

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 664 820**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)
G06F 11/30 (2006.01)
G05B 17/00 (2006.01)
G05B 17/02 (2006.01)
G06F 17/50 (2006.01)
G05B 23/02 (2006.01)
F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.05.2012** **E 12168427 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.03.2018** **EP 2525087**

54 Título: **Monitorización de las condiciones de turbinas eólicas**

30 Prioridad:

19.05.2011 US 201113111023

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:

THULKE, MATTHIAS

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 664 820 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

Monitorización de las condiciones de turbinas eólicas

Antecedentes de la invención

La materia objeto descrita en la presente memoria se refiere en general a procedimientos y sistemas para monitorizar de las condiciones de turbinas eólicas y, más particularmente, a procedimientos y sistemas para controlar el comportamiento de turbinas eólicas o partes de las mismas durante su funcionamiento.

Al menos algunas turbinas eólicas conocidas incluyen una torre y una góndola montada en la torre. Un rotor se monta de forma giratoria en la góndola y se acopla a un generador por un eje. Una pluralidad de palas se extiende desde el rotor. Las palas están orientadas de tal manera que viento que pasa sobre las palas hace girar el rotor y hace girar el eje, moviendo con ello el generador para generar electricidad.

Las turbinas eólicas se clasifican normalmente para operar 20 años o incluso más. A menudo están trabajando en un ambiente hostil, por ejemplo, en un parque eólico en alta mar, con ciclos de alta temperatura, y a velocidades de viento altas y fuertemente fluctuantes. Esto resulta normalmente en altas cargas que pueden reducir el tiempo de vida de la turbina eólica y sus componentes, respectivamente. Por ejemplo, una caja de engranajes dispuesta dentro de la góndola como parte del tren de transmisión de turbinas eólicas, así como los cojinetes del tren de transmisión pueden tener tiempos de vida de solo unos pocos años debido a las cargas pesadas causadas por los cambios rápidos de velocidad del viento y/o dirección del viento.

Además, los tiempos de vida esperados de los componentes de la turbina eólica pueden desviarse de los tiempos de vida reales bajo las condiciones externas fluctuantes que son solo normalmente conocidas aproximadamente durante el diseño de la turbina eólica y del parque eólico, respectivamente. De acuerdo con la normativa industrial IEC 61400-1, las turbinas eólicas se diseñan y seleccionan para soportar las condiciones externas en el lugar. Sin embargo, estas condiciones se basan en mediciones a corto plazo en el lugar o en mediciones a largo plazo de la estación meteorológica cercana y, por lo tanto, no pueden ser suficientemente fiables. Por razones de seguridad, las turbinas eólicas se inspeccionan y mantienen, respectivamente, por tanto, normalmente a intervalos regulares relativamente cortos. Normalmente, esto aumenta los costes de mantenimiento y los tiempos de parada de la turbina eólica. Además, posibles márgenes del tiempo de vida de los componentes de turbinas eólicas no se pueden utilizar a plenitud. Los sistemas de monitorización de condiciones basados en transductores para la detección de problemas en el tren de transmisión durante la operación de la turbina eólica se pueden utilizar. Sin embargo, estos sistemas pueden ser muy complejos y/o solamente pueden detectar el desgaste o deterioro avanzado de los componentes del tren de transmisión.

En vista de lo anterior, existe un deseo de una turbina eólica y de un procedimiento para monitorizar de las condiciones de la turbina eólica que permitan una evaluación sensible y fiable de las cargas y del tiempo de vida restante de la turbina eólica y/o de los componentes de la turbina eólica.

Breve descripción de la invención

En un aspecto, se proporciona un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica. El procedimiento incluye definir al menos un subsistema de la turbina eólica y proporcionar un modelo de simulación para el al menos un subsistema. Durante la operación normal de la turbina eólica se determina al menos un parámetro de entrada del al menos un subsistema. Un comportamiento del al menos un subsistema se simula utilizando el al menos un parámetro de entrada como una entrada del modelo de simulación. Basándose en el comportamiento simulado, se determina, si el al menos un subsistema opera dentro de una especificación dada.

En otro aspecto, se proporciona un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica. El procedimiento incluye definir al menos un subsistema de la turbina eólica y proporcionar un modelo de simulación para el al menos un subsistema. Durante la operación normal de la turbina eólica, se recibe una señal de entrada y una señal de salida reales del al menos un subsistema. Una señal de salida esperada del al menos un subsistema se determina utilizando la señal de entrada como una entrada del modelo de simulación. La señal de salida real y la señal de salida esperada se comparan. Basándose en la comparación se determina, si el primer subsistema opera dentro de una especificación dada. Este enfoque para la realización de monitorización se explora en varias publicaciones académicas, por ejemplo "Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring WT-[ohm] Final Report Acknowledgement", TW Verbruggen, (30-04-2003) y "A Model-based Approach to Wind Turbine Condition Monitoring using SCADA Data", W G Garlick *et al*, (10-09-2009). En aún otro aspecto, se proporciona un sistema para monitorizar de una turbina eólica. El sistema incluye un módulo de simulación que se configura para simular, durante la operación normal de una turbina eólica, un comportamiento del al menos un subsistema de la turbina eólica. El módulo de simulación se configura para determinar, basándose en el comportamiento simulado, si el al menos un subsistema opera dentro de una especificación dada. Además, el módulo de simulación se configura para enviar un mensaje a un controlador de turbina de la turbina eólica cuando se determina que el al menos un subsistema no opera dentro de la especificación dada.

Otros aspectos, ventajas y características de la presente invención son evidentes a partir de las reivindicaciones dependientes, la descripción y los dibujos adjuntos.

Breve descripción de los dibujos

5 Una divulgación completa y habilitada que incluye el mejor modo de la misma, para un experto normal en la materia, se expone más particularmente en el resto de la memoria descriptiva, incluyendo la referencia a las Figuras adjuntas en las que:

La Figura 1 es una vista en perspectiva de una turbina eólica ejemplar.

La Figura 2 es una vista en sección ampliada de una porción de la turbina eólica que se muestra en la Figura 1.

10 La Figura 3 es una vista esquemática de un sistema eléctrico y de control ejemplar adecuado para su uso con la turbina eólica que se muestra en la Figura 1.

La Figura 4 ilustra una turbina eólica, un sistema de control y un módulo de simulación de acuerdo con una realización.

La Figura 5 ilustra un modelo para simular uno o dos subsistemas de una turbina eólica de acuerdo con las realizaciones.

15 La Figura 6 ilustra un submódulo para la simulación de un subsistema de una turbina eólica de acuerdo con una realización.

La Figura 7 ilustra un submódulo para la simulación de un sistema de paso de una turbina eólica de acuerdo con una realización.

20 La Figura 8 ilustra un submódulo para la simulación de un sistema generador de una turbina eólica de acuerdo con una realización.

La Figura 9 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con una realización.

La Figura 10 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con una realización otra realización.

25 La Figura 11 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con todavía otra realización.

La Figura 12 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con todavía otra realización.

30 La Figura 13 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con otra realización.

La Figura 14 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con todavía otra realización.

La Figura 15 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con otra realización.

Descripción detallada de la invención

35 A continuación se hará referencia en detalle a las diversas realizaciones, uno o más ejemplos de las que se ilustran en cada Figura. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación y no se entiende como una limitación. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de una realización se pueden utilizar en o en combinación con otras realizaciones para producir otras realizaciones adicionales. Se pretende que la presente divulgación incluya tales modificaciones y variaciones.

40 Las realizaciones descritas en la presente memoria incluyen un sistema de turbina eólica que incluye un módulo de simulación para simular un comportamiento y/o un tiempo de vida restante de la turbina eólica y/o un subsistema de la turbina eólica durante la operación normal lo que permite estimar si se requiere un mantenimiento y/o si un parámetro de operación de la turbina eólica se ha de cambiar.

45 Tal como se utiliza aquí, el término "pala" pretende ser representativo de cualquier dispositivo que proporcione una fuerza de reacción cuando está en movimiento con respecto a un fluido circundante. Tal como se utiliza aquí, la expresión "turbina eólica" pretende ser representativa de cualquier dispositivo que genere potencia de giro a partir de potencia eólica, y más específicamente, convierte la potencia de Cinética del viento en potencia mecánica. Tal como se utiliza aquí, la expresión "generador de viento" pretende ser representativa de cualquier turbina eólica que genere

energía eléctrica a partir de la potencia de giro generada a partir de potencia eólica, y más específicamente, convierte la potencia mecánica convertida de la potencia de Cinética del viento en energía eléctrica. Tal como se utiliza aquí, la expresión "subsistema de una turbina eólica" pretende ser representativo de un conjunto de elementos de la turbina eólica, que es un sistema en sí mismo y una parte de la turbina eólica. Los ejemplos incluyen, sin limitarse a los mismos, un sistema de paso, un sistema de guiñada, una caja de engranajes, un sistema generador, un sistema de conversión de potencia, un sistema transformador, una torre, una góndola, así como partes o combinaciones de los mismos. Por ejemplo, un eje de baja velocidad, la caja de engranajes, un eje de alta velocidad y el sistema generador son parte de un tren de transmisión formando también un subsistema de la turbina eólica. Normalmente, cualquier parte de la turbina eólica ilustrada en los dibujos y denotada con un número de referencia forma un subsistema de la turbina eólica. Los subsistemas pueden incluir y/o formarse por, respectivamente, un componente activo de la turbina eólica. Tal como se utiliza aquí, la expresión "componente activo de la turbina eólica" pretende ser representativa de un dispositivo de la turbina eólica para mover o controlar la turbina eólica o una parte de la turbina eólica. Normalmente, el componente activo de la turbina eólica se configura para recibir un punto de consigna de una condición del componente activo, el subsistema al que pertenece el componente activo y/o la turbina eólica, respectivamente. Por ejemplo, un sistema de paso como se ilustra en las Figuras 1 y 2 puede formar un subsistema con al menos una unidad de paso como un componente activo para cambiar un ángulo de paso de una pala. Durante la operación de la turbina eólica, un controlador de turbina emite normalmente puntos de consigna para el ángulo de paso al sistema de paso. Además, el componente activo de la turbina eólica se configura normalmente para cambiar la condición del componente activo, el subsistema al que pertenece el componente activo y/o la turbina eólica, respectivamente. Los ejemplos de componentes activos incluyen, sin limitarse a los mismos, conmutadores, un sistema de paso, un sistema de guiñada, una caja de engranajes, un sistema generador, un sistema de conversión de potencia, y un sistema transformador. Tal como se utiliza aquí, la expresión "condición" de una turbina eólica o una parte de la misma pretende ser representativa de un estado de operación, de un comportamiento, y/o un estado. El estado puede ser, por ejemplo, un grado de desgaste o un tiempo de operación de la turbina eólica y parte de la misma, respectivamente.

La Figura 1 es una vista en perspectiva de una turbina 10 de viento ejemplar. En la realización ejemplar, la turbina 10 de viento es una turbina eólica de eje horizontal. Como alternativa, la turbina 10 de viento puede ser una turbina eólica de eje vertical. En la realización ejemplar, la turbina 10 de viento incluye una torre 12 que se extiende desde un sistema 14 de soporte, una góndola 16 montada sobre la torre 12, y un rotor 18 que se acopla a la góndola 16. La góndola 16 incluye también al menos un mástil 58 meteorológico que incluye una veleta y anemómetro (ninguno muestra en la Figura 1). El rotor 18 incluye un cubo 20 giratorio y al menos una pala 22 del rotor acoplada a y que se extiende hacia fuera desde el cubo 20. En la realización ejemplar, el rotor 18 tiene tres palas 22 del rotor. En una realización alternativa, el rotor 18 incluye más o menos de tres palas 22 del rotor. En la realización ejemplar, la torre 12 se fabrica de acero tubular para definir una cavidad (no mostrada en la figura 1) entre el sistema 14 de soporte y la góndola 16. En una realización alternativa, la torre 12 es cualquier tipo adecuado de torre que tenga cualquier altura adecuada.

Las palas 22 del rotor están separadas alrededor de cubo 20 para facilitar el giro del rotor 18 para permitir que la potencia de Cinética se transfiera del viento en potencia mecánica útil, y posteriormente, en energía eléctrica. Las palas 22 del rotor se acoplan al cubo 20 mediante el acoplamiento de una porción 24 base de la pala al cubo 20 en una pluralidad de regiones 26 de transferencia de carga. Las regiones 26 de transferencia de carga tienen una región de transferencia de carga del cubo y una región de transferencia de carga de la pala (ninguna se muestra en la Figura 1). Las cargas inducidas a palas 22 del rotor se transfieren al cubo 20 a través de las regiones 26 de transferencia de carga.

En una realización, las palas 22 del rotor tienen una longitud que varía de aproximadamente 15 metros (m) a aproximadamente 91 m. Como alternativa, las palas 22 del rotor puede tener cualquier longitud adecuada que permita a la turbina 10 de viento operar como se describe aquí. Por ejemplo, otros ejemplos no limitativos de longitudes de pala incluyen 10 m o menos, 20 m, 37 m, o una longitud que es mayor que 91 m. Como el viento golpea las palas 22 del rotor desde una dirección 28, el rotor 18 se hace girar alrededor de un eje 30 de giro. Como las palas 22 del rotor se hacen girar y se someten a fuerzas centrífugas, las palas 22 del rotor se someten también a diversas fuerzas y momentos. Como tal, las palas 22 del rotor pueden desviarse y/o hacerse girar de una posición neutra, o no desviada a una posición desviada.

Por otra parte, un ángulo de paso o paso de palas de las palas 22 del rotor, es decir, un ángulo que determina una perspectiva de las palas 22 del rotor con respecto a la dirección 28 del viento, se puede cambiar por un sistema 32 de ajuste del paso para controlar la carga y la potencia generada por la turbina 10 de viento mediante el ajuste de una posición angular de al menos una pala 22 del rotor en relación con los vectores de viento. Los ejes 34 de paso para las palas 22 del rotor se muestran. Durante la operación de la turbina 10 de viento, el sistema 32 de regulación de paso puede cambiar un paso de pala de las palas 22 del rotor de tal manera que las palas 22 del rotor se mueven a una posición de bandera, de tal manera que la perspectiva de la al menos una pala 22 del rotor en relación con los vectores de viento proporciona un área mínima de la superficie de pala 22 del rotor que se orienta hacia los vectores de viento, lo que facilita la reducción de una velocidad de giro del rotor 18 y/o facilita la parada del rotor 18.

En la realización ejemplar, un paso de pala de cada pala 22 del rotor se controla individualmente por un sistema 36 de control. Como alternativa, el paso de palas para todas las palas 22 del rotor se puede controlar simultáneamente

por el sistema 36 de control. Además, en la realización ejemplar, puesto que la dirección 28 cambia, una dirección de guiñada de la góndola 16 se puede controlar sobre un eje de guiñada para situar las palas 22 del rotor con respecto a la dirección 28.

En la realización ejemplar, el sistema 36 de control se muestra como estando centralizado dentro de la góndola 16, sin embargo, el sistema 36 de control puede ser un sistema distribuido en toda la turbina 10 de viento, en el sistema 14 de soporte, dentro de un parque eólico, y/o en un centro de control remoto. El sistema 36 de control incluye un procesador 40 configurado para realizar los procedimientos y/o etapas que se describen en la presente memoria. Además, muchos de los otros componentes descritos en la presente memoria incluyen un procesador. Tal como se utiliza aquí, la expresión "procesador" 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 controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador lógico programable (PLC), un circuito integrado de aplicación específica, y otros circuitos programables, y estas expresiones se utilizan indistintamente en la presente memoria. Se debe entender que un procesador y/o un sistema de control pueden también incluir memoria, canales de entrada y/o canales de salida.

En las realizaciones descritas en la presente memoria, la memoria puede incluir, sin limitación, un medio legible por ordenador, tal como una memoria de acceso aleatorio (RAM), y un medio no volátil legible por ordenador, tal como una memoria flash. Como alternativa, un disquete, una memoria de disco compacto de solo lectura (CD-ROM), un disco magneto-óptico (MOD), y/o un disco versátil digital (DVD) se pueden utilizar también. Además, en las realizaciones descritas en la presente memoria, los canales de entrada incluyen, sin limitación, sensores y/o periféricos de ordenador asociados con una interfaz de operador, tales como un ratón y un teclado. Además, en la realización ejemplar, los canales de salida pueden incluir, sin limitación, un dispositivo de control, un monitor de interfaz de operador y/o una pantalla.

Los procesadores describen aquí la información de procedimiento transmitida desde una pluralidad de dispositivos eléctricos y electrónicos que pueden incluir, sin limitación, sensores, accionadores, compresores, sistemas de control, y/o dispositivos de monitorización. Tales procesadores pueden estar ubicados físicamente en, por ejemplo, un sistema de control, un sensor, un dispositivo de control, un ordenador de sobremesa, un ordenador portátil, un gabinete de controlador lógico programable (PLC), y/o un gabinete de sistema de control distribuido (DCS). La memoria RAM y los dispositivos de almacenamiento almacenan y transfieren la información y las instrucciones a ser ejecutadas por el uno o más procesadores. La memoria RAM y los dispositivos de almacenamiento se pueden utilizar también para almacenar y proporcionar variables temporales, información estática (es decir, no cambiante) e instrucciones, u otra información intermedia a los procesadores durante la ejecución de las instrucciones por el uno o más procesadores. Las instrucciones que se ejecutan pueden incluir, sin limitación, ordenes de control del sistema de control de la turbina eólica. La ejecución de secuencias de instrucciones no se limita a ninguna combinación específica de circuitos de hardware e instrucciones de software.

La Figura 2 es una vista en sección ampliada de una porción de la turbina 10 de viento. En la realización ejemplar, la turbina 10 de viento incluye góndola 16 y el cubo 20 que se acopla de forma giratoria a la góndola 16. Más específicamente, el cubo 20 se acopla de forma giratoria a un generador 118 eléctrico situado dentro de la góndola 16 por el eje 44 del rotor (a veces referido ya sea como eje principal o eje de baja velocidad), una caja 11 de engranajes, un eje 48 de alta velocidad, y un acople 50. En la realización ejemplar, el eje 44 del rotor se dispone de forma coaxial con el eje 116 longitudinal. El giro del eje 44 del rotor acciona de forma giratoria la caja 46 de engranajes que, posteriormente, acciona el eje 48 de alta velocidad. El eje 48 de alta velocidad acciona de forma giratoria el generador 118 con el acople 50 y el giro del eje 48 de alta velocidad facilita la producción de energía eléctrica por el generador 118. La caja 46 de engranajes y el generador 118 se soportan por un soporte 52 y un soporte 54. En la realización ejemplar, la caja 46 de engranajes utiliza una geometría de trayectoria doble para accionar el eje 48 de alta velocidad. Como alternativa, el eje 44 del rotor se acopla directamente al generador 118 con el acople 50.

