 7 es un diagrama de flujo de un procedimiento 1000 para operar una turbina eólica, por ejemplo, una turbina eólica como se explicó anteriormente con respecto a las figuras 4 y 5. En un primer bloque 1100, se determina una condición del viento. La determinación de la condición del viento típicamente incluye medir la velocidad del viento y la dirección del viento de un flujo de aire a barlovento. Más típicamente, determinar la condición del viento incluye, además, medir un perfil de velocidad del flujo de aire a barlovento. Por ejemplo, se

65

puede usar un sistema LIDAR para medir el perfil de velocidad del flujo de aire a barlovento. Por consiguiente, se puede detectar de antemano una turbulencia en el flujo de aire a barlovento. Esta turbulencia puede deberse a variaciones del viento ambiental y/o debido a la interacción del viento ambiental con una o más turbinas eólicas a barlovento.

5

[0061] En un bloque 1200, se determinan las posiciones azimutales esperadas de un rotor eólico giratorio de la turbina eólica, típicamente una curva de tiempo de las posiciones azimutales del rotor eólico giratorio. Las posiciones azimutales esperadas se determinan típicamente para los ajustes actuales de la turbina eólica y la condición del viento mediante un modelo.

10

[0062] En un bloque 1300, se intenta determinar las posiciones azimutales deseadas del rotor eólico giratorio de modo que al menos uno de un equilibrio de cargas del rotor eólico giratorio y una absorción de potencia del rotor eólico giratorio se mejore en comparación con las posiciones azimutales esperadas.

15

[0063] Determinar las posiciones azimutales deseadas típicamente incluye determinar una variación en el tiempo de un perfil de velocidad del flujo de aire a barlovento, por ejemplo, un vórtice a barlovento, en un plano de rotor definido por una pala de rotor del rotor eólico y ajustar las posiciones azimutales deseadas del rotor eólico con respecto a la variación en el tiempo del perfil de velocidad. Para ello, se suele utilizar un modelo de turbina eólica y un modelo de viento turbulento. Por ejemplo, la influencia de la estela de una turbina eólica a barlovento sobre el rotor eólico giratorio puede determinarse en una simulación. Determinar la influencia de la estela típicamente incluye determinar una velocidad de un rotor eólico de la turbina eólica a barlovento, determinar una posición azimutal del rotor eólico de la turbina eólica a barlovento, determinar los ángulos de pitch de las palas de rotor unidas al rotor eólico de la turbina eólica a barlovento y determinar un ángulo de orientación del rotor eólico de la turbina eólica a barlovento.

25

[0064] Durante la simulación, se pueden tener en cuenta las condiciones del viento actualizadas y/o la información de estado de la turbina eólica, como la posición azimutal real del rotor eólico, la producción de potencia real, el par de torsión real, los ángulos de pitch reales y el ángulo de orientación real.

30

[0065] Si las posiciones azimutales deseadas coinciden sustancialmente con las posiciones azimutales esperadas, el procedimiento 1000 típicamente regresa al bloque 1100 como lo indica la flecha de trazo y punto. De lo contrario, la velocidad del rotor eólico giratorio se cambia en un bloque 1400 de modo que las posiciones azimutales del rotor eólico giratorio se acercan a las posiciones azimutales deseadas. Por consiguiente, las posiciones azimutales del rotor eólico giratorio se ajustan mejor con respecto a la condición del viento. Por tanto, se puede mejorar un equilibrio de cargas y/o una absorción de potencia del rotor eólico giratorio.

35

[0066] A partir de entonces, el procedimiento 1000 típicamente vuelve al bloque 1100 para controlar en bucle cerrado las posiciones azimutales del rotor eólico, como se indica mediante la flecha de trazo y punto.

40

[0067] Cambiar la velocidad del rotor eólico giratorio puede incluir cambiar un ángulo de pitch de una pala de rotor del rotor eólico, cambiar un par de torsión de un generador de la turbina eólica y cambiar la producción de potencia del generador.

45

[0068] La figura 8 es un diagrama de flujo de un procedimiento 2000 para operar un parque eólico, por ejemplo, un parque eólico como se explicó anteriormente con respecto a la figura 6.

