

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 640 271**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

G01S 17/95 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **15.10.2012 E 12188543 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **23.08.2017 EP 2581761**

54 Título: **Estimación de propiedades del viento usando un dispositivo de determinación y detección de luz**

30 Prioridad:

14.10.2011 US 201113274108

16.12.2011 DK 201170714

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

02.11.2017

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**COUCHMAN, IAN;
BOWYER, ROBERT;
HALES, KELVIN y
PALMER, CHRISTOPHER**

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 640 271 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

Estimación de propiedades del viento usando un dispositivo de determinación y detección de luz

Campo de la invención

5 Realizaciones de la invención se refieren, en general, a una detección avanzada de la velocidad y dirección del viento aguas arriba de un generador de turbina eólica (WTG), específicamente a métodos y sistemas para procesar señales del viento para su uso en el controlador de WTG.

Antecedentes

10 En los últimos años, ha habido un interés creciente en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero generados quemando combustibles fósiles. Una solución para reducir emisiones de gases de efecto invernadero es desarrollar fuentes de energía renovables. Particularmente, la energía derivada del viento ha demostrado ser una fuente de energía segura y fiable con el entorno, que puede reducir la dependencia a los combustibles fósiles.

15 La energía en el viento puede captarse mediante una turbina eólica, que es una máquina rotatoria que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica, y posteriormente la energía mecánica en energía eléctrica. Las turbinas eólicas de eje horizontal habituales incluyen una torre, una góndola ubicada en la punta de la torre, y un rotor que se soporta en la góndola por medio de un árbol. El árbol acopla el rotor o bien directa o bien indirectamente con un conjunto de rotor de un generador alojado en el interior de la góndola. Una pluralidad de generadores de turbina eólica pueden disponerse en conjunto en un parque eólico o central eólica para generar suficiente energía para soportar una red eléctrica.

20 En turbinas eólicas de alto rendimiento actuales, se hace cada vez más importante controlar las fuerzas aerodinámicas junto con la respuesta aeroelástica a través de manipulación activa. Tal control no solamente puede lograrse mediante medios aerodinámicos, sino también mediante, por ejemplo, el control del cabeceo de la pala o la velocidad de rotación del rotor de turbina eólica.

25 Las turbinas eólicas más actuales están equipadas con un sensor o sensores de viento en la góndola que pueden detectar la velocidad y dirección del viento. Basándose en la velocidad y dirección del viento detectadas, pueden tomarse una o más decisiones de control tales como realizar el cabeceo de las palas, realizar la guiñada de la turbina a barlovento, etc., para garantizar la generación de una cantidad de energía, reducción de cargas y esfuerzos deseados sobre componentes de turbina eólica y similares.

30 El documento WO98/42980 da a conocer una turbina eólica con un sistema de medición de velocidad del viento basándose en un dispositivo LIDAR. El documento GB2476506 da a conocer un control de una turbina eólica basándose en una señal de sensor que indica el estado del viento aguas arriba. El documento WO2009/134221 da a conocer un velocímetro doppler con láser que puede usarse con una turbina eólica. La publicación "Wind turbine wake aerodynamics" por L. J. Vermeer *et al.* describe la aerodinámica de regiones de estela próxima y lejana de turbinas eólicas.

Sumario de la invención

35 La invención se define en las reivindicaciones independientes a las que debe hacerse referencia ahora. Se definen características ventajosas en las reivindicaciones dependientes.

40 Realizaciones de la invención se refieren, en general, a la detección avanzada de la velocidad y dirección del viento aguas arriba de un generador de turbina eólica (WTG), específicamente a métodos y sistemas para procesar señales del viento para su uso en el controlador de WTG. Ejemplos de sensores que pueden usarse para medir la velocidad y dirección del viento de manera previa del rotor son radares, dispositivos de determinación y detección de luz (LIDAR), SODAR y velocímetros doppler con láser.

45 Una realización de la invención proporciona un método para determinar una propiedad del viento que se aproxima a al menos una turbina eólica. Generalmente, el método comprende recuperar una pluralidad de mediciones de sensor procedentes de uno o más dispositivos de sensor, en el que cada dispositivo de sensor está configurado para medir la propiedad del viento en una pluralidad de ubicaciones, determinar una propiedad del viento esperada en un rotor de la turbina eólica basándose en la pluralidad de mediciones de sensor y un modelo predefinido de flujo de viento, ajustar al menos un parámetro de funcionamiento de la turbina eólica basándose en la propiedad del viento esperada en el rotor de la turbina eólica, comparar, usando un compensador de observación, la propiedad del viento esperada determinada en el rotor con una propiedad del viento medida en el rotor para determinar una diferencia entre la propiedad determinada y la medición, y ajustar una determinación posterior de la propiedad del viento esperada en la turbina eólica basándose en la diferencia determinada. Dicho modelo de flujo de viento es un modelo dinámico basándose en una discretización espacial según la ecuación Navier-Stokes.

Otra realización de la invención proporciona una turbina eólica que comprende un procesador configurado para recuperar una pluralidad de mediciones de sensor procedentes de uno o más dispositivos de sensor, en la que cada

5 dispositivo de sensor está configurado para medir la propiedad del viento en una pluralidad de ubicaciones, determinar una propiedad del viento esperada en un rotor de la turbina eólica basándose en la pluralidad de mediciones de sensor y un modelo predefinido de flujo de viento, ajustar al menos un parámetro de funcionamiento de la turbina eólica basándose en la propiedad del viento esperada en el rotor de la turbina eólica, comparar, usando un compensador de observación, la propiedad del viento esperada determinada en el rotor con una propiedad del viento medida en el rotor para determinar una diferencia entre la propiedad determinada y la medición, y ajustar una determinación posterior de la propiedad del viento esperada en la turbina eólica basándose en la diferencia determinada. Dicho modelo de flujo de viento es un modelo dinámico basándose en una discretización espacial según la ecuación Navier-Stokes.