La góndola 16 incluye también un mecanismo 56 de accionamiento de guiñada que se puede utilizar para girar la góndola 16 y el cubo 20 en el eje 38 de guiñada (que se muestra en la Figura 1) para controlar la perspectiva de las palas 22 del rotor con respecto a la dirección 28 del viento. La góndola 16 incluye también al menos un mástil 58 meteorológico que incluye una veleta y anemómetro (ninguno se muestra en la Figura 2). El mástil 58 proporciona información al sistema 36 de control que puede incluir la dirección del viento y/o la velocidad del viento. En la realización ejemplar, la góndola 16 incluye también un cojinete 60 de soporte delantero principal y un cojinete 62 de soporte trasero principal.

El cojinete 60 de soporte delantero y el cojinete 62 de soporte trasero facilitan el soporte y alineación radial del eje 44 del rotor. El cojinete 60 de soporte delantero se acopla al eje 44 del rotor alrededor del cubo 20. El cojinete 62 de soporte trasero se coloca en el eje 44 del rotor cerca de la caja 46 de engranajes y/o el generador 118. Como alternativa, la góndola 16 incluye cualquier número de cojinetes de soporte que permiten que la turbina 10 de viento opere como se describe aquí. El eje 44 del rotor, el generador 118, la caja 46 de engranajes, el eje 48 de alta velocidad, el acople 50, y cualquier dispositivo de fijación, soporte y/o seguridad asociado incluyendo, pero sin limitarse a, el soporte 52 y/o el soporte 54, y el cojinete 60 de soporte delantero y el cojinete 62 de soporte trasero, se refieren a veces como tren 64 de transmisión.

En la realización ejemplar, el cubo 20 incluye un conjunto 66 de paso. El conjunto 66 de paso incluye uno o más sistemas 68 de accionamiento de paso y al menos un sensor 70. Cada sistema 68 de accionamiento de paso se acopla a una pala 22 del rotor respectiva (mostrado en la Figura 1) para modular el paso de pala de la pala 22 del rotor asociada a lo largo del eje 34 de paso. El sensor 70 se puede configurar para medir un ángulo de paso correspondiente de la pala 22 del rotor asociada. Solo uno de los tres sistemas 68 de accionamiento de paso se muestra en la Figura 2.

En la realización ejemplar, el conjunto 66 de paso incluye al menos un cojinete 72 de paso acoplado al cubo 20 y a la pala 22 del rotor respectiva (mostrado en la Figura 1) para hacer girar la pala 22 del rotor respectiva sobre el eje 34 de paso. El sistema 68 de accionamiento de paso incluye un motor 74 de accionamiento de paso, la caja 76 de engranajes de accionamiento de paso, y un piñón 78 de accionamiento de paso. El motor 74 de accionamiento de paso se acopla a la caja 76 de engranajes de accionamiento de paso de tal manera que el motor 74 de accionamiento de paso imparte una fuerza mecánica a la caja 76 de engranajes de accionamiento de paso. La caja 76 de engranajes de accionamiento de paso se acopla al piñón 78 de accionamiento de paso de tal manera que el piñón 78 de accionamiento de paso se hace girar mediante la caja 76 de engranajes de accionamiento de paso. El cojinete 72 de paso se acopla al piñón 78 de accionamiento de paso de tal manera que el giro del piñón 78 de accionamiento de paso provoca el giro del cojinete 72 de paso. Más específicamente, en la realización ejemplar, el piñón 78 de accionamiento de paso se acopla al cojinete 72 de paso de tal manera que el giro de la caja 76 de engranajes de accionamiento de paso hace girar el cojinete 72 de paso y la pala 22 del rotor alrededor del eje 34 de paso para cambiar el paso de palas de la pala 22.

El sistema 68 de accionamiento de paso se acopla al sistema 36 de control para ajustar el paso de palas de la pala 22 del rotor tras la recepción de una o más señales procedentes del sistema 36 de control. En la realización ejemplar, el motor 74 de accionamiento de paso es cualquier motor adecuado accionado por energía eléctrica y/o un sistema hidráulico que permite la operación de un conjunto 66 de paso como se describe aquí. Como alternativa, el conjunto 66 de paso puede incluir cualquier estructura, configuración, disposición y/o componentes adecuados, tales como, pero sin limitarse a, cilindros hidráulicos, resortes, y/o servomecanismos. Por otra parte, el conjunto 66 de paso se puede accionar por cualquier medio adecuado tal como, pero sin limitarse a, fluido hidráulico, y/o potencia mecánica, tal como, pero sin limitarse a, fuerzas elásticas inducidas y/o fuerzas electromagnéticas. En ciertas realizaciones, el motor 74 de accionamiento de paso se acciona por la potencia extraída de una inercia de giro del cubo 20 y/o una fuente de potencia almacenada (no mostrada) que suministra potencia a los componentes de la turbina 10 de viento.

El conjunto 66 de paso incluye también uno o más sistemas 80 de control de exceso de velocidad para el control del sistema 68 de accionamiento de paso durante el exceso de velocidad del rotor. En la realización ejemplar, el conjunto 66 de paso incluye al menos un sistema 80 de control de exceso de velocidad acoplado en comunicación con el sistema 68 de accionamiento de paso respectivo para el control del sistema 68 de accionamiento de paso de forma independiente del sistema 36 de control. En una realización, el conjunto 66 de paso incluye una pluralidad de sistemas 80 de control de exceso de velocidad que están, cada uno, acoplados en comunicación con el sistema 68 de accionamiento de paso respectivo para operar el sistema 68 de accionamiento de paso respectivo de forma independiente del sistema 36 de control. El sistema 80 de control de exceso de velocidad se acopla también en comunicación con el sensor 70. En la realización ejemplar, el sistema 80 de control de exceso de velocidad se acopla con el sistema 68 de accionamiento de paso y con el sensor 70 con una pluralidad de cables 82. Como alternativa, el sistema 80 de control de exceso de velocidad se acopla en comunicación con el sistema 68 de accionamiento de paso y el sensor 70 utilizando cualquier dispositivo de comunicación por cable y/o inalámbrica adecuado. Durante la operación normal de la turbina 10 de viento, el sistema de control del sistema 36 controla el sistema 68 de accionamiento de paso para ajustar un paso de la pala 22 del rotor. Normalmente, la turbina 10 de viento alimenta potencia activa y/o reactiva en una red durante su operación normal, por ejemplo, en un parque eólico. En una realización, cuando el rotor 18 opera a una velocidad excesiva del rotor, el sistema 80 de control de exceso de velocidad anula el sistema 36 de control, de tal manera que el sistema 36 de control ya no controla el sistema 68 de accionamiento de paso y el sistema 80 de control de exceso de velocidad controla el sistema 68 de accionamiento de paso para mover la pala 22 del rotor a una posición bandera para ralentizar el giro del rotor 18.

Un generador 84 de potencia se acopla al sensor 70, al sistema 80 de control de exceso de velocidad, y al sistema 68 de accionamiento de paso para proporcionar una fuente de potencia al conjunto 66 de paso. En la realización ejemplar, el generador 84 de potencia proporciona una fuente continua de potencia al conjunto 66 de paso durante la operación de la turbina 10 de viento. En una realización alternativa, el generador 84 de potencia proporciona potencia para el conjunto 66 de paso durante un evento de pérdida de energía eléctrica en la turbina 10 de viento. El evento de pérdida de energía eléctrica puede incluir la pérdida de la red de energía eléctrica, mal funcionamiento del sistema eléctrico de la turbina, y/o fallo del sistema 36 de control de la turbina eólica. Durante el evento de pérdida de energía eléctrica, el generador 84 de potencia opera para proporcionar energía eléctrica al conjunto 66 de paso de tal manera que el conjunto 66 de paso puede operar durante el evento de pérdida de energía eléctrica.

En la realización ejemplar, el sistema 68 de accionamiento de paso, el sensor 70, el sistema 80 de control de exceso de velocidad, los cables 82, y el generador 84 de potencia están cada uno situado en una cavidad 86 definida por una superficie 88 interior del cubo 20. En una realización particular, el sistema 68 de accionamiento de paso, el sensor 70, el sistema 80 de control de exceso de velocidad, los cables 82, y/o el generador 84 de potencia se

acoplan, directa o indirectamente, a la superficie 88 interior. En una realización alternativa, el sistema 68 de accionamiento de paso, el sensor 70, el sistema 80 de control de exceso de velocidad, los cables 82, y el generador 84 de potencia se colocan con respecto a una superficie 90 exterior del cubo 20 y se pueden acoplar, directa o indirectamente, a la superficie 90 exterior.

La Figura 3 es una vista esquemática de un sistema 200 eléctrico y de control ejemplar que se puede utilizar con la turbina 10 de viento. El rotor 18 incluye palas 22 acopladas al cubo 20. El rotor 18 incluye también un eje 112 de baja velocidad acoplado de forma giratoria al cubo 20. El eje 112 de baja velocidad se acopla a una caja 114 de engranajes de intensificación que se configura para intensificar la velocidad de giro del eje 112 de baja velocidad y transferir esa velocidad a un eje 116 de alta velocidad. En la realización ejemplar, la caja 114 de engranajes tiene una relación de intensificación de aproximadamente 70:1. Por ejemplo, el eje 112 de baja velocidad que gira a aproximadamente 20 revoluciones por minuto (rpm) acoplado a la caja 114 de engranajes con una de relación de intensificación de aproximadamente 70:1 genera una velocidad del eje 116 de alta velocidad de aproximadamente 1400 rpm. Como alternativa, la caja 114 de engranajes tiene cualquier relación de intensificación adecuada que facilite la operación de la turbina 100 de viento como se describe aquí. Como una alternativa adicional, la turbina 10 de viento incluye un generador de accionamiento directo que se acopla de manera giratoria al rotor 106 sin ninguna caja de engranajes intermedia.

El eje 116 de alta velocidad se acopla de manera giratoria al generador 118. A continuación, el generador 118 se conoce también como sistema generador. En la realización ejemplar, el generador 118 es un generador de rotor bobinado, trifásico, de inducción de doble alimentación (asíncrono) (DFIG) que incluye un estator 120 del generador magnéticamente acoplado a un rotor 122 del generador. En una realización alternativa, del rotor 122 del generador incluye una pluralidad de imanes permanentes en lugar de devanados del rotor.

El sistema 200 eléctrico y de control 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 (ninguno se muestra en la Figura 3). Como se utiliza en la presente memoria, la expresión ordenador no se limita a 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 de aplicación específica, y otros circuitos programables (ninguno se muestra en la Figura 3), y estas expresiones se utilizan indistintamente en la presente memoria. En la realización ejemplar, la memoria puede incluir, pero no se limita a, un medio legible por ordenador, tal como una memoria de acceso aleatorio (RAM) (ninguno se muestra en la Figura 3). Como alternativa, uno o más dispositivos de almacenamiento, como un disquete, un disco compacto de solo lectura (CD-ROM), un disco magneto-óptico (MOD), y/o un disco digital versátil (DVD) (ninguno se muestra en la Figura 3) se puede utilizar también. También, en la realización ejemplar, los canales de entrada adicionales (no se muestran en la Figura 3) pueden ser, pero no se limitan a, periféricos de ordenador asociados con una interfaz de operador, tales como un ratón y un teclado (no se muestra en la Figura 3). Además, en la realización ejemplar, los canales de salida adicionales pueden incluir, pero no se limitan a, un monitor de interfaz de operador (no se muestra en la Figura 3).

Los procesadores par el controlador 202 de turbina procesan la información transmitida desde una pluralidad de dispositivos eléctricos y electrónicos que pueden incluir, pero no se limitan a, transductores de tensión y corriente. La memoria RAM y/o dispositivos de almacenamiento almacenan y transfieren la información e instrucciones a ser ejecutadas por el procesador. La memoria RAM y/o dispositivos de almacenamiento se pueden utilizar también para almacenar y proporcionar variables temporales, información estática (es decir, no cambiantes) e instrucciones, u otra información intermedia a los procesadores durante la ejecución de las instrucciones por los procesadores. Las instrucciones que se ejecutan incluyen, pero no se limitan a, algoritmos de conversión y/o de comparación residentes. La ejecución de secuencias de instrucciones no se limita a ninguna combinación específica de circuitos de hardware e instrucciones de software.

El estator 120 del generador se acopla eléctricamente a un conmutador 206 de sincronización del estator a través de un bus 208 del estator. En una realización ejemplar, para facilitar la configuración DFIG, el rotor 122 del generador se acopla eléctricamente a un conjunto 210 de conversión de potencia bidireccional a través de un bus 212 del rotor. Como alternativa, el rotor 122 del generador se acopla eléctricamente al bus 212 del rotor a través de cualquier otro dispositivo que facilite la operación del sistema 200 eléctrico y de control como se describe aquí. Como una alternativa adicional, el sistema 200 eléctrico y de control se configura como un sistema de conversión de potencia total (no mostrado) que incluye un conjunto de conversión de potencia total (no se muestra en la Figura 3) similar en diseño y operación al conjunto 210 de conversión de potencia y acoplado eléctricamente al estator 120 del generador. El conjunto de conversión de potencia total facilita la canalización de la energía eléctrica entre el estator 120 del generador y una red de transmisión y distribución de energía eléctrica (no mostrada). En la realización ejemplar, el bus 208 del estator transmite la potencia trifásica del estator 120 del generador al conmutador 206 de sincronización del estator. El bus 212 del rotor transmite la potencia trifásica del rotor 122 del generador al conjunto 210 de conversión de potencia. En la realización ejemplar, el conmutador 206 de sincronización del estator se acopla eléctricamente a un disyuntor 214 del transformador principal a través de un bus 216 del sistema. En una realización alternativa, uno o más fusibles (no mostrados) se utilizan en lugar del disyuntor 214 del transformador principal. En otra realización, ni los fusibles ni el disyuntor 214 del transformador principal se utiliza.

El conjunto 210 de conversión de potencia incluye un filtro 218 del rotor que se acopla eléctricamente al rotor 122 del generador a través del bus 212 del rotor. Un bus 219 del filtro del rotor acopla eléctricamente el rotor 218 a un convertidor 220 de potencia en el lado del rotor, y el convertidor 220 de potencia en el lado del rotor se acopla eléctricamente a un convertidor 222 de potencia en el lado de la línea. El convertidor 220 de potencia en el lado del rotor y el convertidor 222 de potencia en el lado de la línea son puentes convertidores de potencia que incluyen semiconductores de potencia (no mostrados). En la realización ejemplar, el convertidor 220 de potencia en el lado del rotor y el convertidor 222 de potencia en el lado de la línea se configuran en una configuración de modulación trifásica, de ancho de impulso (PWM) que incluye dispositivos de conmutación de transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT) (no mostrados en la Figura 3) que operan como se conoce en la técnica. Como alternativa, el convertidor 220 de potencia en el lado del rotor y el convertidor 222 de potencia en el lado de la línea tienen cualquier configuración que utilice cualquier dispositivo de conmutación que facilite la operación del sistema 200 eléctrico y de control como se describe aquí. El conjunto 210 de conversión de potencia se acopla en comunicación electrónica de datos con el controlador 202 de turbina para controlar la operación del convertidor 220 de potencia en el lado del rotor y del convertidor 222 de potencia en el lado de la línea.

En la realización ejemplar, un bus 223 del convertidor de potencia en el lado de la línea acopla eléctricamente convertidor 222 de potencia en el lado de la línea a un filtro 224 de línea. Además, un bus 225 de la línea acopla eléctricamente el filtro 224 de línea a un contactor 226 de línea. Por otra parte, el contactor 226 de línea se acopla eléctricamente a un disyuntor 228 de conversión a través de un bus 230 del disyuntor de conversión. Además, el disyuntor 228 de conversión se acopla eléctricamente al disyuntor 214 del transformador principal a través del bus 216 del sistema y un bus 232 de conexión. Como alternativa, el filtro 224 de línea se acopla eléctricamente al bus 216 del sistema directamente a través del bus 232 de conexión e incluye cualquier esquema de protección adecuado (no mostrado) configurado para tener en cuenta la eliminación del contactor 226 de línea y el disyuntor 228 de conversión del sistema 200 eléctrico y de control. El disyuntor 214 del transformador principal se acopla eléctricamente a un transformador 234 de energía eléctrica principal a través de un bus 236 en el lado del generador. El transformador 234 principal se acopla eléctricamente a un disyuntor 238 de red a través de un bus 240 en el lado del disyuntor. El disyuntor 238 de red se conecta a la red de transmisión y distribución de energía eléctrica a través de un bus 242 de red. En una realización alternativa, el transformador 234 principal se acopla eléctricamente a uno o más fusibles (no mostrados), en lugar de a al disyuntor 238 de red, a través del bus 240 en el lado del disyuntor. En otra realización, no se utilizan ni fusibles ni el disyuntor 238 de red, sino más bien el transformador 234 principal se acopla a la red de transmisión y distribución de energía eléctrica a través del bus 240 en el lado del disyuntor y el bus 242 de red.

En la realización ejemplar, el convertidor 220 de potencia en el lado del rotor se acopla en comunicación eléctrica con convertidor 222 de potencia en el lado de la línea a través de una única conexión 244 de corriente continua (CC). Como alternativa, el convertidor 220 de potencia en el lado del rotor y el convertidor 222 de potencia en el lado de la línea se acoplan eléctricamente a través de conexiones CC individuales y separadas (no mostradas en la Figura 3). La conexión 244 de CC incluye un carril 246 positivo, un carril 248 negativo, y al menos un condensador 250 acoplado entre el carril 246 positivo y el carril 248 negativo. Como alternativa, el condensador 250 incluye uno o más condensadores configurados en serie y/o en paralelo entre el carril 246 positivo y el carril 248 negativo.

El controlador 202 de turbina se configura para recibir una pluralidad de señales de medición de corriente eléctrica y tensión de un primer conjunto de sensores 252 tensión y de corriente eléctrica. Por otra parte, el controlador 202 de turbina se configura para monitorizar y controlar al menos algunas de las variables operativas asociadas con la turbina 100 de viento. En la realización ejemplar, cada uno de tres sensores 252 de tensión y corriente eléctrica se acopla eléctricamente a cada una de las tres fases del bus 242 de red. Como alternativa, los sensores 252 de tensión y corriente eléctrica se acoplan eléctricamente al bus 216 del sistema. Como otra alternativa, los sensores 252 de tensión y corriente eléctrica se acoplan eléctricamente a cualquier porción del sistema 200 eléctrico y de control que facilite la operación del sistema 200 eléctrico y de control como se describe aquí. Como otra alternativa adicional, el controlador 202 de turbina se configura para recibir cualquier número de señales de medición de corriente eléctrica y tensión procedente de cualquier número de sensores 252 de tensión y corriente eléctrica, incluyendo, pero sin limitarse a, una señal de medición de tensión y corriente eléctrica de un transductor.