50

[0069] En un bloque 2200, se estima una variación en el tiempo de un perfil de velocidad del aire en un plano de rotor definido por una pala de rotor de un rotor eólico de una primera turbina eólica del parque eólico. Típicamente, esto incluye medir un perfil de velocidad del aire a barlovento, por ejemplo, usando un sistema LIDAR. Además, típicamente se usa un modelo para determinar el perfil de velocidad del aire en el plano del rotor usando el perfil de velocidad del aire a barlovento y los ajustes reales de la turbina eólica como entradas.

50

55

[0070] Si la primera turbina eólica es una turbina eólica a sotavento, la estimación de la variación en el tiempo del perfil de velocidad del aire puede incluir el uso de una velocidad de un rotor eólico de una turbina eólica a barlovento como entrada del modelo, el uso de una posición azimutal del rotor eólico de la turbina eólica a barlovento como entrada del modelo, el uso de un ángulo de orientación del rotor eólico de la turbina eólica a barlovento como entrada del modelo, y/o el uso de un ángulo de pitch de una pala de rotor unida al rotor eólico de la turbina eólica a barlovento como entrada del modelo. El modelo típicamente incluye un modelo de viento turbulento. En consecuencia, la influencia de la estela de la turbina eólica a barlovento sobre el rotor eólico puede estimarse con suficiente precisión.

60

65

[0071] En un bloque 2200, se ajusta una variación en el tiempo de la posición azimutal del rotor de la primera turbina eólica con respecto a la variación en el tiempo del perfil de velocidad del aire. En consecuencia, se puede mejorar un equilibrio de cargas y/o una absorción de potencia del rotor eólico giratorio. Esto típicamente incluye determinar las posiciones azimutales esperadas del rotor, las posiciones azimutales deseadas del rotor y cambiar la velocidad del rotor de la primera turbina eólica como se explicó anteriormente con respecto a la figura 6.

5 **[0072]** Si la primera turbina eólica es una turbina eólica a sotavento, la velocidad de un rotor eólico de una turbina eólica a barlovento puede cambiarse en un bloque 2500 de modo que al menos uno de un equilibrio de cargas del rotor eólico y una absorción de potencia del rotor eólico de la turbina eólica a sotavento y el parque eólico, respectivamente, se mejora en comparación con la operación independiente de la turbina eólica a barlovento.

[0073] Típicamente, el procedimiento 2000 es el control en bucle cerrado del parque eólico como se indica mediante las flechas de trazo y punto.

10 **[0074]** Además, el procedimiento 2000 sin el bloque 2500 opcional también puede usarse para controlar una sola turbina eólica. En consecuencia, se puede mejorar un equilibrio de cargas y/o una absorción de potencia del rotor eólico giratorio en el caso de una turbulencia en el flujo de aire a barlovento.

15 **[0075]** Los sistemas y procedimientos descritos anteriormente pueden facilitar la mejora del equilibrio de cargas y/o la absorción de potencia del rotor eólico giratorio controlando las posiciones azimutales del rotor eólico con respecto a la variación en el tiempo esperada de un perfil de velocidad del aire. Más específicamente, se puede reducir la influencia de la estela de una turbina eólica a barlovento sobre el rotor eólico giratorio de una turbina eólica a sotavento de un rotor eólico. Por tanto, se puede incrementar la producción total de potencia y/o la vida útil de los componentes de la turbina eólica.

20 **[0076]** Los modos de realización de ejemplo de sistemas y procedimientos para operar una turbina eólica y un parque eólico se han descrito anteriormente en detalle. Los sistemas y procedimientos no se limitan a los modos de realización específicos descritos en el presente documento, sino que los componentes de los sistemas y/o las etapas de los procedimientos se pueden utilizar independientemente y por separado de otros componentes y/o etapas descritos en el presente documento.

25 **[0077]** Aunque pueden mostrarse características específicas de varios modos de realización de la invención en algunos dibujos y no en otros, esto es solo por conveniencia. De acuerdo con los principios de la invención, cualquier característica de un dibujo puede ser referenciada y/o reivindicada en combinación con cualquier característica de cualquier otro dibujo.