10 Aún otra realización de la invención proporciona una central eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas, uno o más dispositivos de detección de viento, y un procesador de central eólica. Generalmente, el procesador de central eólica está configurado para recuperar una pluralidad de mediciones de sensor procedentes del uno o más dispositivos de sensor, en la que cada dispositivo de sensor está configurado para medir la propiedad del viento en una o más ubicaciones, determinar una propiedad del viento esperada en un rotor de al menos una de la pluralidad de turbinas eólicas basándose en la pluralidad de mediciones de sensor y un modelo predefinido de flujo de viento, ajustar al menos un parámetro de funcionamiento de la al menos una de la pluralidad de turbinas eólicas basándose en la propiedad del viento esperada en el rotor de la turbina eólica, comparar, usando un compensador de observación, la propiedad del viento esperada determinada en el rotor con una propiedad del viento medida en el rotor para determinar una diferencia entre la propiedad determinada y la medición, y ajustar una determinación posterior de la propiedad del viento esperada en la turbina eólica basándose en la diferencia determinada. Dicho modelo de flujo de viento es un modelo dinámico basándose en una discretización espacial según la ecuación Navier-Stokes.

Breve descripción de los dibujos

25 Realizaciones de la presente invención se explican, a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos adjuntos. Debe observarse que los dibujos adjuntos solamente ilustran ejemplos de realizaciones de esta invención y, por tanto, no debe considerarse que limitan su alcance, ya que la invención puede admitir otras realizaciones igualmente efectivas.

La figura 1 ilustra una turbina eólica a modo de ejemplo según una realización de la invención.

30 La figura 2 ilustra una vista más detallada de componentes de una turbina eólica a modo de ejemplo según una realización de la invención.

La figura 3 ilustra un dispositivo de determinación y detección de luz según una realización de la invención.

La figura 4 ilustra una radiación pulsada según una realización de la invención.

La figura 5 ilustra la lógica del proceso según una realización de la invención.

35 La figura 6 es un diagrama de flujo de un método a modo de ejemplo para determinar una propiedad del viento que se aproxima a una turbina eólica, según una realización de la invención.

La figura 7 ilustra un campo de vientos a modo de ejemplo según una realización de la invención.

La figura 8 ilustra un dispositivo de determinación y detección de luz a modo de ejemplo según una realización de la invención.

La figura 9 ilustra un sistema a modo de ejemplo según una realización de la invención.

40 La figura 10 ilustra otro sistema a modo de ejemplo según una realización de la invención.

La figura 11 es un diagrama de flujo de operaciones a modo de ejemplo realizado para determinar propiedades del viento esperadas en un rotor de una turbina eólica.

Descripción detallada

45 A continuación, se hace referencia a realizaciones de la invención. Sin embargo, debe entenderse que la invención no se limita a las realizaciones descritas específicas. En cambio, se contempla cualquier combinación de las siguientes características y elementos, independientemente de que estén relacionados con diferentes realizaciones, para implementar y poner en práctica la invención.

50 Además, en diversas realizaciones, la invención proporciona numerosas ventajas sobre la técnica anterior. Sin embargo, a pesar de que las realizaciones de la invención pueden lograr ventajas sobre otras soluciones posibles y/o sobre la técnica anterior, independientemente de que se logre una ventaja particular por una realización dada, no limitan la invención. Por tanto, los siguientes aspectos, características, realizaciones y ventajas son simplemente ilustrativos y no se consideran elementos o limitaciones de las reivindicaciones adjuntas excepto en el caso en que

se especifique lo contrario de manera clara en una reivindicación. Del mismo modo, las referencias a “la invención” no deben interpretarse como una generalización de ninguna materia dada a conocer en el presente documento y no deberá considerarse como un elemento o limitación de las reivindicaciones adjuntas excepto en caso de que se explicita lo contrario de manera clara en una reivindicación.

5 La siguiente es una descripción detallada de realizaciones de la invención representadas en los dibujos adjuntos. Las realizaciones son ejemplos y se encuentran en tal detalle como para comunicar de manera clara la invención. Sin embargo, la cantidad de detalle ofrecido no pretende limitar las variaciones anticipadas de realizaciones; sino que por el contrario, la intención es incluir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que se encuentran dentro del alcance de la invención tal como se definió por las reivindicaciones adjuntas.

10 En general, es deseable que una turbina eólica tenga un conocimiento avanzado sobre las propiedades del viento que llegarán en poco tiempo a la turbina. Tal conocimiento aporta al controlador de turbina tiempo suficiente para ajustar parámetros de funcionamiento, tales como ángulo de cabeceo de pala o velocidad del rotor, para hacer frente a las condiciones que se aproximan. Esto puede llevarse a cabo por numerosos motivos. A velocidades de viento inferiores puede ser importante maximizar la energía que puede extraerse por el viento ajustando parámetros tales como el ángulo de cabeceo de pala a una posición óptima. Por otro lado, a velocidades de viento superiores es importante ajustar parámetros de turbina para evitar un funcionamiento bajo condiciones que podrían conllevar daños. Por ejemplo, las turbinas eólicas tienen normalmente una potencia asignada predefinida. Cuando esta salida de potencia se supera, el ángulo de cabeceo de pala y otros parámetros de funcionamiento pueden ajustarse para reducir la cantidad de energía que se extra del viento. Las turbinas eólicas también requieren diseñarse para soportar condiciones de funcionamiento extremas, por ejemplo, aquellas definidas en IEC 61400-1:2005. Normalmente, estas condiciones extremas son situaciones aisladas poco frecuentes o un número pequeño de situaciones acumulativas que provocan cargas grandes, a menudo desequilibradas, en la turbina eólica y dañarán la turbina o reducirán la vida útil global de los componentes de turbina, tales como las palas o la caja de engranajes en cantidades significativas.