Como se muestra en la Figura 3, el sistema 200 eléctrico y de control incluye también un controlador 252 del convertidor que se configura para recibir una pluralidad de señales de medición de tensión y corriente eléctrica. Por ejemplo, en una realización, el controlador 252 del convertidor recibe las señales de medición de tensión y corriente eléctrica de un segundo conjunto de sensores 254 de tensión y corriente eléctrica acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 208 del estator. El controlador 252 del convertidor recibe un tercer conjunto de señales de medición de tensión y corriente eléctrica procedentes de un tercer conjunto de sensores 256 de tensión y corriente eléctrica acoplados en comunicación electrónica de datos con bus 212 del rotor. El controlador 262 del convertidor recibe también un cuarto conjunto de señales de medición de tensión y corriente eléctrica de un cuarto conjunto de sensores 264 de tensión y corriente eléctrica acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 230 del disyuntor de conversión. El segundo conjunto de sensores 254 de tensión y corriente eléctrica es sustancialmente similar al primer conjunto de sensores 252 de tensión y corriente eléctrica, y el cuarto conjunto de sensores 264 de tensión y corriente eléctrica es sustancialmente similar al tercer conjunto de sensores 256 de tensión y corriente eléctrica. El controlador 262 del convertidor es sustancialmente similar al controlador 202 de turbina y se acopla en comunicación electrónica de datos con el controlador 202 de turbina. Además, en la

realización ejemplar, el controlador 262 del convertidor está físicamente integrado dentro del conjunto 210 de conversión de potencia. Como alternativa, el controlador 262 del convertidor tiene cualquier configuración que facilite la operación del sistema 200 eléctrico y de control como se describe aquí.

Durante la operación, el viento impacta sobre las palas 22 y las palas 22 transforman la potencia del viento en un par de giro mecánico que acciona de forma giratoria el eje 112 de baja velocidad a través de cubo 20. El eje 112 de baja velocidad acciona la caja 114 de engranajes que intensifica posteriormente la baja velocidad de giro del eje 112 de baja velocidad para accionar el eje 116 de alta velocidad a una mayor velocidad de giro. El eje 116 de alta velocidad acciona de forma giratoria el rotor 122 del generador. Un campo magnético giratorio se induce por el rotor 122 del generador y una tensión se induce dentro de estator 120 del generador que se acopla magnéticamente al rotor 122 del generador.

El generador 118 convierte la potencia mecánica de giro en una señal de energía eléctrica sinusoidal, de corriente alterna (CA) trifásica en el estator 120 del generador. La energía eléctrica asociada se transmite al transformador 234 principal a través del bus 208 del estator, el conmutador 206 de sincronización del estator, el bus 216 del sistema, el disyuntor 214 del transformador principal y el bus 236 en el lado del generador. El transformador 234 intensifica la amplitud de tensión de la energía eléctrica, y la energía eléctrica transformada se transmite además a una red del bus 240 en el lado del disyuntor, el disyuntor 238 del circuito de red y el bus 242 de red.

En la realización ejemplar, se proporciona una segunda trayectoria de transmisión de energía eléctrica. La energía eléctrica, trifásica sinusoidal, de CA 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 energía eléctrica se transmite al filtro 218 del rotor y la energía eléctrica se modifica para la tasa de cambio de las señales PWM asociadas con el convertidor 220 de potencia en el lado del rotor. El convertidor 220 de potencia en el lado del rotor actúa como un rectificador y rectifica la potencia de CA a potencia de CC trifásica, sinusoidal. La potencia de CC se transmite en la conexión 244 de CC. El condensador 250 facilita la atenuación de variaciones de amplitud de tensión de la conexión 244 de CC, facilitando la atenuación de una ondulación CC asociada con la rectificación de CA.

La potencia de CC se transmite posteriormente de conexión 244 de CC al convertidor 222 de potencia en el lado de la línea y el convertidor 222 de potencia en el lado de la línea actúa como un inversor configurado para convertir la energía eléctrica CC de la conexión 244 de CC a de tres fases en energía eléctrica de CA trifásica, sinusoidal con tensiones, corrientes, y frecuencias predeterminadas. Esta conversión se sigue y controla mediante el controlador 252 del convertidor. La potencia de CA convertida se transmite del convertidor 222 de potencia en el lado de la línea al bus 216 del sistema a través del bus 223 del convertidor de potencia en el lado de la línea y el bus 22 de línea5, el contactor 226 de línea, 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 energía eléctrica transmitida desde el convertidor 222 de potencia en el lado de la línea. El conmutador 206 de sincronización del estator se configura 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.

El disyuntor 228 de conversión, el disyuntor 214 del transformador principal, y el disyuntor 238 de red se configuran para desconectar los buses correspondientes, por ejemplo, cuando el flujo de corriente excesiva puede dañar los componentes del sistema 200 eléctrico y de control. Además, se proporcionan también componentes de protección que incluyen el contactor 226 de línea, que se puede controlar para formar una desconexión mediante la apertura de un conmutador (no mostrado en la Figura 3) correspondiente a cada línea del bus 225 de línea.

El conjunto 210 de conversión de potencia compensa o ajusta la frecuencia de la potencia trifásica del rotor 122 del generador para los cambios, por ejemplo, en la velocidad del viento en el cubo 110 y las palas 108. Por lo tanto, de esta manera, las frecuencias mecánicas y eléctricas del rotor se desacoplan de la frecuencia del estator.

En algunas condiciones, las características bidireccionales del conjunto 210 de conversión de potencia, y específicamente, las características bidireccionales del convertidor 220 de potencia en el lado del rotor y el convertidor 222 de potencia en el lado de la línea, facilitan la retroalimentación de al menos parte de la energía eléctrica generada en el rotor 122 del generador. Más específicamente, la energía eléctrica se transmite del 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 en el conjunto 210 de conversión de potencia. Dentro del conjunto 210 de conversión de potencia, la energía eléctrica se transmite a través del contactor 226 de línea, el bus 225 de línea y el bus 223 del convertidor de potencia en el lado de línea al convertidor 222 de potencia en el lado de línea. El convertidor 222 de potencia en el lado de línea actúa como un rectificador y rectifica la potencia de CA a CC trifásica sinusoidal. La potencia de CC se transmite a la conexión 244 de CC. El condensador 250 facilita la atenuación de las variaciones de amplitud de tensión de la conexión 244 de CC atenuando una ondulación de CC a veces asociada con la rectificación de CA trifásica.

La potencia de CC se transmite posteriormente de la conexión 244 de CC al convertidor 220 de potencia en el lado del rotor y el convertidor 220 de potencia en el lado del rotor actúa como un inversor configurado para convertir la energía eléctrica de CC transmitida de la conexión 244 de CC en una energía eléctrica de CA trifásica, sinusoidal

con tensiones, corrientes y frecuencias predeterminadas. Esta conversión se sigue y controla mediante el controlador 252 del convertidor. La potencia de CA convertida se transmite desde el convertidor 220 de potencia en el lado del rotor al filtro 218 del rotor a través del bus 219 del filtro del rotor y se transmite posteriormente al rotor 122 del generador a través del bus 212 del rotor, facilitando de ese modo una operación sub-síncrona.

- 5 El conjunto 210 de conversión de potencia se configura para recibir señales de control del controlador 202 de turbina. Las señales de control se basan en condiciones detectadas o características operativas de la turbina 100 eólica y del sistema 200 eléctrico y de control. Las señales de control se reciben por el controlador 202 de turbina y se utilizan para controlar la operación del conjunto 210 de conversión de potencia. El sistema 200 eléctrico y de control puede utilizar la información de uno o más sensores para controlar el conjunto 210 de conversión de potencia a través del controlador 262 del convertidor que incluye, por ejemplo, el bus 230 del disyuntor de conversión, retroalimentaciones de tensiones y corrientes del bus del estator y del bus del rotor a través del segundo conjunto de sensores 254 de tensión y corriente eléctrica 254, el tercer conjunto de sensores 256 de tensión y corriente eléctrica y el cuarto conjunto de sensores 264 de tensión y corriente eléctrica. Utilizando esta información de retroalimentación, y por ejemplo, las señales de control de conmutación, las señales de control del conmutador de sincronización del estator y las señales de control (disparo) del disyuntor del sistema pueden generarse de cualquier forma conocida. Por ejemplo, para un transitorio de tensión de red con características predeterminadas, el controlador 262 del convertidor suspenderá al menos temporalmente la conducción de los IGBT dentro del convertidor 222 de potencia en el lado de la línea. Dicha suspensión de la operación del convertidor 222 de potencia en el lado de la línea atenuará sustancialmente la energía eléctrica que se canaliza a través del conjunto 210 de conversión de potencia a aproximadamente cero.

La Figura 4 muestra un sistema 350 de control de una turbina 11 eólica de acuerdo con una realización. El sistema 350 de control se configura para controlar la turbina 11 eólica y los subsistemas de la turbina 11 eólica, respectivamente.

- 25 De acuerdo con una realización, el sistema 350 de control incluye un módulo 400 de control para controlar la turbina 11 eólica y un sistema 360 para monitorizar la turbina 11 eólica durante su operación, es decir, un sistema 360 de monitorización. El sistema 360 de monitorización incluye un módulo 300 de simulación para simular un comportamiento de la turbina 11 eólica. En la realización ejemplar representada en la Figura 4, un controlador 202 de turbina controla, como parte del módulo 400 de control, un mecanismo de accionamiento de guiñada o sistema 56 de accionamiento de guiñada, un conjunto 66 de paso que incluye uno o más sistemas de accionamiento de paso, una caja 114 de engranajes, un generador 118, conmutadores como un conmutador 206 de sincronización, un conjunto 210 de conversión de potencia que puede incluir un transformador de energía eléctrica principal (no mostrado en la Figura 4), y más subsistemas de la turbina 11 eólica, tales como, por ejemplo, un componente 92 hidráulico de un disyuntor.

- 35 Un sistema 100 mecánico de la turbina 11 eólica incluye normalmente al menos partes del sistema 56 de accionamiento de guiñada, el conjunto 66 de paso, la caja 114 de engranajes, y el generador 118. Otras partes del sistema 56 de accionamiento de guiñada, el conjunto 66 de paso, la caja 114 de engranajes y el generador 118 se forman normalmente junto con el conmutador 206 de sincronización y el conjunto 210 de conversión de potencia, una parte de un sistema eléctrico de la turbina 11 eólica. El sistema mecánico y/o el sistema eléctrico de la turbina 11 eólica pueden incluir todos los subsistemas explicados con referencia a la Figura 1 a 3. En consecuencia, el controlador 202 de turbina puede controlar todos los subsistemas explicados con referencia a las Figuras 1 a 3.

Como se indica por las flechas en la Figura 4, controlador 202 de turbina se configura normalmente para emitir órdenes a los subsistemas para cambiar una condición del subsistema respectivo y recibir señales desde los sensores respectivos sobre las condiciones reales de los subsistemas. Con fines de claridad, los sensores de los subsistemas no se ilustran en la Figura 4.

- 45 Además, cada subsistema puede incluir varios componentes activos. Por ejemplo, el conjunto 66 de paso incluye, normalmente, un sistema de accionamiento de paso y un sensor para medir el ángulo de paso de cada pala del rotor.

- 50 Para controlar una turbina 11 eólica, el controlador 202 de turbina se configura normalmente para emitir valores y/o secuencias de puntos de consigna a los subsistemas que tienen al menos un componente activo para iniciar el cambio de un comportamiento y/o un estado de operación del subsistema respectivo. Los valores de consigna pueden, por ejemplo, referirse a ángulos de paso del conjunto 66 de paso, un ángulo de guiñada del mecanismo 56 de accionamiento de guiñada, un par o corriente del generador 118, una energía eléctrica activa del conjunto 210 de conversión de potencia, y una energía eléctrica reactiva del conjunto 210 de conversión de potencia, por mencionar solo unos pocos.

- 55 Además, el controlador 202 de turbina recibe normalmente datos sobre la condición del viento de un sensor, por ejemplo, un anemómetro 59. El anemómetro 59 mide normalmente la velocidad del viento y la dirección del viento y transmite estos datos al controlador 202 de turbina. Como alternativa, o además, un cizallamiento del viento del sensor de temperatura del aire, y/o un sensor de densidad del aire pueden enviar sus datos a controlador 202 de turbina. El controlador 202 de turbina se puede configurar para calcular los valores derivados de las señales de

sensor recibidas tales como valores medios y momentos más elevados, por ejemplo, el valor medio y la varianza de la velocidad del viento. Las señales de sensores medidas y/o procesadas de las condiciones externas pueden utilizarse para controlar directamente la turbina eólica y/o como entradas del módulo 300 de simulación.

- En la realización ejemplar ilustrada en la Figura 4, el controlador 202 de turbina se configura para intercambiar información con una unidad 203 del simulador del módulo 300 de simulación. Para asegurar una operación en tiempo real independiente del controlador 202 de turbina, el módulo 300 de simulación y la unidad 203 del simulador, respectivamente, se instalan normalmente en la turbina 11 eólica como un controlador independiente en comunicación con el controlador 202 de turbina. Normalmente, la unidad 203 del simulador se utiliza para monitorizar una condición de la turbina 11 eólica e incluye un procesador o procesadores lo suficientemente potente para simular el comportamiento de al menos un subsistema de la turbina 11 eólica en tiempo real o con solo pequeños retrasos de hasta unos pocos segundos, más normalmente con retrasos por debajo de un segundo o incluso por debajo de 100 ms. La unidad 203 del simulador puede incluso configurarse para simular el comportamiento de varios subsistemas o de todos los subsistemas de la turbina 11 eólica en tiempo real o con solo pequeños retrasos de hasta unos pocos segundos, más normalmente con retrasos inferiores a un segundo.
- En otras realizaciones, un sistema de control común suficientemente potente computacionalmente se puede operar tanto como un controlador 202 de turbina y como una unidad 203 del simulador. Las funciones del controlador 202 de turbina y de la unidad 203 del simulador, es decir, del módulo 300 de simulación y del módulo 400 de control, pueden, por ejemplo, realizarse como hilos respectivos en un ordenador del sistema de control común o en diferentes tarjetas enchufables del sistema de control común.
- Sin embargo, el módulo 300 de simulación y la unidad 203 del simulador pueden, respectivamente, instalarse también fuera de la turbina 11 eólica, por ejemplo, en el centro de procesamiento de datos lo que puede simular varias turbina eólica en paralelo.
- Durante la operación de la turbina 11 eólica, el controlador 202 de turbina envía normalmente los puntos de consigna a los subsistemas y las señales recibidas desde el subsistema y los sensores, respectivamente, a la unidad 203 del simulador. Sin embargo, es también posible, que al menos algunas de estas señales se transfieran directamente a la unidad 203 del simulador. Normalmente, los puntos de consigna enviados a los subsistemas y las señales del subsistema y los sensores forman los valores de entrada de la unidad 203 del simulador.
- De acuerdo con una realización, la turbina 11 eólica incluye además sensores 252 para la medición de una temperatura interior de la góndola, una aceleración de un subsistema, una posición de un subsistema, una orientación de un subsistema, una velocidad de un subsistema, un par de un subsistema, una flexión de un subsistema, y/o una carga de un subsistema. Normalmente, la turbina 11 eólica incluye una pluralidad de sensores 252. En aras de la claridad, solo un sensor 252 se ilustra en la Figura 4. Normalmente, las señales de los sensores 252 forma también los valores de entrada de la unidad 203 del simulador.
- Además, el controlador 202 de turbina incluye normalmente un reloj 202a interno para medir un tiempo de operación de la turbina 11 eólica. El tiempo de operación de la turbina 11 eólica se transmite también normalmente a la unidad 203 del simulador y forma un valor de entrada de la unidad 203 del simulador. Como alternativa, o además, la unidad 203 del simulador incluye un reloj 302a interno independiente. Cuando tanto el controlador 202 de turbina como la unidad 203 del simulador incluyen un reloj 202a, 302a interno respectivo, los dos relojes 202a, 302a están normalmente sincronizados.
- El módulo 300 de simulación incluye normalmente para cada subsistema de la turbina 11 eólica que se monitoriza durante la operación de la turbina eólica un submódulo respectivo. Normalmente, los subsistema que son susceptibles a desgaste y/o envejecimiento, tales como el mecanismo 56 de accionamiento de guiñada, un conjunto 66 de paso, un conjunto 210 de conversión de potencia, un sistema de accionamiento, o partes del sistema de accionamiento de una caja 114 de engranajes de este tipo, un disyuntor, un eje de alta velocidad, un eje de baja velocidad y un generador 118, pero también las palas del rotor, la torre de la turbina eólica y los elementos de carga en la góndola se van a monitorizar durante la operación normal de la turbina eólica. Además, la unidad 203 del simulador mantiene normalmente una lista actualizada de los tiempos de operación de cada subsistema de la turbina 11 eólica a monitorizar y/o de partes del subsistema que están particularmente expuestas a cargas. Cuando una parte de este tipo se intercambia, la lista actualizada normalmente se actualiza.
- En la realización ejemplar ilustrada en la Figura 4, el módulo 300 de simulación incluye un submódulo 567 de accionamiento de guiñada, un submódulo 667 del sistema de paso, un submódulo 927 hidráulico, un submódulo 1147 de la caja de engranajes, un submódulo 1187 del generador y un módulo 2107 de conversión de potencia. Cada submódulo 567, 667, 927, 1147, 1187, 2107 se configura para simular un comportamiento del subsistema respectivo y del componente 56, 66, 92, 114, 118, 210 activo, respectivamente. Para este fin, los submódulos 567, 667, 927, 1147, 1187, 2107 incluyen un modelo respectivo para el subsistema y el componente 56, 66, 92, 114, 118, 210 activo, respectivamente. Estos modelos pueden ser soluciones analíticas o numéricas de las ecuaciones diferenciales correspondientes. Normalmente las soluciones analíticas o numéricas aproximadas de las ecuaciones diferenciales correspondientes se utilizan para reducir el tiempo de cálculo. Sin embargo, también es posible que al menos uno de los submódulos 567, 667, 927, 1147, 1187, 2107 incluya una jerarquía de modelos de diferente

complejidad y precisión, respectivamente.