30 **[0078]** 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 cual incluye fabricar y usar cualquier dispositivo o sistema y realizar cualquier procedimiento incorporado. El alcance patentable de la invención está definido por las reivindicaciones.

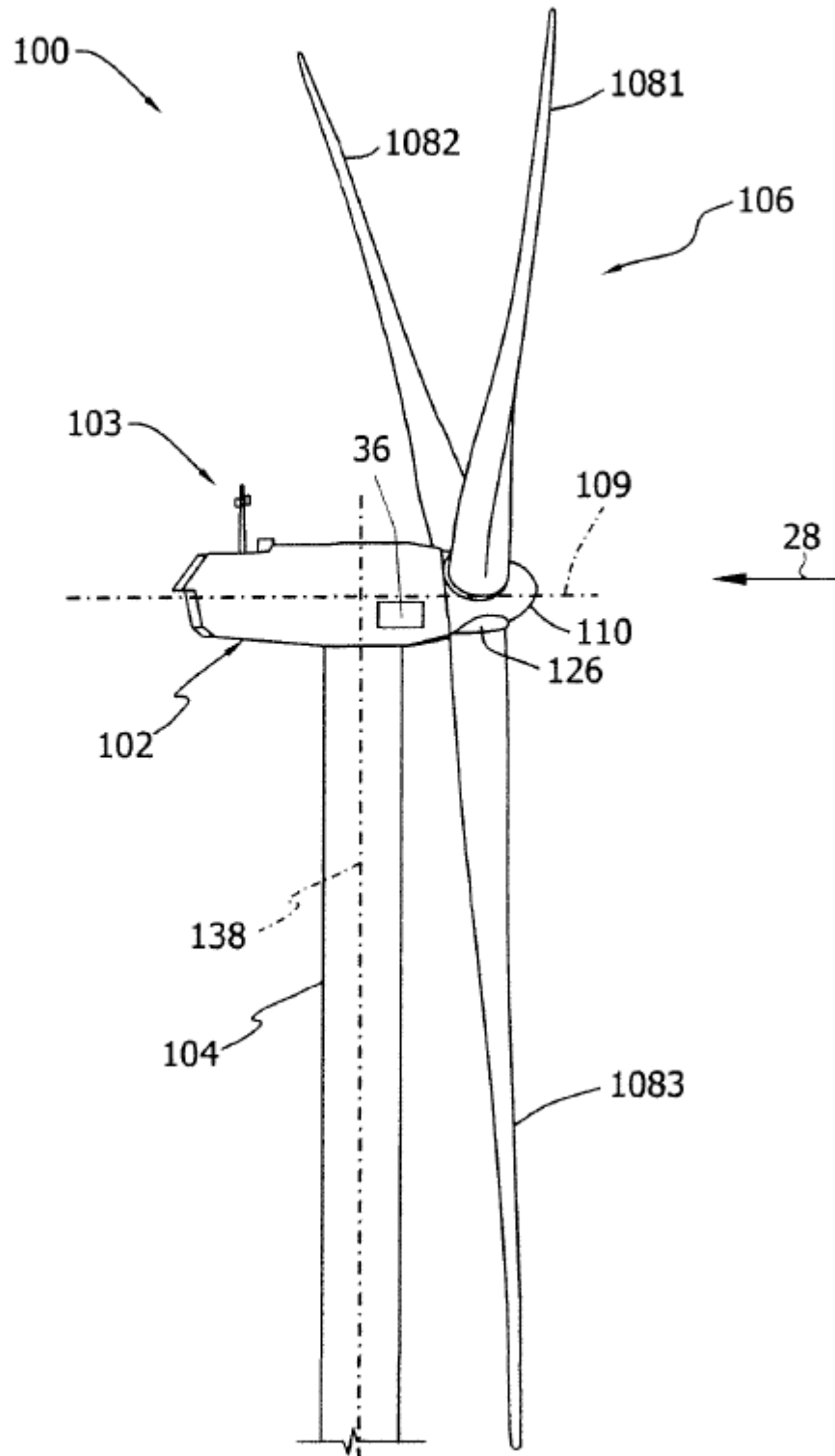
35

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (1000) para operar una turbina eólica (300, 510, 520), que comprende:
 - 5 determinar (1100) una condición del viento;
 - determinar (1200) para la condición del viento las posiciones azimutales reales de un rotor eólico giratorio (106, 516, 526) con respecto al eje del rotor de la turbina eólica;
 - 10 determinar (1300) para la condición del viento las posiciones azimutales deseadas del rotor eólico giratorio (106, 516, 526) con respecto al eje del rotor de modo que se mejora al menos uno de un equilibrio de cargas del rotor eólico giratorio y una absorción de potencia del rotor eólico giratorio en comparación con las posiciones azimutales reales; y
 - 15 cambiar una velocidad del rotor eólico giratorio (106, 516, 526) de modo que las posiciones azimutales del rotor eólico giratorio se acerquen a las posiciones azimutales deseadas,
 - caracterizado por que** determinar las posiciones azimutales deseadas comprende: estimar una influencia de la estela de una turbina eólica a barlovento (510) sobre el rotor eólico giratorio (526) usando un modelo de viento turbulento, en el que la condición del viento es una entrada del modelo de viento turbulento.
 - 20
2. El procedimiento (1000) de acuerdo con la reivindicación 1, en el que determinar las posiciones azimutales deseadas comprende al menos uno de:
 - 25 estimar una variación en el tiempo de un perfil de velocidad del aire en un plano del rotor definido por una pala de rotor del rotor eólico giratorio (526);
 - ajustar las posiciones azimutales deseadas del rotor eólico giratorio (106, 516, 526) con respecto a la variación en el tiempo del perfil de velocidad.
 - 30
3. El procedimiento (1000) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que estimar la influencia de la estela comprende al menos uno de los siguientes: determinar una velocidad de un rotor eólico (516) de la turbina eólica a barlovento (510), determinar una posición azimutal del rotor eólico (516) de la turbina eólica a barlovento (510), y determinar un ángulo de orientación del rotor eólico (516) de la turbina eólica a barlovento (510).
 - 35