25 La figura 1 ilustra una turbina eólica a modo de ejemplo 100 según una realización de la invención. Tal como se ilustra en la figura 1, la turbina eólica 100 incluye una torre 110, una góndola 120 y un rotor 130. En una realización de la invención, la turbina eólica 100 puede ser una turbina eólica terrestre. Sin embargo, realizaciones de la invención no solamente se limitan a turbinas eólicas terrestres. En realizaciones alternativas, la turbina eólica 100 puede ser una turbina eólica marítima ubicada sobre una masa de agua tal como, por ejemplo, un lago, un océano o similar.

30 La torre 110 de turbina eólica 100 puede estar configurada para elevar la góndola 120 y el rotor 130 hasta una altura en la que un flujo de aire fuerte, menos turbulento y generalmente no obstruido puede recibirse por el rotor 130. La altura de la torre 110 puede ser cualquier altura razonable. La torre 110 puede estar realizada de cualquier tipo de material, por ejemplo, acero, hormigón o similares. En algunas realizaciones, la torre 110 puede estar realizada de un material monolítico. Sin embargo, en realizaciones alternativas, la torre 110 puede incluir una pluralidad de secciones, por ejemplo, dos o más secciones de acero tubulares 111 y 112, tal como se ilustra en la figura 1. En algunas realizaciones de la invención, la torre 110 puede ser una torre enrejada. Por consiguiente, la torre 110 puede incluir perfiles de acero soldado.

35 El rotor 130 incluye un buje de rotor (a continuación, en el presente documento conocido simplemente como “buje”) 131 y al menos una pala 132 (se muestran tres palas 132 de este tipo en la figura 1). El buje de rotor 131 está configurado para acoplar la al menos una pala 132 a un árbol (no mostrado). Las palas 132 tienen un perfil aerodinámico de manera que, a velocidades de viento predefinidas, las palas 132 experimentan un ascenso, provocando de este modo que las palas roten radialmente alrededor del buje. La góndola 120 incluye uno o más componentes configurados para convertir la energía aeromecánica de las palas en energía de rotación del árbol, y la energía de rotación del árbol en energía eléctrica.

40 La figura 1 también representa un sensor de viento 123. El sensor de viento 123 está configurado para detectar una dirección del viento en o próxima a la turbina eólica 100. Al detectar la dirección del viento, el sensor de viento 123 proporciona datos útiles que pueden usarse para determinar operaciones, tales como realizar la guiñada de la turbina eólica 100 en el viento. El sensor de viento 123 puede usar la velocidad y/o dirección del viento para controlar el ángulo de cabeceo de pala. Los datos de velocidad del viento pueden usarse para determinar un ángulo de cabeceo apropiado que permite a las palas 132 captar una cantidad de energía deseada procedente del viento o evitar cargas excesivas en los componentes de turbina. En algunas realizaciones, el sensor de viento 123 puede estar integrado con un sensor de temperatura, sensor de presión y similares, que proporcionan datos adicionales con respecto al entorno que rodea la turbina eólica. Tales datos pueden usarse para determinar uno o más parámetros de funcionamiento de la turbina eólica para facilitar la captación de una cantidad de energía deseada por la turbina eólica 100 o para evitar dañar los componentes de la turbina eólica.

45 En una realización de la invención, puede proporcionarse un dispositivo de detección remoto, tal como un dispositivo de determinación y detección de luz (LIDAR) 180, en o próximo a la turbina eólica 100. Por ejemplo, el LIDAR 180 puede colocarse en una góndola, buje y/o torre de la turbina eólica, tal como se ilustra en la figura 1. En realizaciones alternativas, el LIDAR 180 puede colocarse en una o más palas 132 de la turbina eólica 100. En

algunas otras realizaciones, el dispositivo LIDAR puede colocarse próximo a la turbina eólica 100, por ejemplo, en el suelo tal como se muestra en la figura 1. En general, el LIDAR 180 puede estar configurado para detectar la velocidad y/o dirección del viento en uno o más puntos en la parte frontal de la turbina eólica 100. Dicho de otro modo, el LIDAR 180 puede permitir que la turbina eólica detecte la velocidad del viento antes de que el viento alcance realmente la turbina eólica. Esto permite que la turbina eólica 100 ajuste proactivamente uno o más del ángulo de cabeceo de pala, par del generador, posición de guiñada, y parámetros de funcionamiento similares para captar más energía del viento, reducir cargas en los componentes de turbina, y similares. En algunas realizaciones, un controlador está configurado para combinar los datos recibidos desde un dispositivo LIDAR 180 y el sensor de viento 123 para generar una medición más precisa de la velocidad y/o dirección del viento.

La figura 2 es una vista esquemática de componentes habituales del interior de la góndola 120 y torre 110 de un generador de turbina eólica 100. Cuando el viento 200 empuja las palas 132, el rotor 130 gira, haciendo rotar de este modo un árbol de baja velocidad 202. Los engranajes en una caja de engranajes 204 convierten mecánicamente la velocidad de rotación baja del árbol de baja velocidad 202 en una velocidad de rotación relativamente alta de un árbol de alta velocidad 208 adecuado para generar electricidad usando un generador 206. En una realización alternativa, la caja de engranajes puede omitirse, y un único árbol, por ejemplo, el árbol 202 puede estar acoplado directamente con el generador 206.