De acuerdo con una realización, el módulo 300 de simulación se configura para determinar por medio de un submódulo 567, 667, 927, 1147, 1187, 2107 respectivo una señal de salida esperada, por ejemplo, un valor esperado o secuencia de valores esperados, del subsistema correspondiente y componente 56, 66, 92, 114, 118, 210 activo, respectivamente. Para este fin, el valor de consigna emitido por el controlador 202 de turbina al subsistema correspondiente y al componente 56, 66, 92, 114, 118, 210 activo, respectivamente, se puede utilizar como una entrada del modelo respectivo y submódulo 567, 667, 927, 1147, 1187, 2107, respectivamente.

Por otra parte, el módulo 300 de simulación se configura normalmente para comparar la señal de salida esperada con una señal de salida real de un subsistema. De este modo, un comportamiento simulado de un subsistema se compara con uno medido. La comparación se puede utilizar para detectar un comportamiento inesperado del subsistema o una deriva del comportamiento del subsistema, por ejemplo, debido a un procedimiento de desgaste o y/de envejecimiento. Normalmente, el módulo 300 de simulación incluye un módulo de comparador (no mostrado en la Figura 4) para comparar la señal de salida esperada con la señal de salida real.

De acuerdo con una realización, el módulo 300 de simulación se configura además para determinar, basándose en la comparación entre la señal de salida esperada y la señal de salida real del subsistema, si una acción adicional se debe iniciar. Cuando la señal de salida esperada y la señal de salida real coinciden sustancialmente, por ejemplo, cuando la diferencia entre la señal de salida esperada y la señal de salida real se encuentran dentro de un ancho de banda predefinido, es decir, dentro de los límites de especificación dados, ninguna acción adicional se debe iniciar normalmente.

De lo contrario, el subsistema está determinado para no operar dentro de la especificación dada. Por ejemplo, un comportamiento no esperado o inusual del subsistema o una operación de carga alta del subsistema se puede detectar. De acuerdo con una realización, el módulo 300 de simulación se configura para enviar un mensaje al controlador 202 de turbina cuando el subsistema está determinado para no operar dentro de la especificación dada. Esta información se hace pasar normalmente también a través del controlador 202 de turbina a un sistema (Control de Monitorización y Adquisición de Datos) SCADA conectado con el controlador 202 de turbina, por ejemplo, como una advertencia, y se puede utilizar para programar un intercambio, reparación o mantenimiento del submódulo.

Dependiendo del subsistema y la falta de coincidencia entre la señal de salida esperada y la señal de salida real, el módulo 300 de simulación puede causar también el cambio de un parámetro de control utilizado por el controlador 202 de turbina para controlar el subsistema respectivo y/o la turbina 11 eólica. Para ejemplo, la turbina eólica se puede operar más cautelosamente hasta un intercambio, una reparación o mantenimiento.

De acuerdo con una realización, la turbina 11 eólica incluye al menos un subsistema y un módulo 300 de simulación. El módulo 300 de simulación se configura para simular, durante la operación normal de la turbina eólica, un comportamiento del al menos un subsistema, y determinar, basándose en el comportamiento simulado, si el primer subsistema opera dentro de una especificación dada.

De acuerdo con una realización, el módulo 300 de simulación incluye un submódulo 2527 de sensor para cada sensor 252 para simular el comportamiento de los sensores 252. El submódulo 2527 de sensores se puede utilizar para simular el comportamiento de la turbina 11 eólica, para validar las mediciones del sensor y/o para detectar, por ejemplo, una deriva del sensor 252 con el tiempo.

De acuerdo con una realización, el módulo 300 de simulación incluye un submódulo 597 del anemómetro para simular el comportamiento del anemómetro 59. El submódulo 597 del anemómetro se puede utilizar para simular el comportamiento de la turbina 11 eólica, para validar las mediciones del sensor y/o para detectar, por ejemplo, una deriva del anemómetro 59 con el tiempo.

Además, el módulo 300 de simulación incluye normalmente un submódulo 206 del conmutador para cada conmutador 206 de la turbina 11 eólica. El submódulo 2067 del conmutador puede, por ejemplo, utilizarse para simular el comportamiento de la turbina 11 eólica.

De acuerdo con una realización, el módulo 300 de simulación incluye un submódulo 287 aerodinámico para calcular a partir de los valores medidos la condición de viento, el ángulo de paso medido y/o simulado, el ángulo de guiñada medido y/o simulado, así como la velocidad del rotor, un par y/o una fuerza, medidos o simulados, que actúa sobre el eje de baja velocidad, el eje de alta velocidad, el generador, la góndola y/o la torre de turbina 11 eólica.

El par y/o la fuerza determinada por el submódulo 287 aerodinámico se suele utilizar como entrada para un submódulo 1007 mecánico. De acuerdo con una realización, el submódulo 1007 mecánico incluye un módulo 1017 de carga para calcular una carga que actúa sobre los componentes 100 mecánicos. Como se indica por las flechas discontinuas en la Figura 4, los modelos y/o parámetros de los modelos utilizados en los submódulos 567, 667, 927, 1147 y/o 1187 se pueden utilizar para calcular la carga que actúa sobre el submódulo respectiva. El cálculo de la carga puede incluir el cálculo de fuerzas, tensiones mecánicas, momentos mecánicos, pares mecánicos, flexiones, torsiones, deformaciones y similares. Por ejemplo, un momento, una tensión, y los ángulos de desviación y flexión posteriormente resultantes de una barra, una viga o un soporte del generador 118 o cualquier otro subsistema, se

pueden calcular.

De acuerdo con una realización, el submódulo 1007 mecánico incluye además un módulo 1019 integrador para integrar la carga que actúa sobre el submódulo 567, 667, 927, 1147, 1187 respectivo y/o para calcular las fatigas resultantes del material y/o para determinar los tiempos de vida esperados restantes de los subsistemas y de la turbina 11 eólica, respectivamente. Por ejemplo, solo las cargas que exceden un límite superior de la especificación de carga, por ejemplo, el 10 % se integran para calcular las fatigas de material resultantes y/o para determinar los tiempos de vida esperados restantes.

Del mismo modo, el módulo 300 de simulación incluye normalmente un submódulo eléctrico (no mostrado en la Figura 4) para calcular una carga eléctrica de los subsistemas del sistema eléctrico tal como el conjunto 210 de conversión de potencia que incluye el generador 118.

Además, el módulo 300 de simulación incluye normalmente un submódulo térmico (que no se muestra en la Figura 4) para el cálculo de la temperatura de los subsistemas y de la turbina 11 eólica, respectivamente. Normalmente, el submódulo 1007 mecánico, el submódulo eléctrico y el submódulo térmico se acoplan. Por ejemplo, la pérdida de energía eléctrica calculada se utiliza normalmente como una entrada para el submódulo térmico, y la distribución de la temperatura calculada en el submódulo térmico se utiliza normalmente como entrada del submódulo 1007 mecánico y el submódulo eléctrico.

De este modo, el módulo 300 de simulación y, por lo tanto, el sistema 350 de control puede determinar las cargas de fatiga térmica y/o mecánica y/o un tiempo de vida esperado restante de los subsistemas y/o de la turbina eólica.

Como alternativa o adicionalmente, cada submódulo puede incluir su propio módulo de carga y el módulo integrador, respectivamente. Esta realización permite también la estimación de las cargas de fatiga térmica y/o mecánica y/o los tiempos de vida esperados restantes de los subsistemas y/o de la turbina eólica.

Además, el sistema 350 de control se configura normalmente para operar la turbina 11 eólica de tal manera que la variación de las cargas mecánicas y térmicas excede los límites de especificación mayormente en tiempos cortos. De este modo, el cumplimiento de las cargas de diseño puede quedar garantizado. Cuando la variación de las cargas mecánicas y térmicas excede los límites de especificación, el sistema 350 de control emite normalmente acciones para contrarrestarlo, normalmente mediante el cambio de los ajustes del controlador, es decir, la configuración del controlador 202 de turbina, para satisfacer el comportamiento del sistema esperado. Los ajustes del controlador que se van a cambiar se pueden encontrarse por el conocimiento del sistema cuando se conoce la influencia de los parámetros y/o la interacción de una combinación de varios parámetros sobre el comportamiento. De lo contrario, los ajustes del controlador que se van a cambiar se pueden encontrar por un procedimiento de optimización. En este caso, un número de parámetros del sistema y sus límites de especificación se proporcionan normalmente y un submódulo de optimización (no mostrado en la Figura 4) calcula los nuevos ajustes del controlador para cumplir con el comportamiento requerido.

Cuando una carga de fatiga de un subsistema o de una parte del subsistema sobrepasa un umbral determinado o cuando el tiempo de vida restante del subsistema o de una parte del subsistema cae por debajo de un valor dado, el sistema 350 de control emite normalmente una advertencia, por ejemplo, a través del sistema SCADA. Normalmente, el umbral dado y el valor dado se eligen de tal manera que un mantenimiento, cambio o reparación pueden preverse con un tiempo suficientemente largo, es decir, semanas, o incluso meses de antelación. La planificación anticipada puede facilitar la extensión de los intervalos de mantenimiento y optimizar las paradas de mantenimiento. Además, la disponibilidad y la fiabilidad de la turbina eólica se pueden aumentar cambiando el mantenimiento basado en el tiempo a uno basado en condiciones. Aún más, la alerta temprana puede facilitar la reducción de costes. Por ejemplo, los costes de grúas pueden reducirse identificando los problemas con suficiente antelación para realizar algún mantenimiento en la parte alta de la torre.

Por otra parte, cuando la carga de fatiga calculada está por debajo de los valores esperados durante la fase de diseño y/o cuando el tiempo de vida restante del subsistema es mayor que la diferencia entre el tiempo de vida esperado y el tiempo de operación determinado, por ejemplo, por el reloj 202a interno, los ajustes del controlador se pueden modificar de tal manera que la producción de potencia media aumenta los costes de las cargas. Por ejemplo, la regulación del conjunto 66 de paso se puede cambiar de tal manera que la velocidad de operación de los motores de posicionamiento se incrementa y por lo tanto los ángulos de paso se adaptan más rápido a las condiciones externas del viento. Por consiguiente, la producción de potencia media aumenta. Como alternativa, la turbina 11 eólica puede suministrar energía eléctrica para un periodo más largo que el originalmente previsto. En ambos casos, la potencia eléctrica totalmente producida de la turbina 11 eólica puede aumentarse.

Debido a la complejidad de los subsistemas, las soluciones analíticas que describen el comportamiento de los subsistemas de forma razonablemente exacta no están normalmente disponibles. El comportamiento de los subsistemas puede simularse resolviendo numéricamente uno o un conjunto de ecuaciones diferenciales respectivas.

De acuerdo con una realización, al menos algunos de los subsistemas se simulan con funciones de transferencia, que corresponden a una o a un conjunto de ecuaciones diferenciales lineales que reflejan el comportamiento de los

subsistemas. Por consiguiente, el tiempo para la simulación y el esfuerzo para la simulación se pueden reducir de forma significativa en comparación con el uso de solucionadores para las ecuaciones diferenciales respectivas. Al menos cuando los subsistemas se operan dentro de la especificación, una precisión razonable en cuanto a su comportamiento de entrada/salida se obtiene normalmente con la función de transferencia. Para aumentar la precisión, un subsistema se puede subdividir en un subsistema conectado más pequeño cada uno de los que se simula mediante una función de transferencia correspondiente.

La Figura 5 muestra una parte de un primer submódulo 5017 y una parte de un segundo submódulo 5027 para la simulación del comportamiento de uno o dos subsistemas de una turbina eólica de acuerdo con las realizaciones. Los submódulos 5017 y 5027 utilizan funciones 5019, 5029 de transferencia respectivas para aplicar una señal $x_1(t)$ y $x_2(t)$ de entrada, respectivamente, a una señal $y_1(t)$ e $y_2(t)$ de salida real, respectivamente. Las señales $x_1(t)$, $x_2(t)$, y $y_1(t)$, $y_2(t)$ de entrada y salida real puede ser escalares reales o complejos, o cantidades vectoriales reales o complejas, dependiendo del subsistema de la turbina eólica que se va a describir por los submódulos 5017 y 5027, respectivamente. A continuación, la señal $y_1(t)$ e $y_2(t)$ de salida real se denomina también señal $y_1(t)$ e $y_2(t)$ de salida esperada, respectivamente. Los submódulos 5017, 5027 se pueden utilizar para la simulación de cualquiera de los subsistemas descritos con referencia a las Figuras 1 a 4.

Por otra parte, las señales $x_1(t)$, $x_2(t)$, $y_1(t)$, $y_2(t)$ de entrada y salida dependen normalmente del tiempo t . Sin embargo, es también posible que las señales $x_1(t)$, $x_2(t)$ de entrada son o incluyan cantidades independientes del tiempo, en particular, cuando el subsistema incluye o es un componente activo al que un punto de consigna que forma normalmente un parámetro de entrada del subsistema se puede transferir por el controlador de turbina para cambiar un estado y/o el comportamiento del subsistema. Por ejemplo, el submódulo 5017 se puede utilizar para simular el comportamiento de un sistema de paso de turbinas eólicas o una unidad de paso. Las señales $x_1(t)$ de entrada pueden, por ejemplo, proporcionarse por el controlador de turbina como un ángulo de paso dependiente del tiempo solicitado o como una tasa de paso independiente del tiempo. En ambos ejemplos, un ángulo $y_1(t)$ de paso dependiente del tiempo simulado se calcula por el submódulo 5017.

Además, una condición medida y/o simulada externa de la turbina eólica tal como velocidad del viento, un perfil de velocidad del viento, una temperatura del aire, una humedad del aire puede formar un parámetro de entrada y una parte de la señal de entrada, respectivamente, de un submódulo. Además, una condición interna de la turbina eólica tal como una temperatura medida o calculada del subsistema o un estado mecánico medido o calculado, por ejemplo, una oscilación o flexión, de un subsistema adicional que se acopla mecánicamente con el subsistema puede formar un parámetro de entrada y una parte de la señal de entrada, respectivamente, del submódulo.

Normalmente, las funciones de transferencia utilizadas en la presente memoria son una representación matemática de la relación entre una señal de entrada correspondiente y una señal de salida real de un subsistema de la turbina eólica que ha simulado un sistema invariante en el tiempo lineal. Una función de transferencia se puede describir en términos de las frecuencias espaciales o temporales obtenidas a partir de densidades espectrales de potencia cruzada de una señal de entrada de referencia y una señal de salida real de referencia y la densidad espectral de potencia de la señal de entrada de referencia. Las señales de entrada de referencia y las señales de salida de referencia pueden determinarse durante las campañas de medición iniciales. Las funciones de transferencia pueden también describirse por parámetros tales como la propia frecuencia, la constante amortiguación, el factor de ganancia, desplazamiento de fase y/o el retraso de los tipos de función de transferencia que representan una ecuación diferencial lineal o un sistema de ecuaciones diferenciales lineales. Esto se indica en la Figura 5 para las funciones 5019, 5029 de transferencia por los conjuntos de parámetros $\{p_1\}$ y $\{p_2\}$, respectivamente.

Por otra parte, la función de transferencia se puede representar por tablas de búsqueda y/o rutinas de interpolación apropiadas. La dimensión de las tablas de búsqueda depende normalmente de la precisión y la dimensión del conjunto de parámetros.

Como se indica por la flecha discontinua en la Figura 5, la señal $y_1(t)$ de salida que se obtiene mediante la aplicación de la señal $x_1(t)$ de entrada con la función 5019 de transferencia del primer submódulo 5017 puede utilizarse como señal de entrada del segundo submódulo 5027. De este modo, un comportamiento del subsistema más grande formado por dos subsistemas conectados de la turbina eólica se puede modelar. De acuerdo con una realización, las partes principales de la turbina eólica incluyendo la torre, la góndola y sus componentes, como el tren de transmisión y el sistema convertidor o incluso una turbina eólica completa simulan la operación normal de la turbina eólica.

La Figura 6 muestra un submódulo 6017 para simular un comportamiento y/o una condición de un subsistema 601 de una turbina eólica de acuerdo con realizaciones. Una señal $x_1(t)$ de entrada se alimenta al subsistema 601 de la turbina eólica. En paralelo, la señal $x_1(t)$ de entrada se transfiere también a y se utiliza como una entrada de un submódulo 6017 correspondiente de un módulo de simulación de la turbina eólica. Similar a lo explicado con referencia a la Figura 5, el submódulo 6017 utiliza una función 6019 de transferencia para aplicar la señal $x_1(t)$ de entrada a una señal $y_1(t)$ de salida, que forma una señal de salida esperada para el comportamiento del subsistema 601.

En paralelo, una señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 se determina, normalmente por un sensor de subsistema 601 y la turbina eólica, respectivamente. La señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 se también

utiliza como una entrada del submódulo 6017.

De acuerdo con una realización, el subsistema 601 incluye un módulo 6107 de evaluación para determinar si el primer subsistema opera como se esperaba, por ejemplo, dentro de las especificaciones dadas. Para este fin, el módulo 6107 de evaluación compara normalmente la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 con la señal $y_1(t)$ de salida esperada. Cuando la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada coinciden sustancialmente, se asume que el primer subsistema opera dentro de sus especificaciones. Sin embargo, cuando una diferencia o distancia entre la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada se encuentra fuera de un intervalo dado, el subsistema 601 puede operar fuera de su especificación. Por consiguiente, un correspondiente mensaje, advertencia u orden m_1 , se envía normalmente mediante el módulo 6107 de evaluación, por ejemplo, al controlador de turbina de la turbina eólica. En respuesta, el controlador de turbina puede cambiar los parámetros de control de la turbina eólica para evitar una operación de mayor duración del subsistema 601 fuera de su especificación. Por consiguiente, se pueden evitar mayores cargas en el subsistema 601 y, por lo tanto, el tiempo de vida del subsistema 601 aumenta.

La diferencia entre la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada puede determinarse de manera diferente. De acuerdo con una realización, la diferencia entre la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada se determina en el espacio de señal. Por ejemplo, la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada pueden ser secuencias de valores en tiempos discretos, y la diferencia entre las dos señales $y_1(t)$, $z_1(t)$ se puede determinar como el valor absoluto de una diferencia máxima o media entre las señales $y_1(t)$, $z_1(t)$ en momentos correspondientes.