4. El procedimiento (1000) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que cambiar la velocidad del rotor eólico giratorio (106, 516, 526) comprende al menos uno de cambiar el ángulo de pitch de una pala de rotor del rotor eólico (106, 516, 526) y cambiar un par de torsión de un generador de la turbina eólica.
 - 40
5. El procedimiento (1000) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la turbina eólica (520) es una turbina eólica a sotavento de un parque eólico (500), que comprende, además, cambiar la velocidad de un rotor eólico (516) de una turbina eólica a barlovento (510).
 - 45
6. Una turbina eólica (300, 510, 520), que comprende:
 - 50 un rotor (106) que comprende un eje de rotor (109) y una pala (1081) de rotor; y,
 - un sistema de control (400) que comprende:
 - 55 un sistema de detección de la posición azimutal (450) configurado para determinar un valor real de una posición azimutal del rotor (106) con respecto al eje del rotor (109),
 - un módulo de simulación (420) configurado para estimar una influencia de la estela de una turbina eólica a barlovento sobre el rotor eólico y calcular las posiciones azimutales deseadas del rotor eólico giratorio (106), y
 - 60 un módulo de control (430) configurado para controlar la posición azimutal durante la operación normal de la turbina eólica de acuerdo con el procedimiento de cualquier reivindicación anterior.
7. La turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 6, en la que el sistema de control (400) está configurado para estimar una variación en el tiempo de un perfil de velocidad de un vórtice a barlovento en un plano del rotor definido por la pala de rotor y para ajustar las posiciones azimutales del rotor con respecto a la variación en el tiempo del perfil de velocidad.
 - 65

- 5
8. La turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 6 o 7, que comprende, además, un sistema de detección del viento (103, 105) configurado para determinar una condición del viento, en la que el sistema de control (400) está configurado para determinar las posiciones azimutales deseadas usando la condición del viento como una entrada de modo que se mejora al menos uno de un equilibrio de cargas del rotor (106) y una absorción de potencia del rotor (106) en la condición del viento.
 9. La turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 8, en la que el sistema de detección del viento (103, 105) está configurado para detectar una turbulencia a barlovento del viento.