Un controlador 210 detecta la velocidad de rotación de uno o ambos árboles 202, 208. Si el controlador decide que el/los árbol(es) están rotando demasiado rápido, el controlador puede enviar una señal a un sistema de frenado 212 para ralentizar la rotación de los árboles, lo que ralentiza la rotación del rotor 106, a su vez. El sistema de frenado 212 pretende impedir daños a los componentes del generador de turbina eólica 100. El controlador 210 también está configurado para recibir entradas desde un anemómetro 214 (que proporciona la velocidad del viento) y/o una válvula de viento 216 (que proporciona la dirección del viento). Basándose en la información recibida, el controlador 210 envía una señal de control a una o más de las palas 108 en un esfuerzo para ajustar el cabeceo 218 de las palas. Al ajustar el cabeceo 218 de las palas con respecto a la dirección del viento, la velocidad de rotación del rotor (y, por tanto, los árboles 202, 208) puede aumentarse o reducirse. Basándose en la dirección del viento, por ejemplo, el controlador 210 envía una señal de control a un conjunto que comprende un motor de guiñada 220 y un accionador de guiñada 222 para hacer rotar la góndola 104 con respecto a la torre 102, de manera que el rotor 106 pueda colocarse para situarse más orientado (o, en determinadas circunstancias, menos) a barlovento o a sotavento (si es una turbina eólica a sotavento). En realizaciones adicionales, el controlador 210 también está configurado para recibir señales de excitación de central, tales como señales de control eléctricas o señales de sensor que indican la salida de potencia del generador, el punto de consigna de funcionamiento de turbina o generador, la potencia asignada, frecuencia, tensión o cualquier otra variable eléctrica apropiada para describir el estado de la máquina eléctrica rotatoria.

El generador 206 puede estar configurado para generar una corriente alterna trifásica basándose en uno o más requisitos de red eléctrica. En una realización, el generador 206 puede ser un generador síncrono. Los generadores síncronos pueden estar configurados para funcionar a una velocidad constante, y pueden estar conectados directamente a la red eléctrica. En algunas realizaciones, el generador 206 puede ser un generador de imán permanente. En realizaciones alternativas, el generador 206 puede ser un generador asíncrono, también denominado en ocasiones generador de inducción. Los generadores de inducción pueden o no estar conectados directamente a la red eléctrica. Por ejemplo, en algunas realizaciones, el generador 206 puede estar acoplado a la red eléctrica mediante uno o más dispositivos eléctricos configurados para, por ejemplo, ajustar la corriente, tensión, y otros parámetros eléctricos para cumplir uno o más requisitos de red eléctrica. Dispositivos eléctricos a modo de ejemplo incluyen, por ejemplo, inversores, convertidores, resistencias, conmutadores, transformadores y similares.

Las realizaciones de la invención no se limitan a ningún tipo de generador o disposición del generador particular ni a uno o más dispositivos eléctricos asociados con el generador en relación con la red eléctrica. Cualquier tipo adecuado de generador incluyendo (pero no limitándose a) generadores de inducción, generadores de imanes permanentes, generadores síncronos o similares, configurados para generar electricidad según requisitos de red eléctrica, se encuentran dentro de alcance de la invención.

La figura 2 también ilustra un LIDAR montado en buje 180 a modo de ejemplo según una realización de la invención. Aunque se muestre en el buje en la figura 2, en realizaciones alternativas, el dispositivo LIDAR 180 puede colocarse en o próximo a cualquier ubicación de la turbina, por ejemplo, en el suelo, en las palas, en la góndola, en la torre y similares.

La figura 3 ilustra una vista a modo de ejemplo de componentes dentro de un LIDAR 180 según una realización de la invención. Tal como se ilustra, el LIDAR 180 incluye un emisor 310, un detector 320 y un bloque de procesamiento 330. El término "lógica del proceso" se usa en el presente documento con referencia a cualquier combinación de uno o más del emisor 310, detector 320 y bloque de procesamiento 330. Aunque en la figura 3 se muestra un único par de emisor detector 310-320, en realizaciones alternativas, el LIDAR 180 puede incluir cualquier número de emisores y/o detectores. En una realización de la invención, un emisor/detector puede realizar una operación de exploración para medir propiedades del viento en una pluralidad de puntos.

El emisor 310 está configurado para generar un haz de luz, tal como un haz de luz ultravioleta, visible, infrarrojo

cercano y/o infrarrojo. El detector 320 está configurado para detectar retrodispersión del haz de luz emitido por el emisor desde uno o más objetos. El bloque de procesamiento 330 está configurado para determinar una o más propiedades de la luz retrodispersada detectada por el detector 320 y determinar una o más propiedades del uno o más objetos desde los que se refleja el haz de luz.

5 Tal como se mencionó anteriormente, el LIDAR 180 se usa para medir la velocidad y/o dirección del viento en al menos una ubicación o posición remota. El conocer la velocidad y dirección del viento en una ubicación remota, por ejemplo, enfrente de un rotor de una turbina eólica, permite que la turbina eólica optimice uno o más parámetros de funcionamiento tales como el ángulo de cabeceo de pala y/o el par del generador para reducir cargas sobre los componentes de turbina eólica y/o aumentar la captación de energía. Para medir la velocidad del viento de manera remota, puede emitirse un haz de luz (por ejemplo, un haz de láser) al viento que se aproxima mediante, por ejemplo, el emisor 310 del LIDAR 180. La luz emitida puede reflejarse en aerosoles (por ejemplo, polen, polvo) en el viento y puede dispersarse en múltiples direcciones. Una parte de la luz dispersada puede viajar de vuelta al LIDAR 180, y puede detectarse mediante, por ejemplo, el detector 320 de LIDAR 180. Basándose en la luz retrodispersada, puede determinarse una o más propiedades de los aerosoles mediante el bloque de procesamiento 330. Por ejemplo, el bloque de procesamiento 330 usa el efecto doppler para determinar propiedades de los aerosoles. Dado que las propiedades de los aerosoles están fuertemente relacionadas con la propiedad del viento que transporta los aerosoles, pueden determinarse propiedades del viento, por ejemplo velocidad y dirección del viento, basándose en las propiedades de los aerosoles.