De acuerdo con una realización, la diferencia entre la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada se determina como una distancia en el espacio funcional 6019 de transferencia. Para este fin, el módulo 6107 de evaluación recibe también normalmente la señal $x_1(t)$ de entrada y se configura para enviar más tarde la señal $x_1(t)$ de entrada como entradas a la función 6019 de transferencia y modificar la función 6019 de transferencia, por ejemplo, los parámetros $\{p_i\}$ de la función 6019 de transferencia. Esto se indica por la flecha 6117 discontinua. Con algoritmos apropiados, un estimador de la función de transferencia se puede implementar. Nuevos parámetros de la función 6019 de transferencia o una nueva función 6019 de transferencia se pueden determinar por el estimador de la función de transferencia del módulo 6107 de evaluación de manera que la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 coincide sustancialmente con la señal $y_1(t)$ de salida esperada obtenida mediante la aplicación de la señal $x_1(t)$ de entrada con la nueva función 6019 de transferencia o la función 6019 de transferencia con los nuevos parámetros, respectivamente. En esta realización, la diferencia entre la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada se determina normalmente como una distancia en el espacio funcional de transferencia. Por ejemplo, las diferencias entre los parámetros de las funciones de transferencia se pueden utilizar como una medida de la diferencia entre la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada.

Normalmente, la diferencia entre la señal $z_1(t)$ de salida real del subsistema 601 y la señal $y_1(t)$ de salida esperada es seguida por el módulo 6107 de evaluación. De este modo, una deriva del comportamiento de subsistema 601 se puede monitorizar. Esto se puede utilizar para monitorizar un procedimiento de envejecimiento y/o para facilitar la planificación de un mantenimiento, reparación o cambio del subsistema 601.

Además, el submódulo 6017 se puede configurar para enviar la señal $y_1(t)$ de salida esperada a otros submódulos, y para recibir la señal de salida esperada de otros submódulos y/u otras señales $r_1(t)$ requeridas para el cálculo. Otras señales $r_1(t)$ pueden incluir datos de los sensores, por ejemplo temperaturas o condiciones de viento, que pueden influir en el comportamiento del subsistema 601 y pueden tomarse en cuenta para la simulación del comportamiento del subsistema 601 en el submódulo 6017.

Además, el módulo 6107 de evaluación puede incluir un módulo de carga (no mostrado en la Figura 6). El módulo de carga se utiliza normalmente para determinar una carga esperada del subsistema 601, por ejemplo, una carga mecánica y/o una carga térmica. Esto permite una comparación de las cargas esperadas con una especificación de carga o carga de diseño del subsistema 601, y por lo tanto, para determinar un tiempo de vida restante del subsistema 601. En consecuencia, un mantenimiento, reparación o cambio del subsistema 601 se pueden programar con suficiente antelación.

La Figura 7 muestra una parte del submódulo 667 para simular un sistema de paso de una turbina eólica durante la operación normal de acuerdo con una realización. El submódulo 667 completo es normalmente similar al submódulo ilustrado con respecto a la Figura 6, pero incluye una función 669 de transferencia en lugar de la función 6019 de transferencia. Mediante la aplicación de un ángulo $\phi_{dentro}(t)$ de paso deseado como la señal de entrada a un ángulo $\phi_{fuera}(t)$ de paso esperado con la función 669 de transferencia, el comportamiento de entrada-salida de un sistema de paso de la turbina eólica se puede simular.

En la realización ejemplar ilustrada en la Figura 7, el submódulo 667 se configura para determinar una frecuencia f^p propia, una constante D^p de amortiguación y un factor K^p de ganancia del sistema de paso. La frecuencia f^p propia, la constante D^p de amortiguación y el factor K^p de ganancia forman los parámetros de la función 669 de transferencia que modelan el sistema de paso como elemento de retardo de 2º orden. Los parámetros f^p , D^p y K^p se

determinan normalmente por un estimador de la función de transferencia del submódulo 667, similar al que se explica con referencia a la Figura 5. El estimador de la función de transferencia del submódulo 667 recibe también una señal de salida real correspondiente del sistema de paso, normalmente un ángulo de paso resultante medido como función del tiempo y determina los nuevos parámetros $f^{\varphi 7}$, $D^{\varphi 7}$ y $K^{\varphi 7}$ de modo que la señal de salida real del sistema de paso y la señal de salida esperada coinciden sustancialmente. Normalmente, la desviación de las características de operación del sistema de paso se mide como una distancia d en el espacio funcional correspondiente, por ejemplo, como una distancia d euclidiana de los parámetros $D = (\alpha^*(f^{\varphi 7} - f^{\varphi})^2 + \beta^*(D^{\varphi 7} - D^{\varphi})^2 + \gamma^*(K^{\varphi 7} - K^{\varphi})^2)^{0.5}$ con ponderaciones α , β , y γ positivas. Al hacerlo, una desviación de las características de operación del sistema de paso se puede cuantificar y acciones contrarias se pueden realizar para evitar cargas pesadas en el sistema de paso. Además, una deriva de los parámetros f^{φ} , D^{φ} y K^{φ} se sigue normalmente, de modo que una reparación o mantenimiento del sistema de paso se puede programar con suficiente antelación. La función de transferencia inicial utilizada después de la puesta en marcha de la turbina eólica se puede calcular o determinarse en una fase de prueba antes de la entrega de y/o conmutación de la turbina eólica a la red.

Como alternativa, o adicionalmente, la señal de salida real del sistema de paso se puede comparar directamente con el ángulo $\varphi_{fuera}(t)$ de paso esperado para determinar una distancia entre las dos señales, por ejemplo como una raíz cuadrada media de la distancia d_{rms} entre de las dos señales. Cuando la raíz cuadrada media de la distancia d_{rms} es mayor que un valor dado se pueden realizar acciones contrarias para evitar las cargas pesadas en el sistema de paso. Además, la monitorización de una deriva de la raíz cuadrada media de la distancia d_{rms} con el tiempo se puede utilizar para programar una reparación o mantenimiento del sistema de paso.

Como el cálculo de la raíz cuadrada media de la distancia d_{rms} es normalmente más rápido que la determinación de una nueva función de transferencia, éste solo se puede realizar cuando la raíz cuadrada media de la distancia d_{rms} es mayor que un umbral dado. En consecuencia, se puede ahorrar tiempo de cálculo.

De acuerdo con una realización, una condición externa de la turbina eólica se tiene en cuenta para simular el comportamiento de entrada-salida del sistema de paso. Por ejemplo, una velocidad v_{viento} del viento medida por un anemómetro se puede utilizar como una entrada adicional. En el caso más simple, dos funciones de transferencia diferentes se utilizan, dependiendo de la velocidad v_{viento} del viento, una para vientos leves y otra para vientos fuertes. Por consiguiente, la exactitud de la simulación se puede aumentar.

Además, los parámetros internos, tales como una temperatura interna medida o calculada de la góndola se pueden tomar en cuenta cuando el comportamiento del sistema de paso se simula mediante las funciones de transferencia. Por consiguiente, la exactitud de la simulación se puede aumentar.

Aún más, los parámetros medidos o simulados determinados de los subsistemas, por ejemplo de la pala, se pueden tomar en cuenta cuando el comportamiento del sistema de paso se simula mediante las funciones de transferencia. Por ejemplo, el efecto de una ráfaga en el sistema de paso a través de las palas puede tomarse en cuenta. Por consiguiente, la exactitud de la simulación se puede aumentar.

La Figura 8 muestra una parte del submódulo 1187 para simular un sistema generador de una turbina eólica durante su operación normal de acuerdo con una realización. Todo el submódulo 1187 es normalmente similar al submódulo ilustrado con respecto a la Figura 6, pero incluye una función 1189 de transferencia en lugar de la función 6019 de transferencia. Mediante la aplicación de un par $N_{dentro}(t)$ solicitado como la señal de entrada a un par $N_{fuera}(t)$ esperado con la función 669 de transferencia, el comportamiento de entrada-salida del sistema generador se puede simular.

En la realización ejemplar ilustrado en la Figura 8, el submódulo 1187 se configura para determinar una constante τ^N de tiempo y un factor K^N de ganancia del sistema generador. La constante τ^N de tiempo y el factor K^N de ganancia forman los parámetros de la función 1189 de transferencia que modelan el sistema de paso como elemento de retardo de primer orden.

Similar a lo explicado con referencia a la Figura 7 para la simulación del sistema de paso, la constante τ^N de tiempo y el factor K^N de ganancia se determinan normalmente por un estimador de la función de transferencia del submódulo 1187. Cualquier desviación de las características de operación del sistema generador puede determinarse en términos de una distancia entre la función de transferencia almacenada y una función de transferencia recién determinada que reproduce un comportamiento de entrada-salida medido del sistema generador. En consecuencia, acciones contrarias se pueden realizar para evitar cargas pesadas en el sistema generador, y/o una reparación o mantenimiento del sistema generador se pueden programar con suficiente antelación.

Además, los parámetros medidos o simulados determinados para otros subsistemas tales como una temperatura interna medida o calculada de la góndola y el sistema generador, respectivamente, pueden ser tomados en cuenta para la simulación del comportamiento del sistema generador por las funciones de transferencia. Por consiguiente, la exactitud de la simulación se puede aumentar.

Con respecto a las Figuras 7 y 8, submódulos ejemplares para simular el sistema de paso y el sistema generador, respectivamente, se explican. Sin embargo, otros subsistemas pueden simularse también en paralelo. Por ejemplo, el movimiento de la torre se puede medir, por ejemplo, con un sensor de aceleración, y la respuesta de la torre a una

condición de viento cambiante se puede simular. La señal de salida esperada de la simulación se compara normalmente con la señal de salida real proporcionada por los sensores. Por consiguiente, un cambio de la frecuencia propia y/o un cambio de la constante de amortiguación de la torre pueden detectarse y evaluarse. Por lo tanto, un mantenimiento se puede programar en el tiempo.

Normalmente, todas las partes principales de la turbina eólica incluyendo la torre, la góndola y sus componentes, como el tren de transmisión y el sistema convertidor se simulan durante la operación normal de la turbina eólica. Incluso una turbina eólica completa se puede simular utilizando funciones de transferencia de los submódulos respectivos adecuadamente relacionados entre sí. Esto permite la monitorización del comportamiento de los principales subsistemas o incluso de todos los subsistemas de la turbina eólica durante su operación normal. En consecuencia, el mantenimiento de los subsistemas puede coordinarse según sea necesario. Por lo tanto, el tiempo de inactividad de la turbina eólica se puede reducir. Además, la operación de la turbina eólica se puede adaptar para cargas simuladas y, por lo tanto, el tiempo de vida de la turbina eólica y los subsistemas de las turbinas eólicas, respectivamente, se utilizan. Esto se hará más evidente a partir de la siguiente descripción de los procedimientos para controlar las turbinas eólicas.

La Figura 9 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento 1000 para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con una realización. En un primer bloque 1010 un subsistema a monitorizarse durante la operación normal de una turbina eólica se determina. Normalmente, varios subsistemas de la turbina eólica se definen en el bloque 1010. Por ejemplo, un sistema de paso, un sistema de guiñada, un sistema generador, un sistema de conversión de potencia, y/o un sistema transformador se pueden definir en el bloque 1010. La turbina eólica incluso puede subdividirse en un conjunto completo de subsistemas a monitorizar durante la operación normal de una turbina eólica en el bloque 1010.

En un bloque posterior 1020, se proporciona un modelo de simulación para cada uno de los subsistemas definidos en el bloque 1010. Por ejemplo, un modelo de simulación para el sistema de paso, sistema de guiñada, sistema generador, sistema de conversión de potencia, sistema del transformador, y/o partes de los mismos se puede proporcionar en el bloque 1020. Normalmente, la prestación de los modelos de simulación incluye determinar las funciones de transferencia apropiadas que describen el comportamiento de entrada-salida de los subsistemas respectivos, incluyendo los parámetros determinantes tales como factor de ganancia, factores de amortiguación, frecuencia propia y similares. Normalmente, los modelos de simulación se realizan como submódulos de un módulo de simulación que se configura para comunicarse con un módulo de control de la turbina eólica. Además, las funciones de transferencia y parámetros individuales pueden, respectivamente, determinarse para cada turbina eólica de un parque eólico. Esto normalmente se realiza antes de la puesta en marcha de las turbinas eólicas. En consecuencia, las turbinas eólicas están normalmente equipadas con una función de transferencia predefinida individual antes de cambiar a una red.

Después de esto, varios bloques se realizan normalmente durante la operación normal de la turbina eólica como se indica por el rectángulo de líneas discontinuas. En un bloque 1100, se determina un parámetro de entrada del subsistema definido en el bloque 1010. Determinar el parámetro de entrada puede incluir medir una condición externa de la turbina eólica, por ejemplo, una velocidad del viento.

Cuando el subsistema incluye un componente activo, la determinación del parámetro de entrada puede incluir la determinación de un punto de consigna del componente activo o una señal de entrada del componente activo por el controlador de turbina. Por ejemplo, el controlador de turbina puede determinar una velocidad de paso o un ángulo de paso dependiente del tiempo para un sistema de paso. La velocidad de paso o el ángulo de paso dependiente del tiempo se transmiten normalmente al sistema de paso y se transfiere también a un submódulo del sistema de paso y al módulo de simulación, respectivamente.

Después, el comportamiento del subsistema se simula en un bloque 1200 tomando el parámetro de entrada en cuenta. Por ejemplo, el valor de entrada se puede asignar por una función de transferencia a un valor de salida esperada y a una señal de salida esperada del submódulo, respectivamente.

En un bloque 1400, se determina a partir del comportamiento simulado si el subsistema opera dentro de las especificaciones dadas. El procedimiento 1000 se puede utilizar para detectar un comportamiento operativo del subsistema que está más allá de su especificación. El procedimiento 1000 puede, por lo tanto, formar la base de las acciones contrarias apropiadas.

De acuerdo con una realización, la simulación del comportamiento en el bloque 1100 incluye la determinación de una carga de subsistema, por ejemplo una carga mecánica, de aislamiento térmica y/o eléctrica del subsistema. En esta realización, la estimación en el bloque 1400 incluye normalmente la determinación de si la carga excede una carga de diseño del subsistema. Esto se puede utilizar para cambiar el control de la turbina eólica para evitar que el subsistema opere a cargas altas durante un tiempo más largo.

El cálculo de la carga puede incluir el cálculo de fuerzas, tensiones mecánicas, momentos mecánicos, pares mecánicos, flexiones, torsiones, deformaciones y similares. Por ejemplo, un momento, una tensión, y posteriormente ángulos deflexión y de flexión resultantes de una barra, viga o soporte del generador, torre o cualquier otro

subsistema se pueden calcular.

Además, el cálculo de la carga puede tomar en cuenta los datos del sensor, tales como un sensor de temperatura, una veleta, un anemómetro, un sensor de aceleración, un sensor de posición, un sensor de orientación, un sensor de velocidad, un sensor de par, un sensor de flexión, o un sensor de carga para aumentar la precisión y/o para reducir las demandas de cálculo. Además, el bloque 1200 puede incluir determinar una señal de salida esperada del al menos un subsistema. En esta realización, el procedimiento 1000 incluye generalmente además un procedimiento de medición de una señal de salida real del subsistema. Por consiguiente, la estimación de si el subsistema opera dentro de la especificación dada incluye normalmente determinar una distancia entre la señal de salida real y la señal de salida esperada.

Normalmente, los bloques 1100 a 1400 se realizan en tiempo real durante la operación normal de la turbina eólica. Además, los bloques 1100 a 1400 se realizan normalmente por varios subsistemas o incluso todos los subsistemas de la turbina eólica en tiempo real durante la operación normal de la turbina eólica. En consecuencia, las cargas de varios o incluso todos los subsistemas se pueden evaluar basándose en una simulación durante la operación normal de la turbina eólica.

La Figura 10 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento 2000 para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con una realización. El procedimiento 2000 es similar al procedimiento 1000, pero incluye un bloque adicional. En los bloques 2010 y 2020 un subsistema a monitorizar durante la operación normal de una turbina eólica se determina y se proporciona un modelo de simulación para el subsistema, respectivamente.

Después de esto, en los bloques 2100, 2200 y 2400, se determina al menos un parámetro de entrada, un comportamiento del subsistema se simula tomando en cuenta el al menos un parámetro de entrada, y se determina si el subsistema opera dentro de la especificación dada.

De acuerdo con una realización, un tiempo de vida restante del subsistema se predice en un bloque 2410. Por ejemplo, si las cargas superan más de aproximadamente el 10 % de la carga nominal, el tiempo de vida restante del subsistema se reduce en función del tiempo en que la sobrecarga tiene efecto.

Normalmente, una lista de tiempos de vida esperados restantes de todos los submódulos a monitorizar se actualiza en el bloque 2410. Por consiguiente, los tiempos de vida esperados de los submódulos se conocen en cualquier momento durante la operación normal de la turbina eólica y un mantenimiento o reparación puede programarse en el tiempo e incluso coordinarse con un mantenimiento o reparación de otra turbina eólica de un parque eólico. En consecuencia, los costes de mantenimiento se pueden reducir.

La Figura 11 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento 3000 para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con una realización. El procedimiento 3000 es similar al procedimiento de 1000, pero incluye un bloque adicional. En los bloques 3010 y 3010 al menos un subsistema, normalmente una pluralidad de subsistemas, a monitorizar durante la operación normal de una turbina eólica se determina y se proporciona un modelo de simulación para el al menos un subsistema, respectivamente. La definición del al menos un subsistema de la turbina eólica puede, por ejemplo, incluir la definición de un sistema de paso, un sistema de guiñada, un sistema generador, un sistema de conversión de potencia, un sistema transformador, o una parte de los mismos.

En los bloques 3100, 3200 y 3400, se determina al menos un parámetro de entrada, un comportamiento del subsistema se simula tomando en cuenta el al menos un parámetro de entrada, normalmente como una entrada del modelo de simulación, y se determina si el subsistema opera dentro de la especificación dada.

Si se determina que el subsistema es de acuerdo con la especificación dada en el bloque 3400, el procedimiento 3000 puede volver al bloque 3100. Esto se indica por la flecha discontinua de la Figura 11. De lo contrario, se emite normalmente una advertencia, y, por ejemplo, se envía al controlador de turbina de la turbina eólica. Después de esto, un parámetro de control del controlador de turbina se puede cambiar y/o un mantenimiento del subsistema puede programarse. Posteriormente, el procedimiento 3000 puede volver al bloque 3100, como se indica por la flecha discontinua.

La Figura 12 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento 4000 para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con una realización. En un primer bloque 4010, un subsistema a monitorizar durante la operación normal de una turbina eólica se determina. Después de esto, se proporciona un modelo de simulación para el subsistema en el bloque 4020. Normalmente, una pluralidad de subsistemas o incluso un conjunto de subsistemas que representa una turbina eólica completa se puede definir en el bloque 4010. Por consiguiente, un conjunto respectivo de submódulos con los modelos de simulación respectivos se proporciona normalmente en el bloque 4020.