FIG. 1



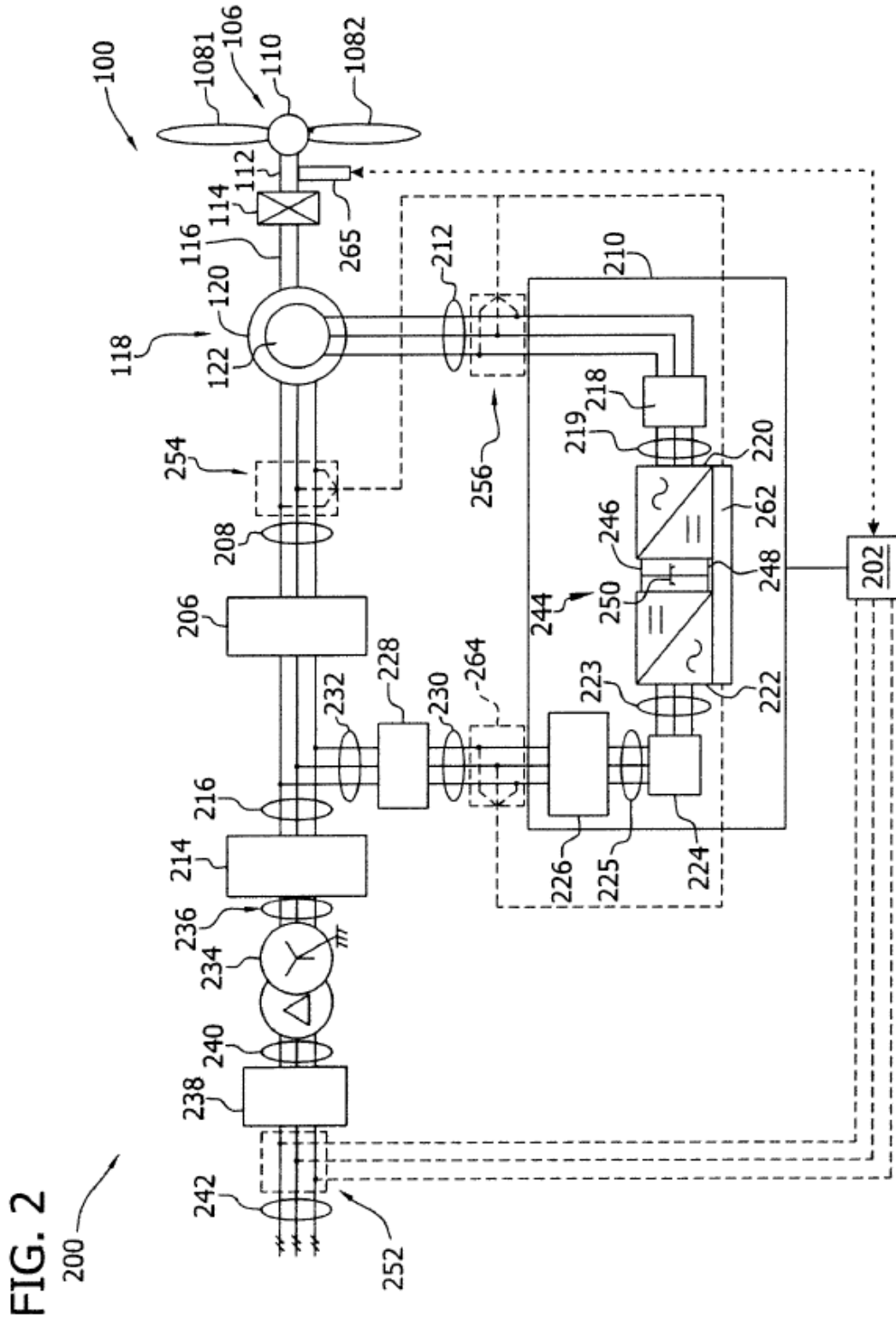


FIG. 3