20 En una realización de la invención, el emisor 310 puede estar configurado para generar destellos de radiación cortos o pulsados. En una realización, una o más propiedades de la radiación pueden diferir de un destello a otro destello. La radiación pulsada puede permitir que el LIDAR 180 determine propiedades de aerosoles en múltiples ubicaciones remotas, facilitando de este modo una estimación más precisa de propiedades del viento que se aproxima.

25 La figura 4 ilustra el funcionamiento de un sistema LIDAR pulsado según una realización de la invención. Tal como se muestra, se emite radiación pulsada 410 por el LIDAR 180 al viento que se aproxima. En una realización, la radiación 410 incluye destellos de radiación cortos de diferente intensidad. La radiación pulsada puede usarse para medir propiedades del viento a múltiples distancias, por ejemplo, a 25m, 50m, 75m y 100m tal como se muestra en la figura 4. Cada una de las múltiples distancias en las que se miden las propiedades del viento se conocen en el presente documento como intervalo de compuerta. Por ejemplo, la figura 4 ilustra 4 intervalos de compuertas.

30 Aunque se da a conocer la variación de la intensidad de radiación/luz anteriormente en el presente documento, en realizaciones alternativas, cualquier otra propiedad de la luz, por ejemplo, el tamaño del pulso, forma del pulso, longitud del pulso, o similares, puede variar de un destello a otro destello. En otra realización, en lugar de usar radiación pulsada, el LIDAR 180 puede incluir una pluralidad de pares de emisor detector, en la que cada par de emisor detector está asociado con un intervalo de compuerta particular. Cada uno de los pares de emisor detector puede emitir y detectar un tipo único de radiación, por ejemplo, radiación de una intensidad particular, permitiendo de este modo que el par de emisor detector detecte las propiedades del viento en el intervalo de compuerta asociado.

35 La figura 4 supone que conlleva un tiempo t que la radiación viaje una distancia de 25m. Por consiguiente, para medir las propiedades del viento en cada una de las distancias predefinidas, el detector mide el cambio en frecuencia de la radiación a medida que interacciona con los aerosoles en el aire. Por ejemplo, a 25m la partícula de aerosol se mueve hacia la fuente de luz, lo que provoca que la frecuencia de la luz reflejada sea superior 411. Este cambio en las propiedades de la luz puede utilizarse para medir las propiedades del viento a 25m. De manera similar, un pulso de luz 412 puede utilizarse para medir las propiedades del viento a 50m. Un tercer pulso de luz 413 puede utilizarse para medir las propiedades del viento a 75m, y finalmente un cuarto pulso de luz 411 puede utilizarse para medir las propiedades del viento a 100m.

45 Tal como se ilustra adicionalmente en la figura 4, al menos una parte de la radiación pulsada puede reflejarse de vuelta hacia el LIDAR 180 mediante los aerosoles en el viento. Por ejemplo, una partícula de aerosol 431 a una distancia de 25m con respecto al LIDAR 180 puede reflejar una parte 421 de la radiación pulsada de vuelta al LIDAR 180. De manera similar, las partículas 432, 433 y 434 se muestran reflejando partes de la radiación pulsada 422, 423 y 424, respectivamente desde distancias de 50m, 75m y 100m, de vuelta hacia el LIDAR 180. Aunque solamente se muestra una única partícula de aerosol en cada una de las distancias de 25m, 50m 75m y 100m por motivos de simplicidad, un experto en la técnica reconocerá que pueden existir una pluralidad de partículas de aerosol en cada distancia predefinida desde el LIDAR 180, y que cada partícula puede retrodispersar una parte de la radiación pulsada al LIDAR 180.

55 En un ejemplo, las partes retrodispersadas de la radiación pulsada 421-424 se reciben por el detector 320 a tiempos $2t$, $4t$, $6t$ y $8t$, respectivamente. El bloque de procesamiento 330 (véase la figura 3) analiza la radiación retrodispersada detectada para determinar una o más propiedades de las partículas de aerosol 431-434. Por ejemplo, el bloque de procesamiento 330 utiliza el efecto doppler para determinar la velocidad de las partículas de aerosol 431-434 en la dirección del láser.

Es posible que las partículas de aerosol en diferentes ubicaciones tengan velocidades y dirección diferentes. Por

ejemplo, la partícula de aerosol 431 se muestra moviéndose en una primera dirección 441, la partícula de aerosol 432 se muestra moviéndose en una segunda dirección 442, la partícula de aerosol 433 se muestra moviéndose en una tercera dirección 443 y la partícula de aerosol 434 se muestra moviéndose en una cuarta dirección 444. Dado que las partículas de aerosol pueden estar moviéndose a diferentes velocidades y direcciones en diferentes distancias, las partículas en una ubicación particular solas pueden no proporcionar una indicación precisa de propiedades del viento que se mueve hacia la turbina eólica. Realizaciones de la invención proporcionan un LIDAR 180 que puede medir propiedades del viento en una pluralidad de ubicaciones y determinar una indicación más precisa de las propiedades de viento que alcanzarán la turbina.

Aunque la figura 4 ilustra propiedades de medición del viento en múltiples puntos diferentes que están a diferentes distancias del rotor de turbina eólica, en realizaciones alternativas, los múltiples puntos de medición diferentes pueden estar a la misma distancia del rotor de turbina eólica. Por ejemplo, en una realización, puede usarse un dispositivo LIDAR de exploración para medir propiedades del viento en múltiples puntos que están a una distancia predefinida del rotor de turbina eólica. En una realización, se usa una combinación de mediciones en múltiples ubicaciones, algunas de las cuales pueden estar a diferentes distancias, y algunas de las cuales pueden estar a la misma distancia del rotor de turbina eólica, para estimar las propiedades del viento que se aproxima.