En un bloque 4110, una señal de entrada y una señal de salida real correspondientes del subsistema se reciben durante la operación normal de la turbina eólica. La señal de salida se proporciona normalmente mediante un sensor de medición de una respuesta del subsistema a la señal de entrada, por ejemplo, un nuevo punto de consigna enviado por el controlador de turbina al subsistema.

Después de esto, una señal de salida esperada del subsistema se determina utilizando la señal de entrada como una entrada del modelo de simulación en un bloque 4210. Por ejemplo, la señal de entrada se asigna a la señal de salida esperada utilizando el modelo, normalmente utilizando una función de transferencia, en el bloque 4210.

Después de esto, la señal de salida real y la señal de salida esperada se comparan en un bloque 4300. Normalmente, una distancia entre la señal de salida real y la señal de salida esperada se determina en un bloque 4300. Como se ha explicado con referencia a la Figura 6, la distancia puede determinarse como la diferencia en el espacio de las señales de salida o, cuando se utilizan funciones de transferencia para simular el comportamiento de entrada-salida del subsistema, en un espacio funcional de transferencia.

En un bloque 4400, se determina, basándose en la distancia, si el subsistema opera dentro de las especificaciones dadas. Por ejemplo, cuando la distancia es menor que un valor predefinido, se asume que el subsistema opera dentro de su especificación. El procedimiento 4000 se puede utilizar también para detectar un comportamiento operativo del subsistema que está más allá de su especificación y puede, por lo tanto, formar la base de las acciones contrarias apropiadas.

La Figura 13 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento 5000 para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con una realización. El procedimiento 5000 es similar al procedimiento de 4000, pero incluye bloques adicionales. En un bloque 5010, se define un subsistema de una turbina eólica. Además, un modelo de simulación con una función de transferencia que describe una relación de entrada-salida del subsistema se proporciona en un bloque 5020. En un bloque 5110, una señal de entrada y una señal de salida real correspondientes del subsistema se reciben durante la operación normal del viento turbina. La señal de entrada se asigna por la función de transferencia del modelo a una señal de salida esperada en un bloque 5220 para determinar la señal de salida esperada.

Después de esto, una diferencia entre la señal de salida real y la señal de salida esperada se determina en una etapa 5310. La determinación de la distancia entre las dos funciones de transferencia puede incluir la determinación de la diferencia entre los valores respectivos de los parámetros de las dos funciones de transferencia. Por ejemplo, una diferencia de una frecuencia propia, una constante de amortiguación, un factor de ganancia, un desplazamiento de fase, un retraso, o una combinación de los mismos se puede utilizar para determinar la distancia entre las dos funciones de transferencia.

Cuando la señal de salida real y la señal de salida esperada coinciden sustancialmente, es decir, cuando la diferencia entre la señal de salida real y la señal de salida esperada es menor que un umbral dado, se determina en un bloque 5400 si el subsistema opera dentro de las especificaciones dadas. Después de esto, el procedimiento 5000 puede volver al bloque 5110, como se indica por la flecha discontinua.

Cuando la señal de salida real y la señal de salida esperada se desvían una con respecto a la otra, es decir, cuando la diferencia entre la señal de salida real y la señal de salida esperada es igual o mayor que el umbral dado, la función de transferencia se cambia en un bloque 5350 antes de volver al bloque 5310. Cambiar la función de transferencia puede incluir cambiar valores de los parámetros de la función de transferencia. Cambiar la función de transferencia puede, sin embargo, incluir también la sustitución de la función de transferencia por la función de transferencia diferente. Este bucle se realiza hasta que la señal de salida real y la señal de salida esperada coinciden sustancialmente. Si el número de iteraciones se hace demasiado grande, aparece una advertencia general que indica que el sistema no está funcionando de acuerdo con sus especificaciones.

Cuando la función de transferencia no se cambia en el procedimiento 5000, se determina normalmente que el subsistema opera dentro de las especificaciones dadas. De lo contrario, una distancia entre la función de transferencia con la que ha comenzado el procedimiento 5000 y la función de transferencia modificada se determina en el bloque 5400. Dependiendo de la distancia entre las dos funciones de transferencia, se determina si el subsistema opera dentro de sus especificaciones. Además, la distancia entre las dos funciones de transferencia se puede utilizar para estimar hasta qué punto el subsistema opera fuera de su especificación.

Además, el cambio de la función de transferencia se sigue normalmente. Esta información se puede utilizar para detectar una desviación del comportamiento del subsistema y/o para programar un mantenimiento.

La Figura 14 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento 6000 para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con una realización. El procedimiento 6000 es similar al procedimiento de 4000, pero incluye bloques adicionales. En un bloque 6010 posterior, se define un subsistema con un componente activo de una turbina eólica. Además, un modelo de simulación, por lo general un modelo de simulación basado en una función de transferencia, que describe el subsistema se proporciona en un bloque 6020. En un bloque 6090, el controlador de turbina emite un punto de consigna para el subsistema y transfiere el punto de consigna al submódulo correspondiente. En un bloque 6110, una señal de salida real correspondiente del subsistema se recibe durante la operación normal de la turbina eólica. Después de esto, una señal de salida esperada se calcula utilizando el valor de consigna como una entrada del modelo en un bloque 6210. Después de esto, la señal de salida real y la señal de salida esperada se comparan en un bloque 6300. En función de la comparación, en un bloque 6400 posterior se determina si el subsistema opera dentro de una especificación dada. Si es así, el procedimiento 6000 puede parar o volver al

bloque 6090. De lo contrario, se envía un mensaje al controlador de turbina, y se determina si el punto de consigna se tiene que cambiar para evitar que la operación del subsistema dure más fuera de su especificación en un bloque 6430. Por otra parte, el ajuste del controlador de controlador de turbina se puede cambiar para evitar que el subsistema opere fuera de su especificación en el futuro.

5 La Figura 15 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento 7000 para la monitorización de una turbina eólica de acuerdo con todavía otra realización. El procedimiento 7000 se realiza normalmente por un sistema de control de la turbina eólica. El sistema de control incluye un módulo 400 de control y un sistema de control que tiene un módulo 300 de simulación. Los bloques dentro del rectángulo discontinuo se realizan normalmente por el módulo 400 de control y el controlador de turbina que opera como el módulo 400 de control, respectivamente. Los bloques fuera del
10 rectángulo discontinuo se realizan normalmente por el módulo 300 de simulación. El módulo 300 de simulación se puede realizar por un controlador separado que se comunica con el controlador de turbina. Normalmente, el módulo de simulación incluye varios subsistemas de la turbina eólica, por ejemplo, todos los subsistemas de la turbina eólica, submódulos respectivos con modelos de simulación apropiados. En aras de la claridad, el procedimiento 7000 se explica solo con respecto a un subsistema que tiene un componente activo.

15 Cuando un nuevo punto de consigna se emite desde el controlador de turbina al subsistema en un bloque 7090, un sensor del subsistema mide una señal de salida real correspondiente del subsistema en un bloque 7095. La señal de salida real se transfiere al módulo 300 de simulación que compara la señal de salida real con una señal de salida esperada en un bloque 7300. Para este fin, la señal de salida esperada se calcula en un bloque 7210 mediante el punto de consigna como entrada del modelo. Además, las condiciones externas tales como la velocidad del viento,
20 temperatura del aire y la humedad del aire se miden normalmente de forma periódica en un bloque 7100. Las condiciones externas se utilizan también normalmente como entradas del modelo de simulación en el bloque 7210.

En un bloque 7400 se determina si el subsistema opera dentro de una especificación dada. Si es así, no se requiere normalmente ninguna acción adicional. De lo contrario, se emite una advertencia en un bloque 7420 y un mensaje correspondiente se envía al controlador de turbina. La advertencia puede también enviarse a un sistema SCADA (no
25 mostrado en la Figura 15) de la turbina eólica.

En respuesta al mensaje, el controlador de turbina determina en un bloque 7430 si el punto de consigna se ha de cambiar para evitar que la operación del subsistema dure más fuera de su especificación. Para esta decisión, el controlador de turbina toma normalmente en cuenta las condiciones externas medidas en el bloque 7100. Por consiguiente, el parámetro del controlador de turbina se puede modificar durante la operación normal, de modo que
30 el subsistema se opera en cumplimiento con las hipótesis de diseño.

En paralelo, una carga, por ejemplo una carga de fatiga, se calcula normalmente en un bloque 7405. El cálculo de la carga toma normalmente en cuenta el comportamiento simulado en el bloque 7210. Dependiendo de la carga calculada, un tiempo de vida restante esperado del subsistema se determina en un bloque 7410.

35 El tiempo de vida restante esperado se compara normalmente con un tiempo de vida restante medido del subsistema desde su puesta en marcha en un bloque 7600. El tiempo de vida medido del subsistema se puede determinar a partir de un reloj en un bloque 7550.

Cuando el tiempo de vida restante esperado y el tiempo de vida restante medido coinciden sustancialmente, no se requiere normalmente ninguna acción adicional. De lo contrario, se envía un mensaje al controlador de turbina. En respuesta al mensaje, el controlador de turbina determina en el bloque 7430 si los parámetros del controlador se tienen que cambiar. Por ejemplo, el subsistema se puede controlar de manera más agresiva cuando el tiempo de
40 vida restante esperado es mayor que el tiempo de vida restante medido. En consecuencia, la producción de potencia de la turbina eólica se puede aumentar. Por lo general, el subsistema se controla de forma menos agresiva cuando el tiempo de vida restante esperado es menor que el tiempo de vida restante medido para garantizar el tiempo de vida del subsistema. En consecuencia, los parámetros del controlador de turbina se pueden ajustar durante la
45 operación normal de la turbina eólica. Además, se pueden utilizar plenamente los posibles márgenes del tiempo de vida de los subsistemas.

Los sistemas y procedimientos descritos anteriormente facilitan la monitorización de los subsistemas de una turbina eólica durante su operación. Más específicamente, los subsistemas se pueden operar de acuerdo con las hipótesis de la fase de diseño. Además, los parámetros del controlador de turbina se pueden adaptar a los tiempos de vida
50 esperados simulados de los subsistemas.

Las realizaciones ejemplares de sistemas y procedimientos para el procedimiento de monitorización de una turbina eólica se han descrito anteriormente en detalle. Los sistemas y procedimientos no se limitan a las realizaciones específicas descritas en la presente memoria, sino más bien, los componentes de los sistemas y/o etapas de los procedimientos pueden utilizarse de forma independiente y por separado de otros componentes y/o etapas que se describen en la presente memoria.
55

Si bien las características específicas de las diversas realizaciones de la invención se pueden mostrar 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 referenciarse y/o reivindicarse en combinación con cualquier característica de

cualquier otro dibujo.

5 Esta descripción escrita utiliza ejemplos para divulgar la invención, incluyendo el mejor modo, y también para permitir que cualquier experto en la materia ponga en práctica la invención, incluyendo la fabricación y utilización de los dispositivos o sistemas y la realización de cualquiera de los procedimientos incorporados. Si bien diversas realizaciones específicas se han descrito anteriormente, los expertos en la materia reconocerán que el alcance de las reivindicaciones permite modificaciones igualmente eficaces. Especialmente, las características mutuamente no exclusivas de las realizaciones descritas anteriormente se pueden combinar entre sí. El alcance patentable de la invención se define por las reivindicaciones, y puede incluir otros ejemplos realizados por los expertos en la técnica.

10 Tales otros ejemplos pretenden estar dentro del alcance de las reivindicaciones si tienen elementos estructurales que no difieren del lenguaje literal de las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para la monitorización de una turbina (10, 11) eólica, que comprende:

definir al menos un subsistema (12, 16, 56, 66, 92, 114, 118, 206, 210) de la turbina (10, 11) eólica;
 proporcionar un modelo de simulación para el al menos un subsistema (12, 16, 56, 66, 92, 114, 118, 206, 210);
 5 recibir, durante la operación normal de la turbina (10, 11) eólica, una señal de entrada y una señal de salida real del al menos un subsistema (12, 16, 56, 66, 92, 114, 118, 206, 210);
 determinar una señal de salida esperada del al menos un subsistema (12, 16, 56, 66, 92, 114, 118, 206, 210) utilizando la señal de entrada como una entrada del modelo de simulación, y aplicar la señal de entrada con una primera función de transferencia a la señal de salida esperada;
 10 comparar la señal de salida real y la señal de salida esperada;
 determinar, basándose en la comparación entre la señal de salida real y la señal de salida esperada, si el primer subsistema (12, 16, 56, 66, 92, 114, 118, 206, 210) opera dentro de una especificación dada; y
 determinar una segunda función de transferencia de manera que la señal de salida y la señal de salida esperada coincidan sustancialmente, en el que la comparación de la señal de salida real y la señal de salida esperada
 15 comprende determinar una distancia entre la primera función de transferencia y la segunda función de transferencia en un espacio funcional.

2. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que la primera función de transferencia comprende un primer valor de parámetro, en el que la segunda función de transferencia comprende un segundo valor de parámetro, y en el que la determinación de la distancia entre la primera función de transferencia y la segunda función de transferencia
 20 comprende determinar una diferencia entre el primer valor de parámetro y el segundo valor de parámetro.

3. El procedimiento de la reivindicación 2, en el que el primer valor de parámetro y el segundo valor de parámetro son valores de una frecuencia propia, una constante de amortiguación, un factor de ganancia, un desplazamiento de fase, un retraso, o una combinación de los mismos.

4. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la comparación de la señal de salida real y la señal de salida esperada comprende determinar una diferencia entre la señal de salida real y la señal de salida esperada.

5. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además al menos uno de:

determinar una carga esperada del al menos un subsistema (12, 16, 56, 66, 92, 114, 118, 206, 210) utilizando el modelo de simulación;
 30 determinar si la carga esperada excede una carga de diseño del al menos un subsistema (12, 16, 56, 66, 92, 114, 118, 206, 210); y
 actualizar un tiempo de vida restante del al menos un subsistema (12, 16, 56, 66, 92, 114, 118, 206, 210).