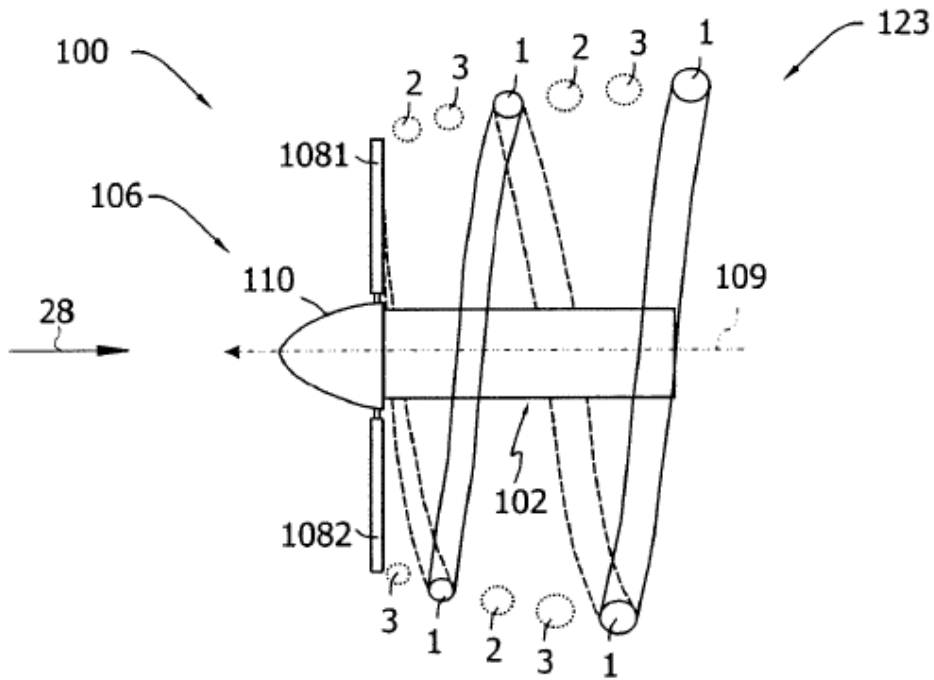


FIG. 4

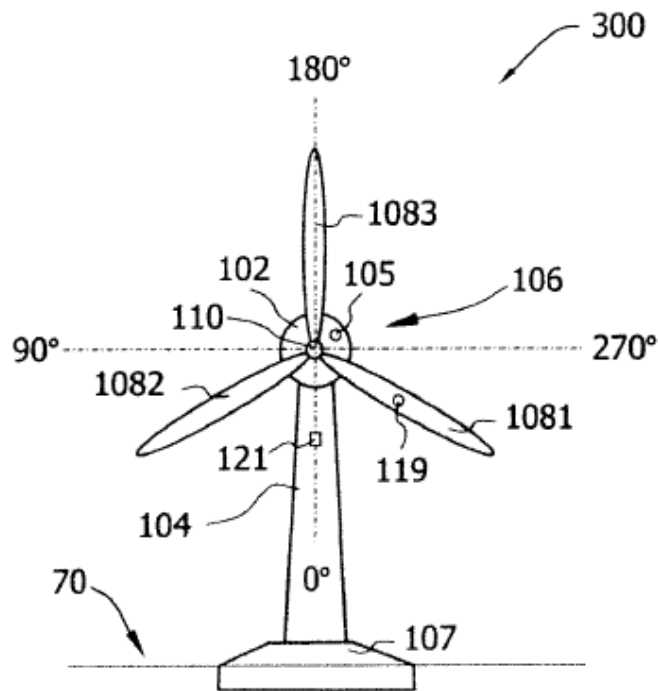