La figura 5 ilustra una vista más detallada del bloque de procesamiento 330 según una realización de la invención. El bloque de procesamiento 330 puede implementarse como hardware, software o una combinación de hardware y software. Aunque se muestre como una parte del dispositivo LIDAR 180, en realizaciones alternativas, el bloque de procesamiento puede implementarse fuera del dispositivo LIDAR 180, por ejemplo, en el controlador de turbina eólica 210 (véase la figura 2).

Tal como se ilustra en la figura 5, el bloque de procesamiento 330 incluye una pluralidad de bloques de reconstrucción de LIDAR 510 (se muestran cuatro bloques 510a-d), un selector de intervalo de compuerta 520 y un bloque de procesamiento de señal de control 530. Cada uno de los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 está configurado para determinar una o más propiedades del viento en una ubicación remota. En una realización, cada bloque de reconstrucción de LIDAR 510 corresponde a un intervalo de compuerta respectivo. Por ejemplo, los bloques de reconstrucción de LIDAR 510a, 510b, 510c y 510d de la figura 5, corresponden a los intervalos de compuerta de 25m, 50m, 75m y 100m respectivamente en la figura 4.

En una realización, cada uno de los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 determina una velocidad de campo visual de los aerosoles asociada con su intervalo de compuerta respectivo basándose en el haz reflejado. La velocidad de campo visual se refiere a la velocidad del viento en una dirección a lo largo de la dirección de la radiación pulsada. Las velocidades de campo visual se transfieren a un controlador separado, por ejemplo, el controlador 210, que entonces calcula una o más de la velocidad del viento axial, velocidad del viento lateral, velocidad del viento absoluta y/o la dirección del viento. La velocidad del viento axial se refiere a la velocidad del viento en una dirección que es perpendicular al plano de rotor (fuera del plano), y la velocidad del viento lateral se refiere a la velocidad del viento en una dirección que es paralela al plano de rotor (en el plano).

En una realización de la invención, cada bloque de reconstrucción de LIDAR 510 está configurado para realizar filtrado de coherencia para eliminar cualquier ruido de fuentes no deseables en la radiación detectada para un intervalo de compuerta particular. El ruido en la radiación puede introducirse mediante otras fuentes de radiación, reflexiones procedentes de uno o más pulsos de radiación previos o posteriores de diferente intensidad y similares. Además, diferentes frecuencias en el viento son coherentes a diferentes distancias. Por ejemplo, no se pretende que frecuencias elevadas a distancias de o próximas a 200m del rotor de turbina eólica alcancen el rotor. Por consiguiente, tales frecuencias elevadas pueden filtrarse en realizaciones de la invención.

En algunos casos, puede ser posible que no existan aerosoles (o muy pocos aerosoles) en o próximos a un intervalo de compuerta particular. Por consiguiente, los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 asociados con ese intervalo de compuerta particular pueden no detectar una radiación retrodispersada adecuada. En algunas realizaciones, el LIDAR 180 puede colocarse en una góndola de una turbina eólica. Por consiguiente, las palas en movimiento de la turbina eólica pueden hacer que la radiación emitida no alcance el intervalo de compuerta. En algunas otras realizaciones, después de realizar el filtrado de coherencia, los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 pueden determinar que la radiación detectada no es fiable para calcular propiedades del viento para el intervalo de compuerta respectivo.

En tales casos, el bloque de reconstrucción de LIDAR 510 está configurados para generar una señal que indica que los datos relacionados con ese intervalo de compuerta no son válidos o fiables. Por ejemplo, si no se detecta la radiación reflejada dentro de un periodo de tiempo predefinido desde el tiempo de emisión de radiación, el bloque de reconstrucción de LIDAR 510 genera una señal que indica que los datos para el intervalo de compuerta asociados con el bloque de reconstrucción de LIDAR 510 no son fiables.

Tal como se ilustra en la figura 5, los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 se acoplan al selector de intervalo de compuerta 520. En una realización, los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 están configurados para transferir una o más señales al selector de intervalo de compuerta 520. Por ejemplo, cada bloque de reconstrucción de LIDAR 510 transfiere datos relacionados con uno o más de velocidad del viento axial, lateral, vertical, absoluta y/o dirección

del viento para un intervalo de compuerta respectivo al selector de intervalo de compuerta 520. En algunas realizaciones, cuando se determina que los datos para un intervalo de compuerta particular no son fiables (debido a, por ejemplo, carencia de partículas de retrodispersión), el bloque de reconstrucción de LIDAR 510 para ese intervalo de compuerta transfiere una señal que indica que los datos para el intervalo de compuerta no son fiables.

- 5 El selector de intervalo de compuerta 520 recibe señales de cada uno de los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 y transfiere solamente datos válidos al bloque de procesamiento de señal de control 530. Por ejemplo, si el bloque de reconstrucción de LIDAR 510a indica que los datos de ese bloque no son fiables, entonces el selector de intervalo de compuerta 520 puede no transferir los datos del bloque de reconstrucción de LIDAR 510a al bloque de procesamiento de señal de control 530.
- 10 El bloque de procesamiento de señal de control 530 está configurado para combinar los datos recibidos desde dos o más bloques de reconstrucción de LIDAR 510 (mediante el selector de intervalo de compuerta 520), y determinar una velocidad y/o dirección del viento estimadas para el viento que se aproximará al rotor de turbina eólica. Por ejemplo, en una realización, el bloque de procesamiento de señal de control promedia los datos válidos recibidos de una pluralidad de bloques de reconstrucción de LIDAR 510 para determinar la velocidad y/o dirección del viento estimadas. En una realización alternativa, el bloque de procesamiento de control usa un promedio de la media cuadrática con respecto a los datos válidos recibidos de una pluralidad de bloques de reconstrucción de LIDAR 510 para determinar la velocidad y/o dirección del viento estimadas. En una realización alternativa, el bloque de procesamiento de señal de control 530 está configurado para determinar un promedio ponderado de los datos recibidos de los bloques de reconstrucción de LIDAR 510. Por ejemplo, en una realización particular, los intervalos de compuertas más próximos a la turbina pueden tener una ponderación superior que los intervalos de compuertas que están más alejados de la turbina.