FIG. 1

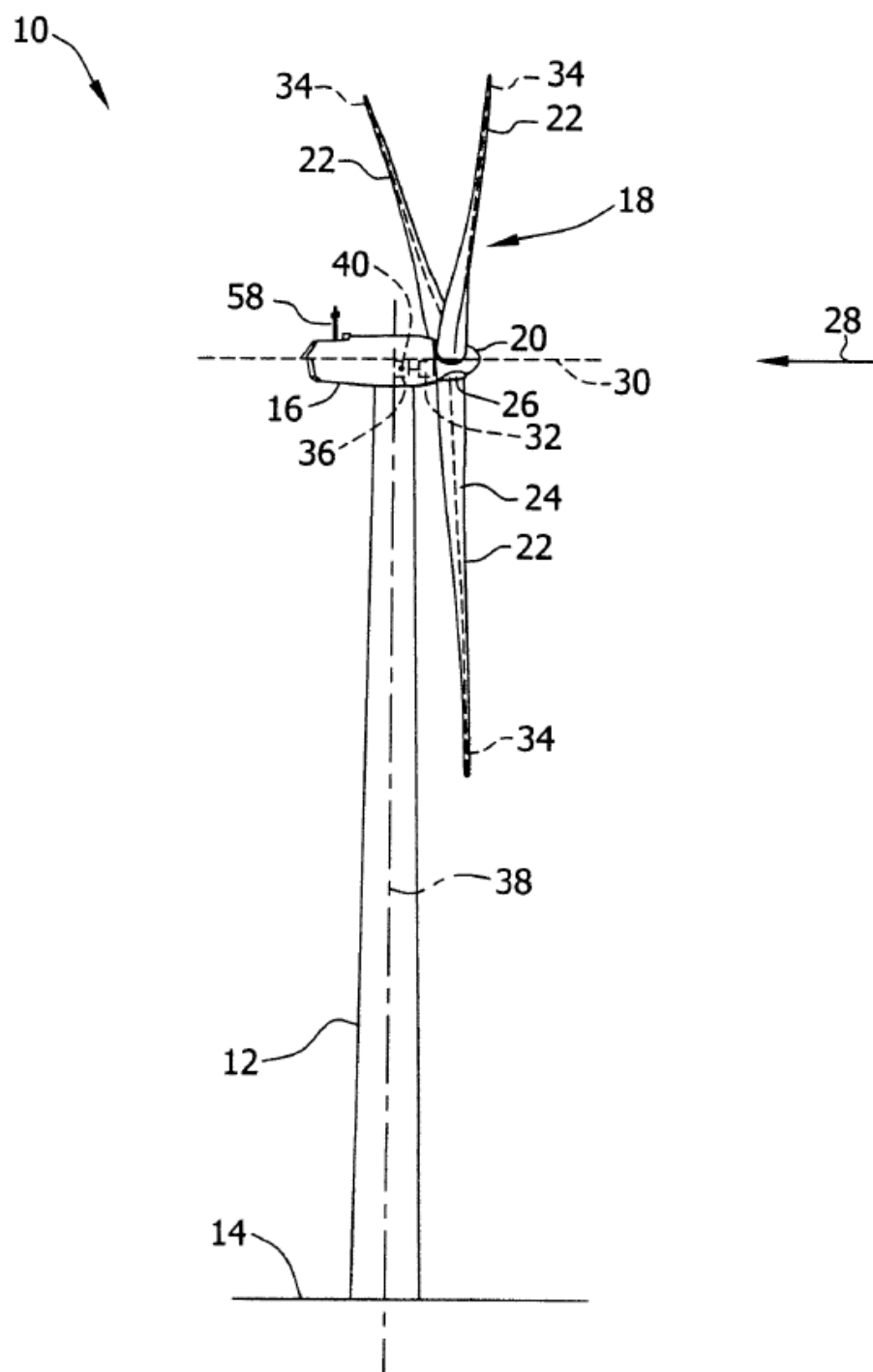


FIG. 2

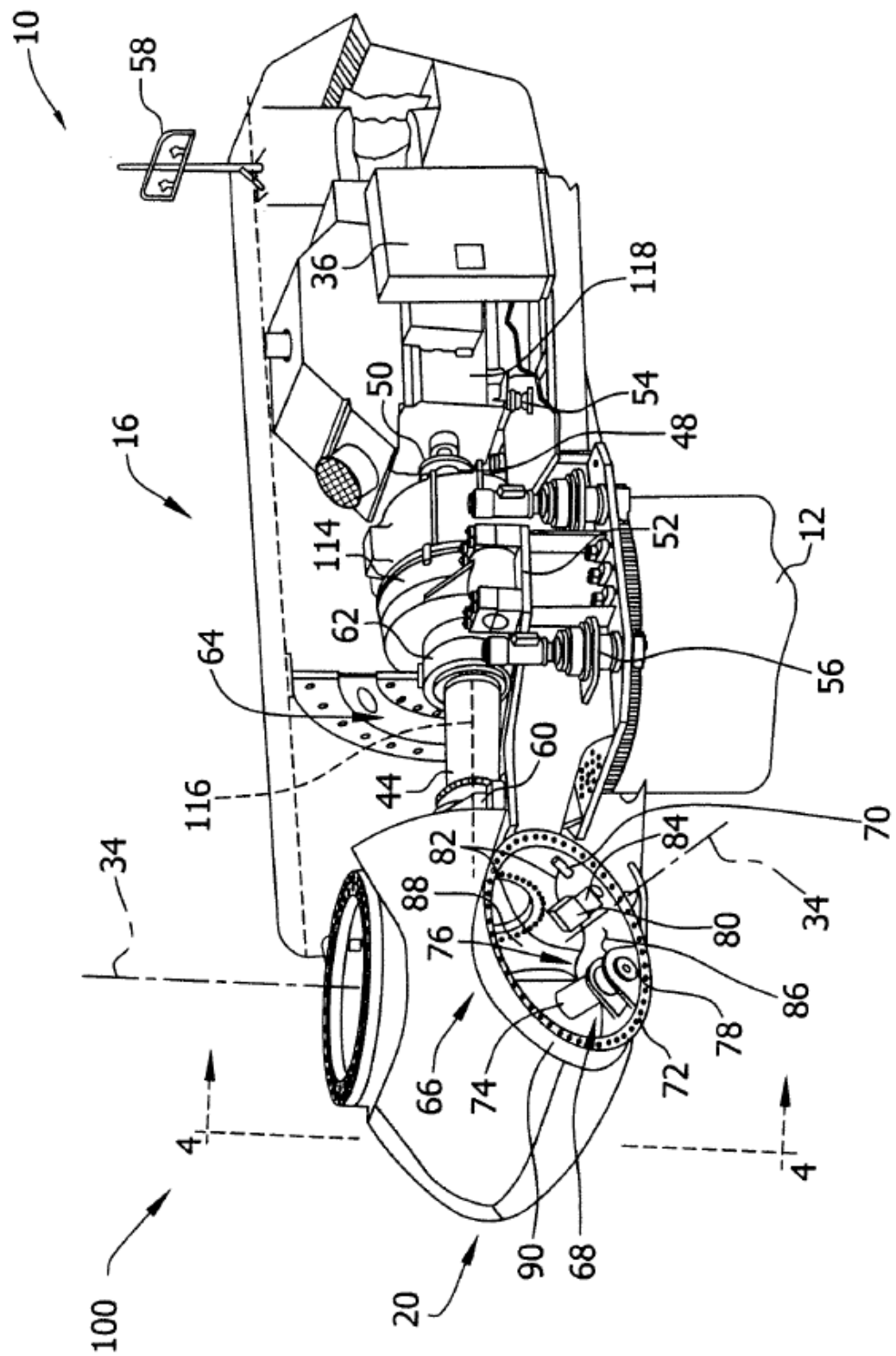


FIG. 3

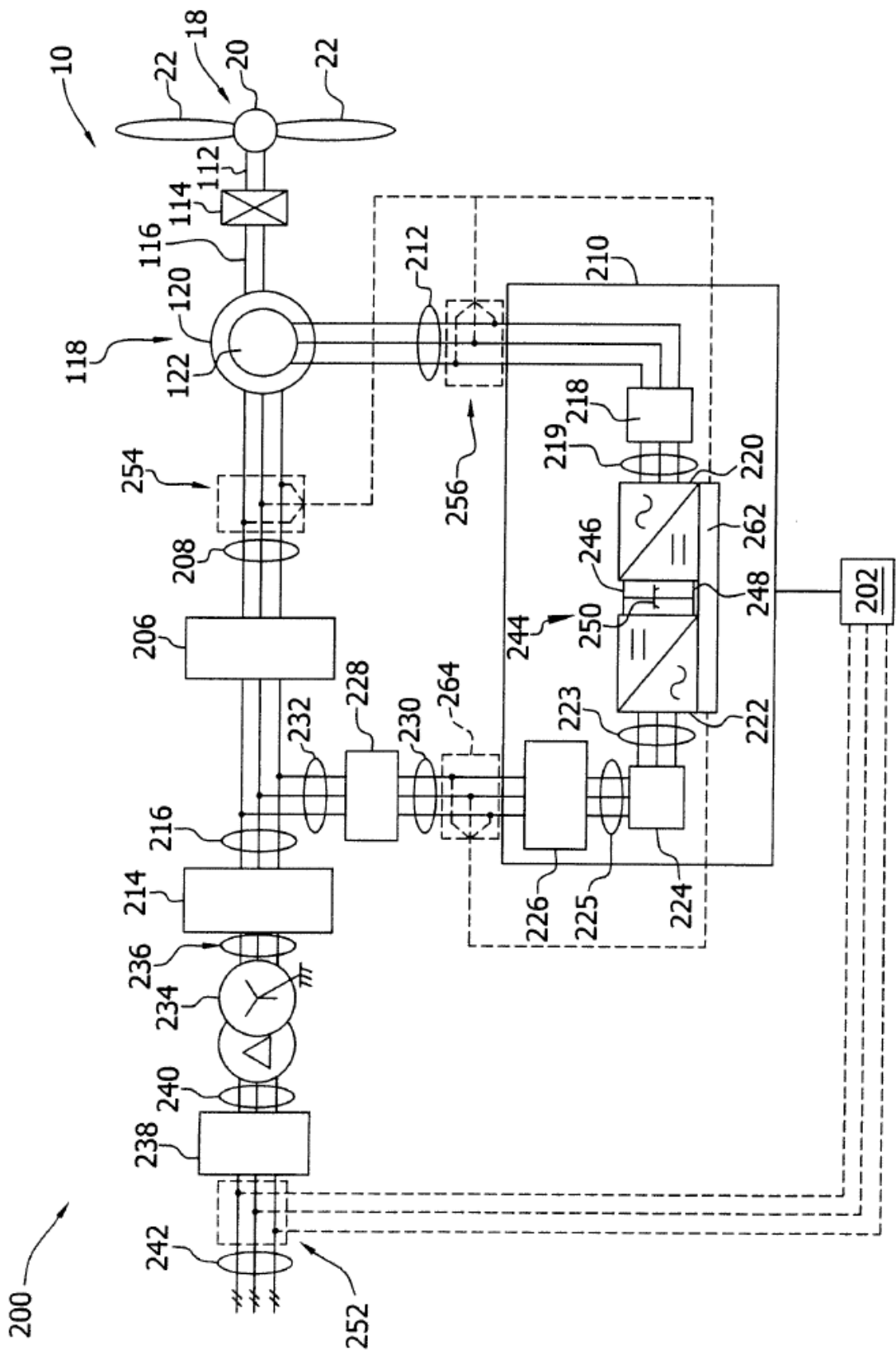


FIG. 4

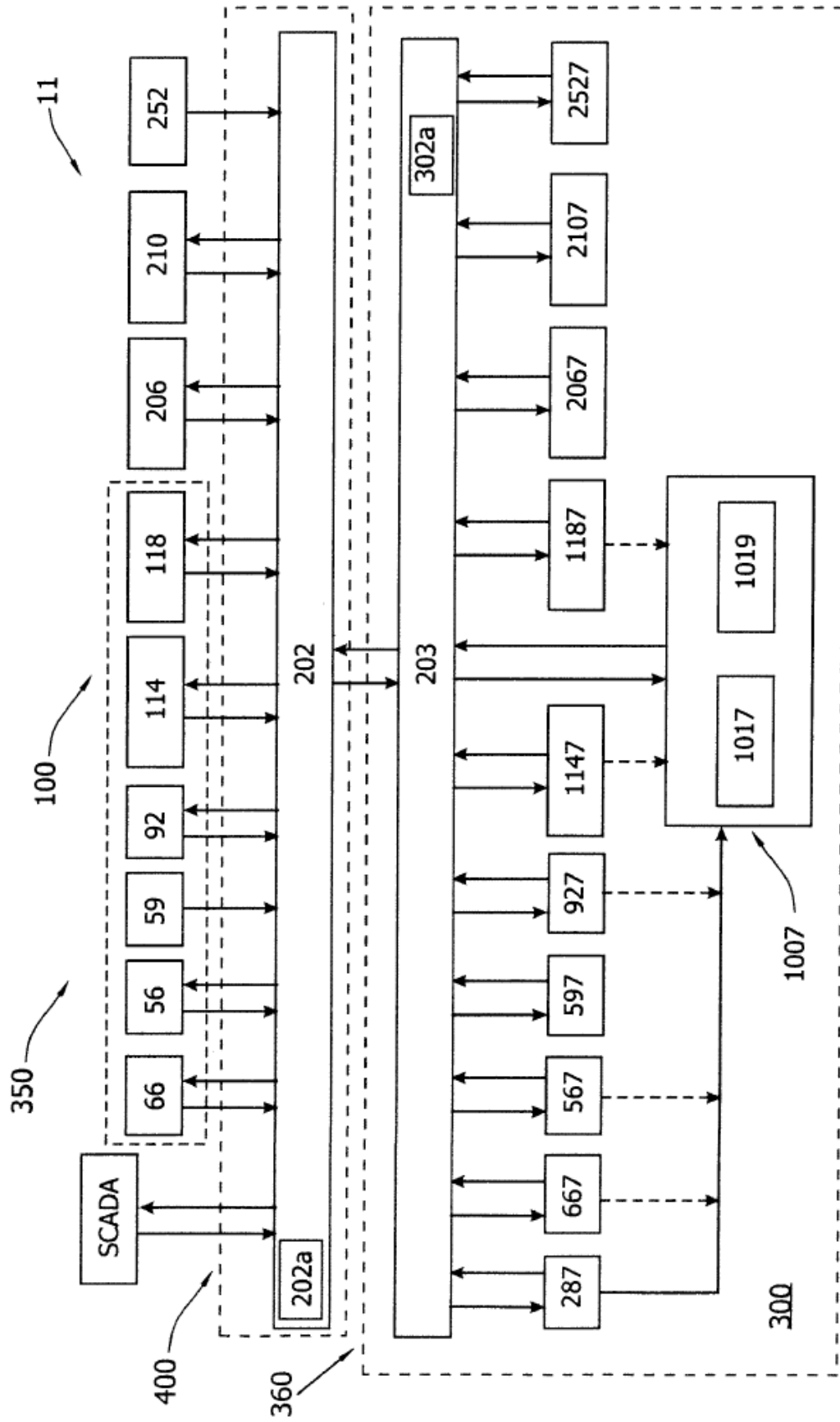


FIG. 5

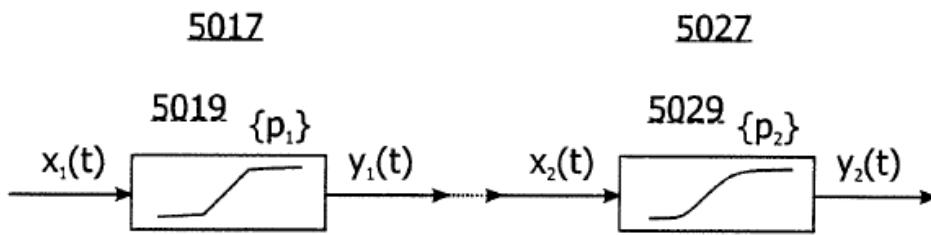


FIG. 6

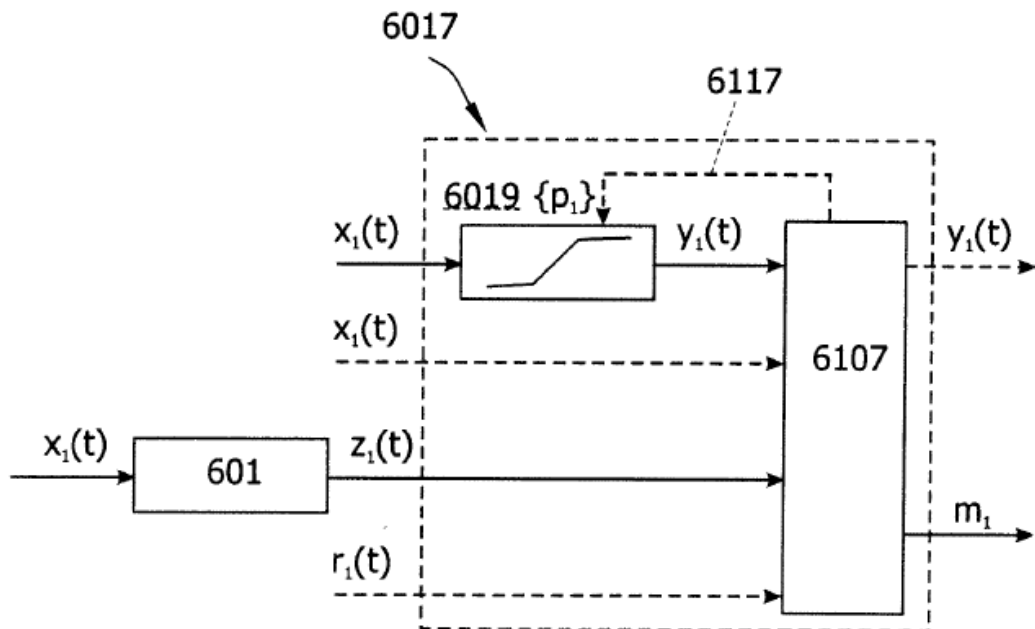


FIG. 7

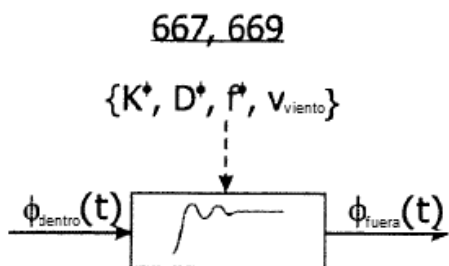


FIG. 8