FIG. 5

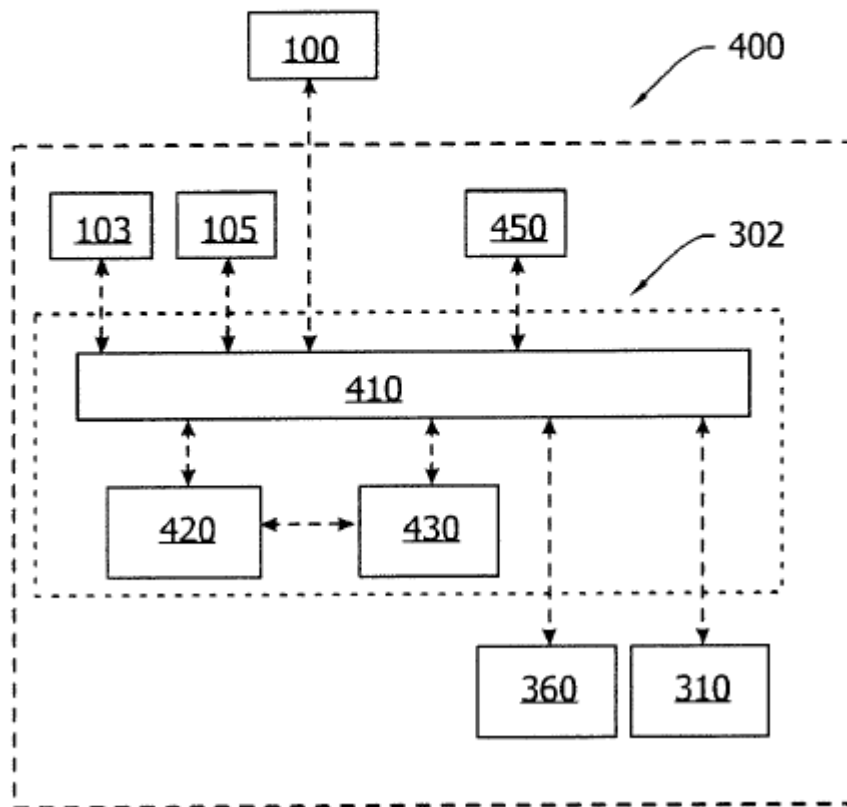


FIG. 6

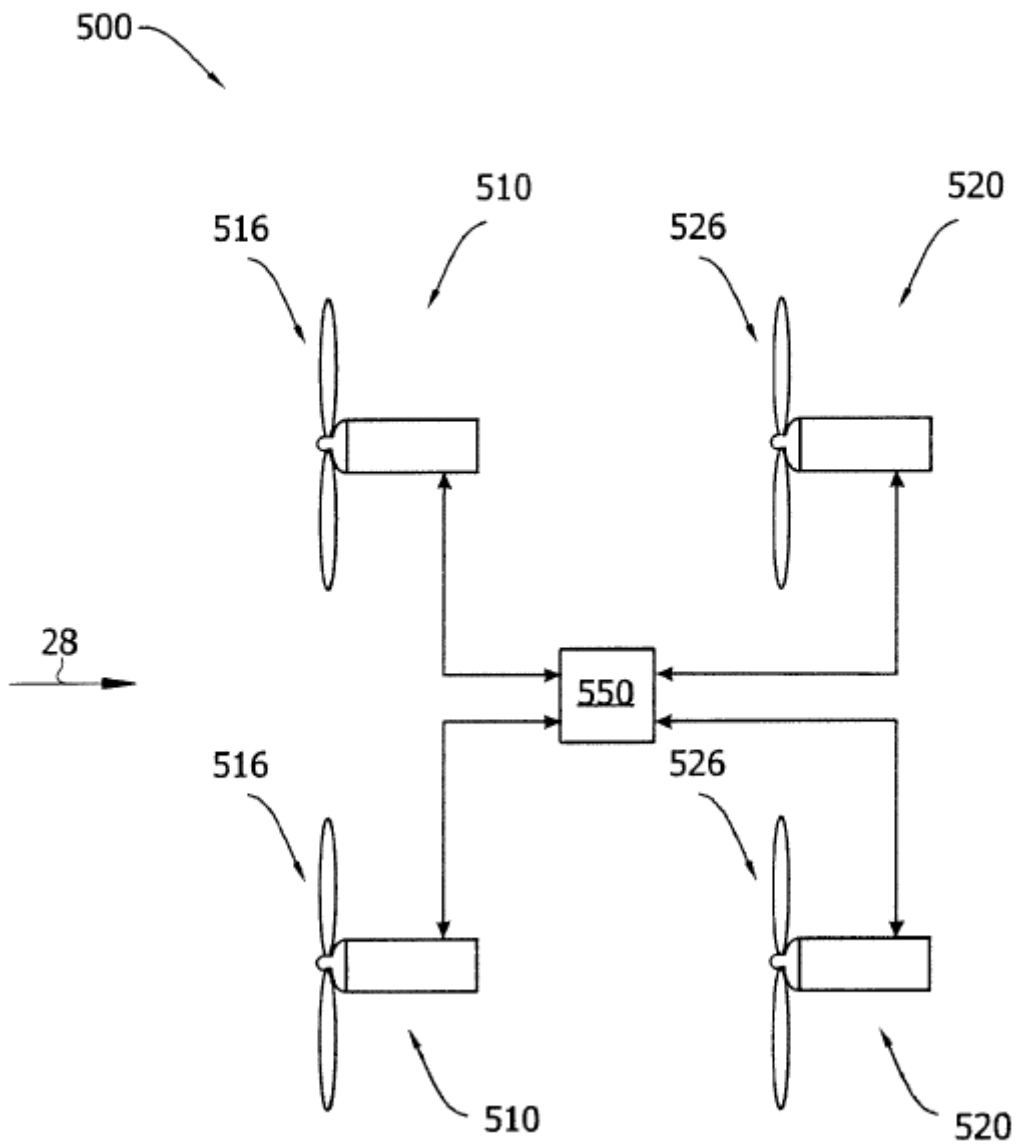