En una realización de la invención, las propiedades de viento estimadas que se espera que se aproximen a la turbina eólica se proporcionan (mediante el bloque de procesamiento de señal de control de LIDAR 530) a uno o más controladores de la turbina eólica. Por ejemplo, en una realización, la velocidad del viento estimada del viento que se aproxima a la turbina eólica se proporciona a un controlador de cabeceo de turbina. El controlador de cabeceo de turbina ajusta un ángulo de cabeceo de las palas de turbina eólica basándose en la velocidad del viento estimada recibida para maximizar la producción de energía, reducir cargas en los componentes de turbina eólica, o similares. En otra realización, una dirección del viento estimada calculada por el bloque de procesamiento de señal de control 530 puede proporcionarse a un controlador de guiñada de la turbina eólica. El controlador de guiñada ajusta una posición de guiñada de la turbina eólica basándose en la posición del viento estimada recibida para garantizar que la turbina eólica está orientada a barlovento. Aunque se hace referencia a un controlador de cabeceo y un controlador de guiñada en el presente documento, en realizaciones alternativas, las propiedades del viento estimadas se transfieren a cualquier controlador de la turbina eólica, por ejemplo, un controlador de velocidad del rotor.

35 La figura 6 es un diagrama de flujo de operaciones a modo de ejemplo realizadas para determinar una propiedad del viento que se aproxima a una turbina eólica, según una realización de la invención. Las operaciones comienzan en la etapa 610 detectando radiación reflejada de una pluralidad de intervalos de compuerta predefinidos. Por ejemplo, haciendo referencia a las figuras 4 y 5, los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 detectan radiación reflejada de una pluralidad de intervalos de compuerta. En la etapa 610, se determina una propiedad del viento para cada intervalo de compuerta basándose en la radiación detectada. Tal como se describió anteriormente, los bloques de reconstrucción de LIDAR 510 determinan una o más de una velocidad del viento absoluta, velocidad del viento lateral, dirección del viento vertical, velocidad del viento axial, dirección del viento, o similares para intervalos de compuerta respectivos. En la etapa 630, la propiedad del viento que se aproxima a la turbina eólica se determina basándose en la propiedad del viento determinada de al menos dos intervalos de compuerta. Entonces, en la etapa 640, la propiedad determinada del viento que se aproxima a la turbina eólica se transfiere a un controlador de la turbina eólica, por ejemplo, un controlador de cabeceo, controlador de velocidad del rotor, controlador de guiñada, o similares.

En otra realización de la invención, las propiedades del viento medidas desde el LIDAR, que se midieron en una pluralidad de ubicaciones enfrente del rotor, se mapean a un tiempo/distancia enfrente del WTG y entonces se combinan en el controlador de WTG. Entonces, el controlador de turbina usa esta información para optimizar la captación de energía o reducir la carga en los componentes de turbina. Esto puede lograrse calculando la fase inicial para cada distancia de medición, y entonces desviando las señales medidas en esta cantidad, cuando las señales se combinan. La desviación de fase se actualizará continuamente durante el funcionamiento. También puede ser ventajoso proporcionar diferentes ponderaciones a las propiedades del viento medidas por el LIDAR, dependiendo de la velocidad, dirección del viento y la distancia del rotor.

En realizaciones de la invención, el controlador está configurado para mejorar la calidad de las predicciones de campo de vientos calculadas a partir de las mediciones de LIDAR, por ejemplo, las mediciones de LIDAR recogidas de las etapas de la figura 6. En particular, el controlador está configurado para combinar las mediciones de una unidad de LIDAR con un modelo dinámico de cómo un campo de vientos evoluciona para generar una estimación más fiable del viento registrado que puede aproximarse a una turbina, permitiendo por tanto un control más fiable para una producción de energía óptima, evitar daños y similares. En una realización, el controlador mencionado

anteriormente puede ser un controlador de una única turbina eólica configurado para utilizar mediciones procedentes de una unidad de LIDAR asociada con la única turbina eólica para estimar propiedades de un viento registrado que se aproxima a la única turbina eólica. En una realización alternativa, el controlador puede ser un controlador de parque eólico configurado para estimar un campo de vientos que se aproxima a un parque eólico usando mediciones de una o más unidades de LIDAR colocadas en el parque eólico.

La figura 7 ilustra un ejemplo de campo de vientos 700 que se aproxima a una turbina eólica 710. La línea recta 701 indica un campo de vientos estimado determinado usando solamente equipo de detección de viento tal como un LIDAR para determinar propiedades promedio tales como velocidad y dirección del campo de vientos, y corresponde a la salida directa de los datos de sensor LIDAR. En realidad, el campo de vientos real puede no ser tan uniforme a lo largo del plano de rotor. Por ejemplo, la línea discontinua 702 ilustra un campo de vientos real, en el que la velocidad, dirección del viento y similares pueden variar de una ubicación a otra. Pueden usarse un flujo de aire dinámico o modelo de viento para hacer que campo de vientos estimado se aproxime más próximo al campo de vientos real. En este contexto, se entenderá que el modelo es una representación matemática de parámetros, tales como velocidad del viento absoluta, velocidad del viento lateral, dirección del viento vertical, dirección del viento axial, dirección del viento, expresados para las coordenadas en la región de espacio enfrente de la turbina eólica para valores de tiempo dados, y sometidos a actualizaciones usando uno o más modelos computacionales conocidos. En realizaciones, el procesado del modelo de flujo de aire puede incluirse en el sensor LIDAR. En otras realizaciones, el procesado del modelo de flujo de aire puede llevarse a cabo en un controlador de la turbina eólica.