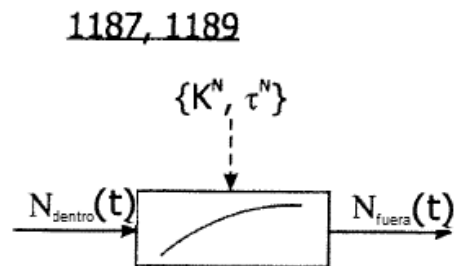


FIG. 9

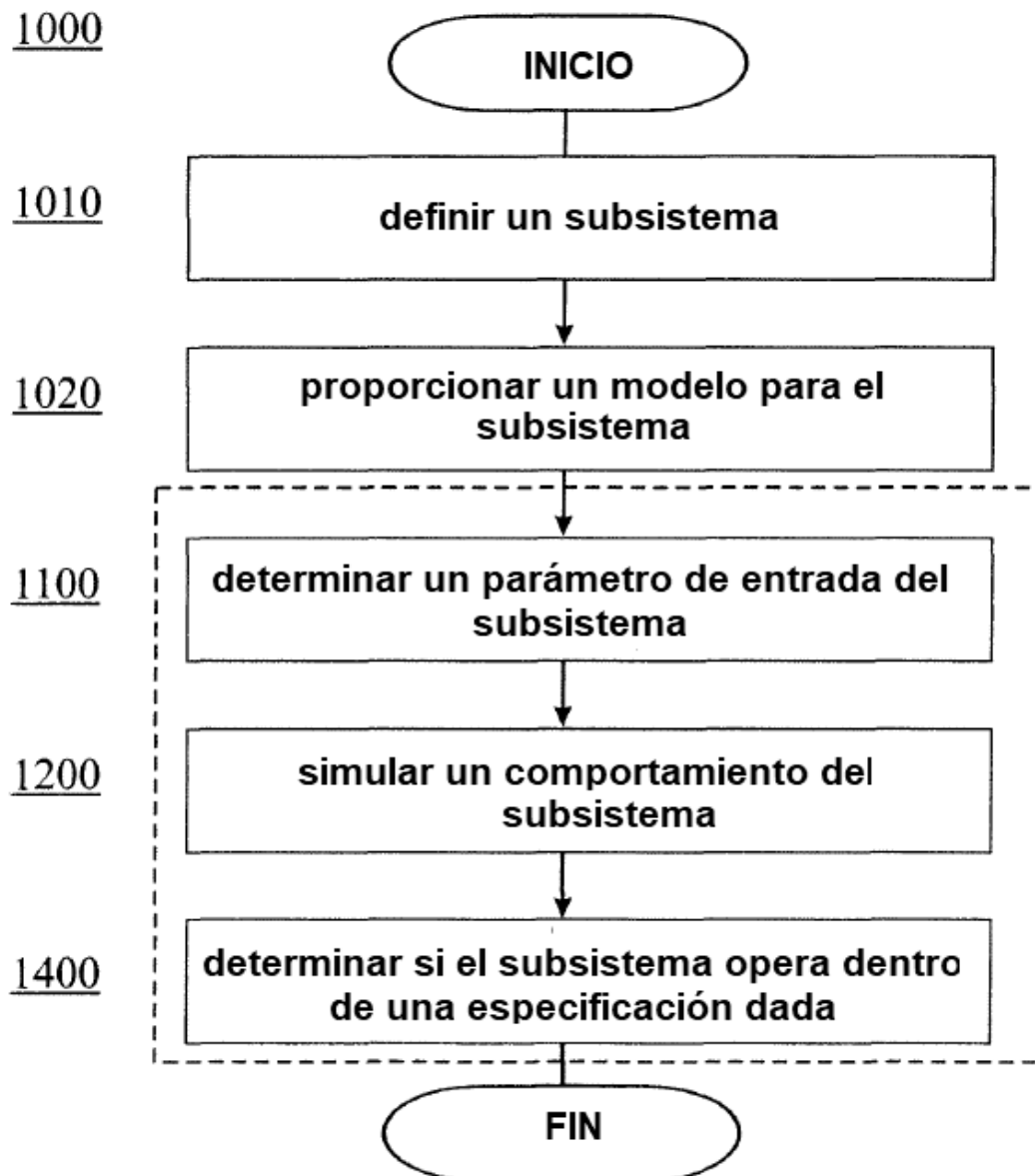


FIG. 10

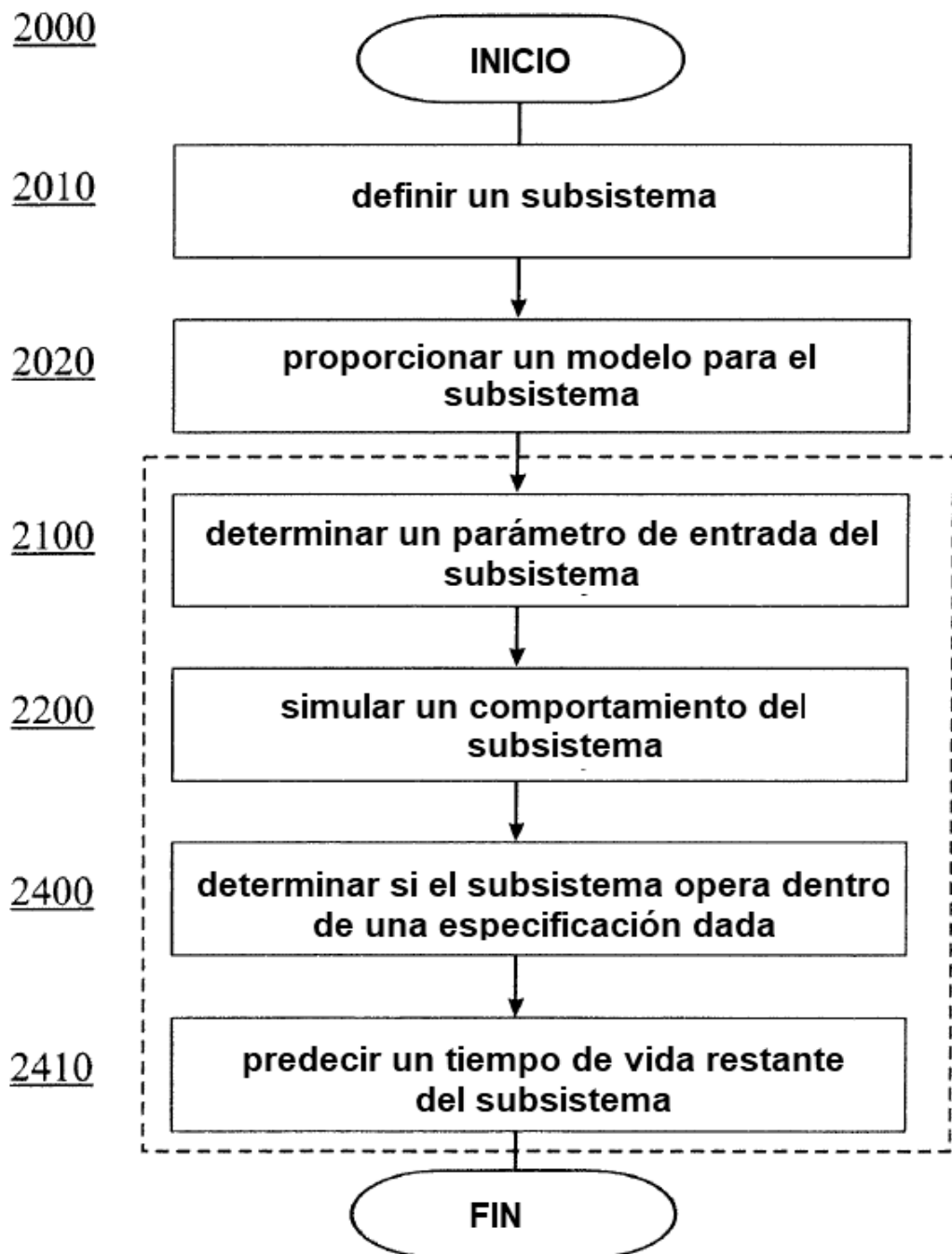


FIG. 11

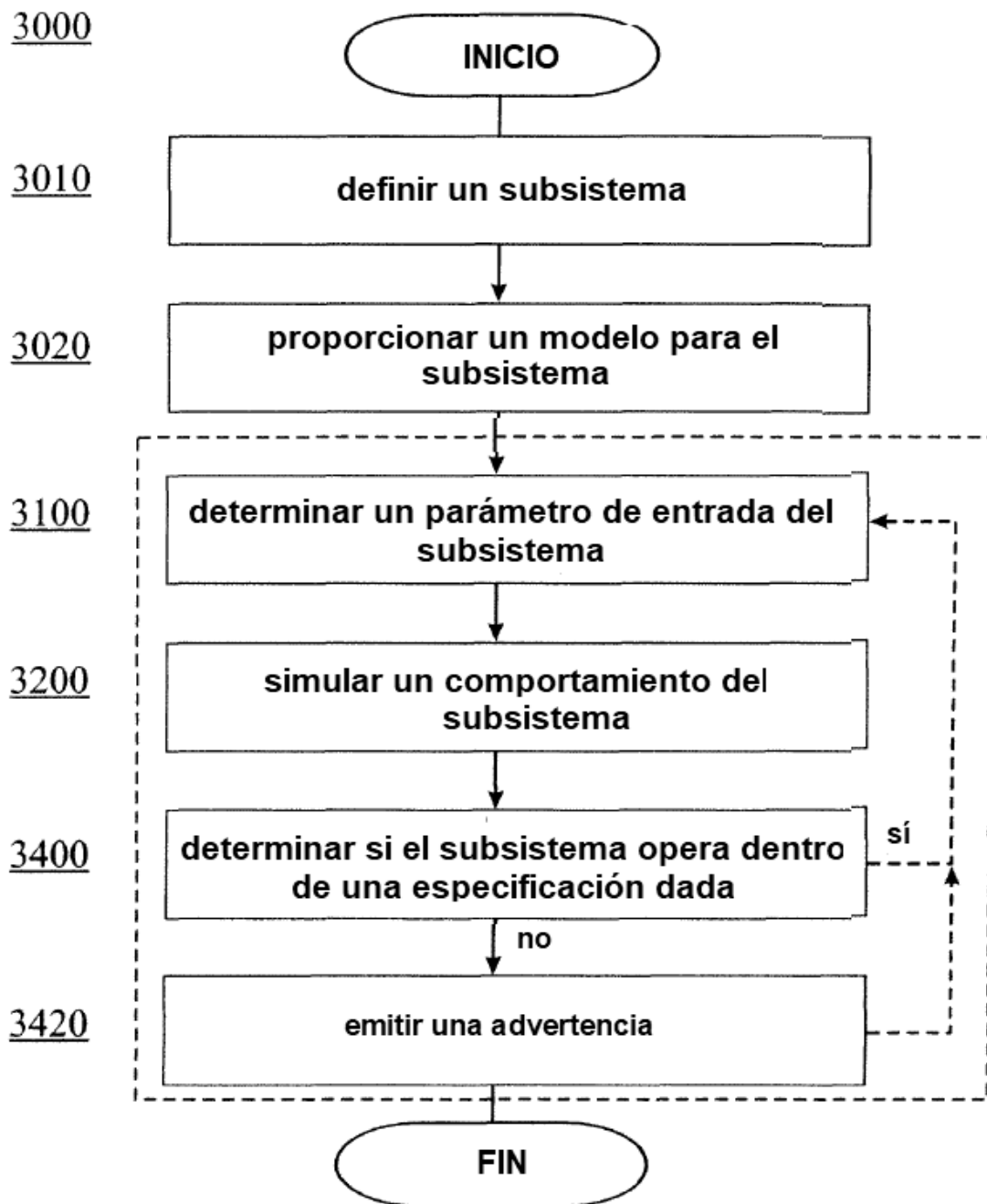


FIG. 12

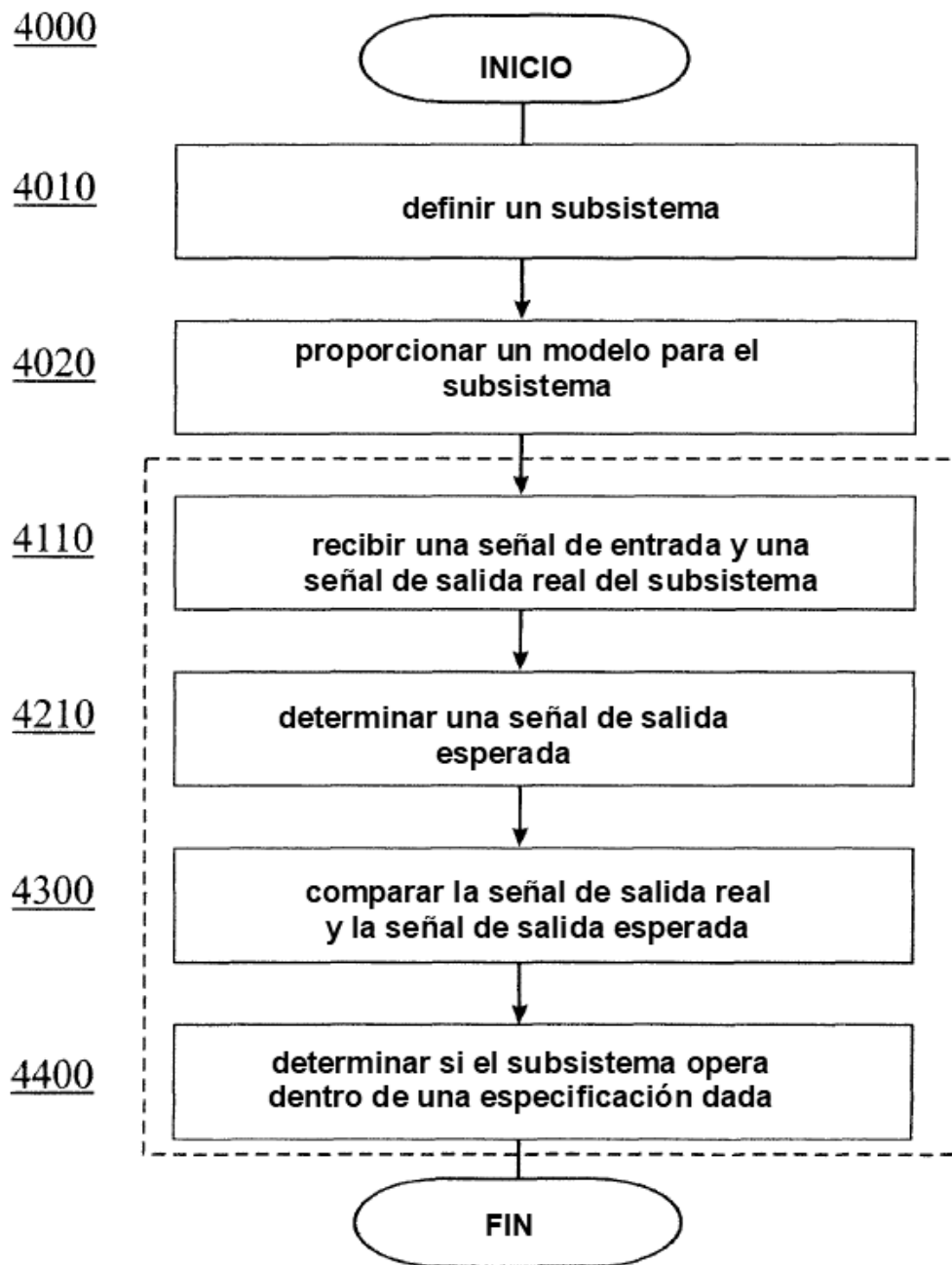


FIG. 13

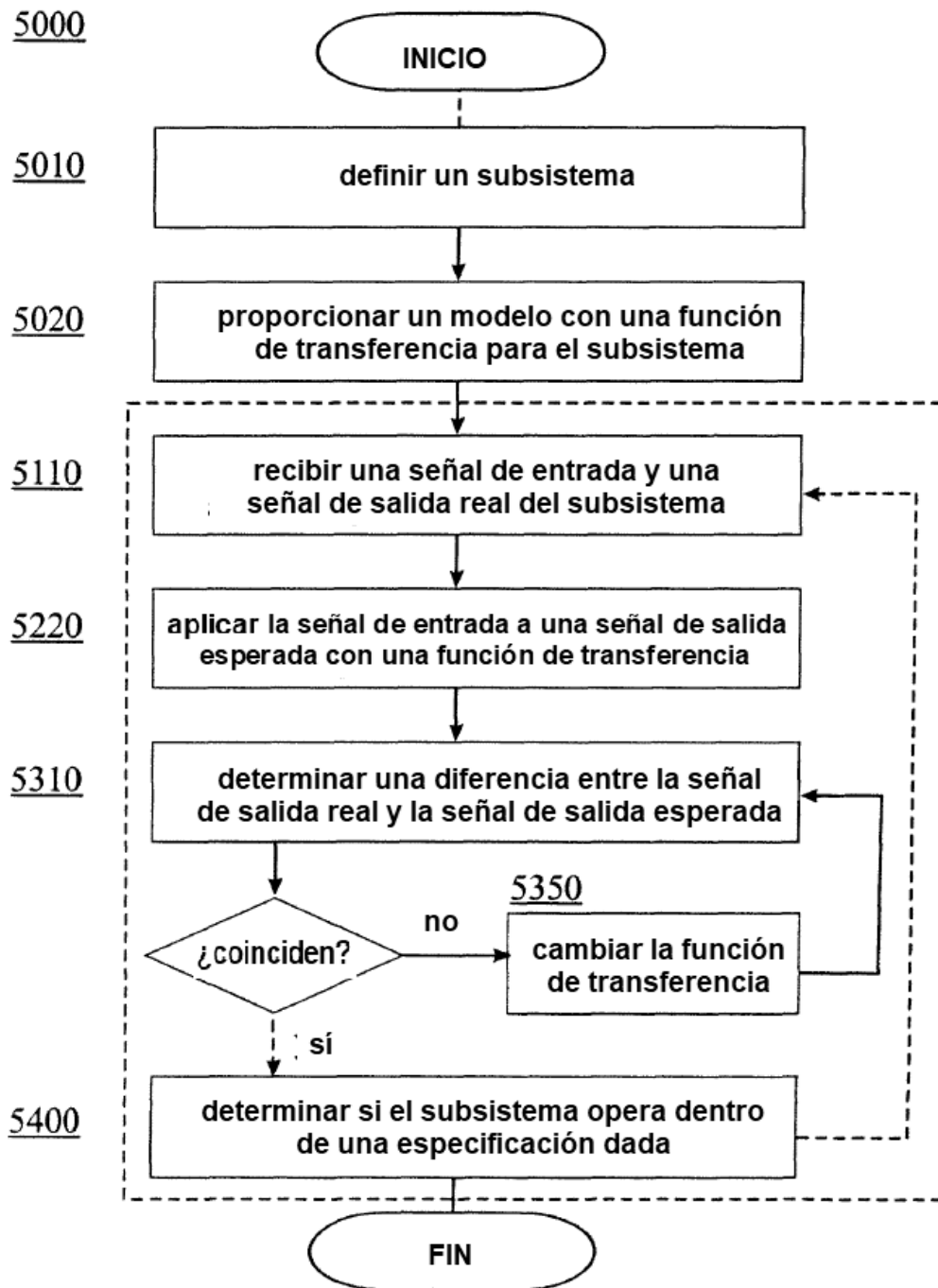


FIG. 14

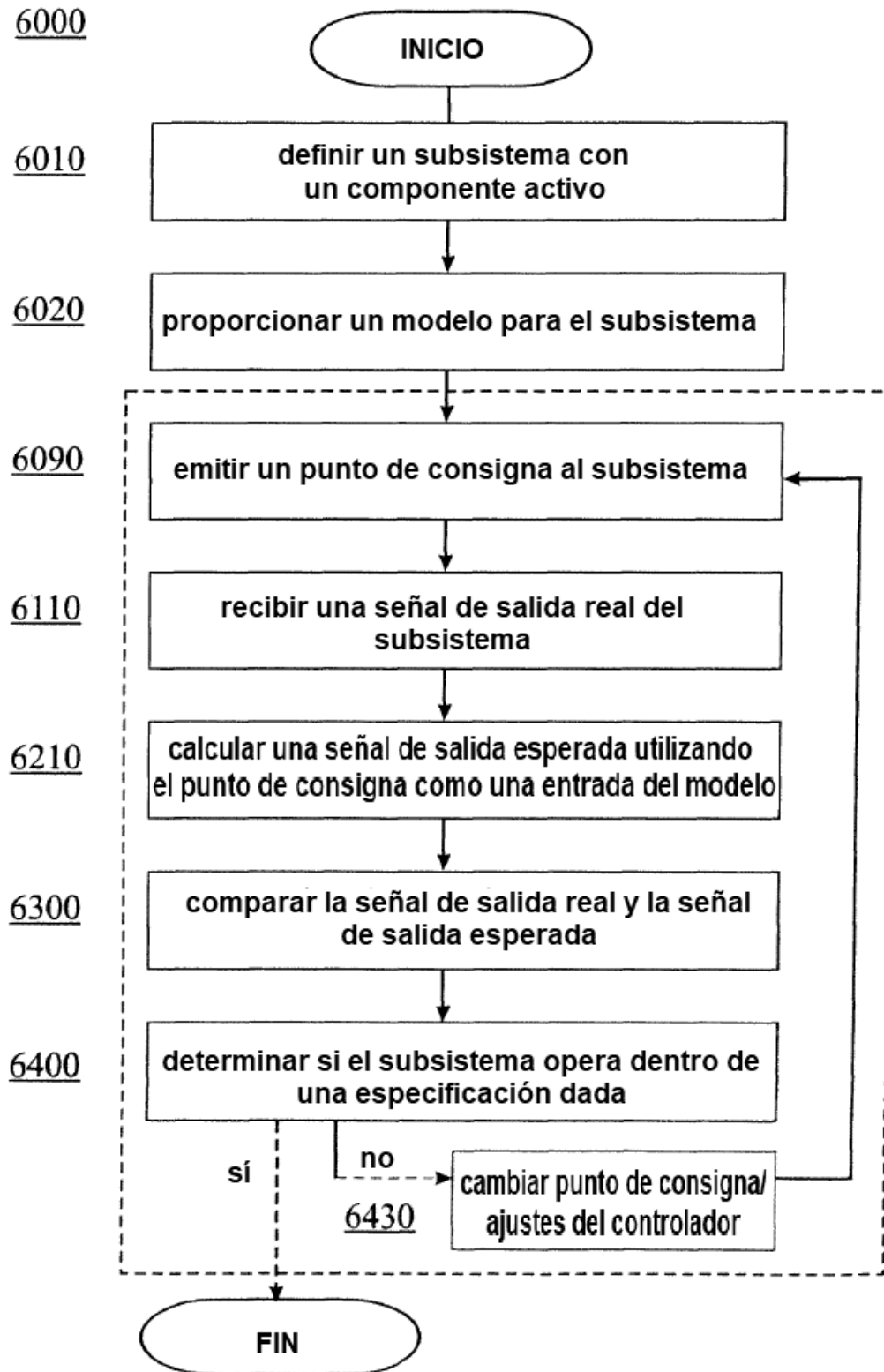


FIG. 15

7000