FIG. 7

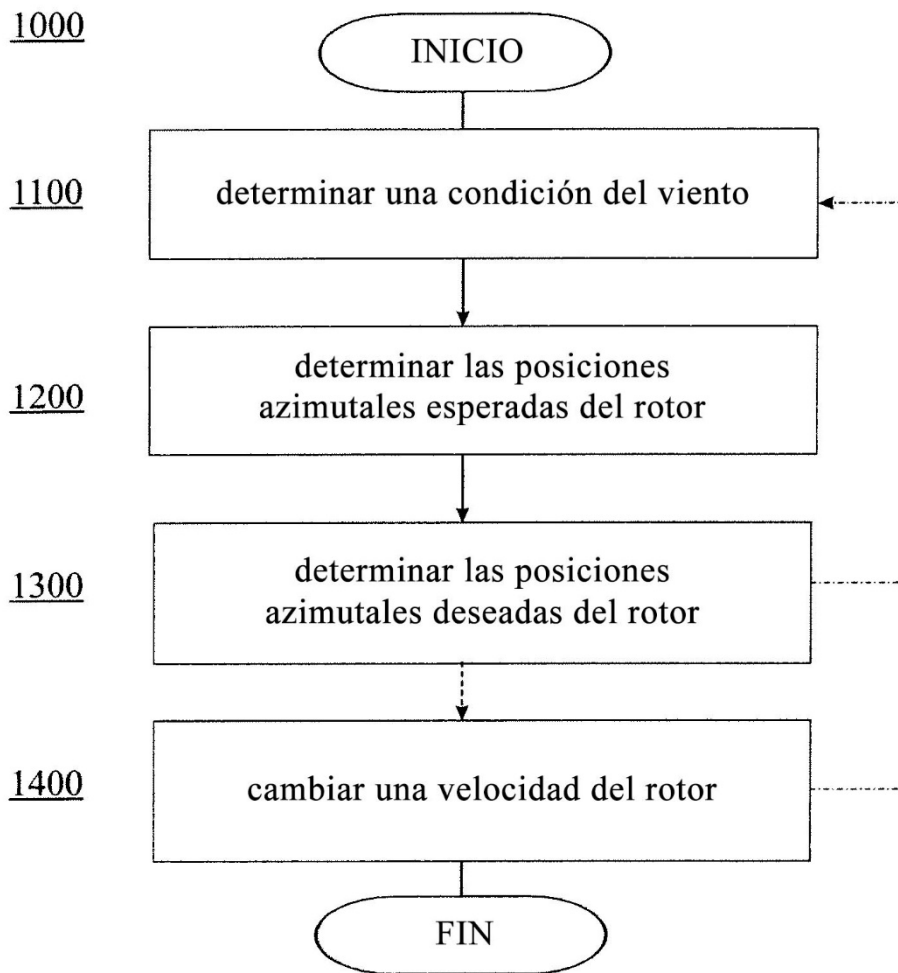


FIG. 8