Por consiguiente, una realización de la invención combina mediciones de LIDAR con un modelo dinámico que describe cómo un campo de vientos puede desarrollarse entre uno o más puntos de medición y el rotor para determinar una estimación más precisa del campo de vientos que puede esperarse en el rotor. El campo de flujo sobre un terreno enfrente de una turbina eólica evoluciona según relaciones dinámicas complejas que dependen de, por ejemplo, el campo en el límite del campo de interés, el punto de funcionamiento de la turbina, la topografía del lugar y similares. Los modelos de dinámica de fluidos computacional (CFD) existen, pero no es posible hacerlos funcionar en línea simplemente para mapear las mediciones con respecto a un campo porque sería demasiado costoso computacionalmente, y en algunos casos, llevaría semanas hacer funcionar una única simulación.

Una suposición más sencilla, conocida como turbulencia congelada de Taylor, afirma que las fluctuaciones sobre un flujo principal pueden transportarse simplemente aguas abajo y pueden usarse para conseguir un modelo razonable del flujo:

$$\frac{\partial w}{\partial t}(y,t) = -\bar{v} \frac{\partial w}{\partial y}(y,t), \quad w(L,t) = w_i(t), \quad w(\cdot,0) = w_0(\cdot), \quad (1)$$

en la que $w(y,t)$ es la aproximación a la turbulencia congelada de Taylor del promedio de la velocidad del viento del rotor a una distancia y enfrente de la turbina en el momento t , \bar{v} la velocidad del viento media (se asume que conocida y que cambia lentamente) y L es la distancia de medición desde la turbina. Un método de solución lineal a la ecuación (1) anterior facilita el uso de este modelo para mapear la velocidad medida de una única medición LIDAR una distancia L_1 lejana a una aproximación $\hat{v}_r(t)$ del promedio de la velocidad del viento del rotor:

$$\hat{v}_r(t) = w\left(L_1, t - \frac{L_1}{\bar{v}}\right). \quad (2)$$

Las únicas unidades de LIDAR pueden tomar varias mediciones en el flujo, tal como se describió anteriormente con referencia a las figuras 4 a 6. Una forma de fusionar o combinar la información procedente de estos sensores sería simplemente tomar una suma ponderada de las tres mediciones individuales:

$$\hat{v}_r(t) = k_1 w\left(L_1, t - \frac{L_1}{\bar{v}}\right) + k_2 w\left(L_2, t - \frac{L_2}{\bar{v}}\right) + k_3 w\left(L_3, t - \frac{L_3}{\bar{v}}\right), \quad (3)$$

en la que k_1 , k_2 , k_3 son los factores ponderantes que corresponden a las tres mediciones, respectivamente. Obsérvese que en ausencia de ruido y en el caso en el que la suposición de turbulencia congelada de Taylor sea

$$w\left(L_1, t - \frac{L_1}{\bar{v}}\right) = w\left(L_2, t - \frac{L_2}{\bar{v}}\right) = w\left(L_3, t - \frac{L_3}{\bar{v}}\right),$$

verdadera,

La figura 8 ilustra un sensor LIDAR 810 en el que las condiciones de limitación para el flujo del viento, así como la información que describe el funcionamiento de la turbina eólica, tal como un punto de funcionamiento de turbina se introducen como entradas, y a partir de las que se emiten tanto los datos de sensor de las propiedades del viento detectadas, como un campo de vientos estimado. En este sencillo ejemplo, la estimación puede basarse en la expresión ponderada observada anteriormente en la ecuación 3. Las condiciones de limitación pueden referirse a una región de espacio enfrente de la unidad de LIDAR o a una central eólica.

En una realización adicional de la invención, mediciones de sensor, por ejemplo, las mediciones de sensor combinadas o fusionadas a las que se hizo referencia anteriormente se usan como una entrada para que un modelo dinámico estime el campo/propiedades del viento que pueden esperarse en el rotor. Además, el campo de vientos estimado puede compararse con el campo de vientos real medido en la turbina eólica o rotor para facilitar la corrección de errores en el modelo. La medición del campo de vientos real en el rotor o turbina eólica puede lograrse usando sensores, tales como sensor de viento 123, anemómetro 214 y válvula de viento 216 por ejemplo.

La figura 9 ilustra un sistema a modo de ejemplo según una realización de la invención. Tal como se ilustra, el sistema puede incluir una unidad de LIDAR 910, un compensador de observación 920 y modelos de la turbina eólica y flujo 930 y los sensores 940. La presencia de la turbina eólica en el flujo cambiará el flujo del que se espera al aire libre, de modo que el modelo de flujo puede programarse para incluir respuestas basándose en la forma de turbina eólica. El modelo de sensor puede ser útil para rastrear la respuesta de los diversos sensores basándose en su posición en la turbina eólica, lo que puede afectar a su fiabilidad, y cualquier variación en su funcionamiento a medida que los factores ambientales cambian. El modelo de sensor puede omitirse si se desea. Se supone que la unidad de LIDAR 910 es similar a las unidades de LIDAR descritas anteriormente en el presente documento, que pueden medir propiedades del viento en múltiples ubicaciones según condiciones de limitación predefinidas.

La salida de los sensores LIDAR y sensores de viento en la turbina se proporciona como entrada a los modelos 930 y 940 para predecir propiedades del viento que pueden esperarse en el rotor. Tal como se ilustra adicionalmente, se proporciona un compensador de observación 920 para corregir lecturas de sensor antes de transferir la salida del sensor a los modelos 930 y 940. Tal como se ilustra en la figura 9, el compensador de observación recibe una salida estimada de los modelos 930 y 940, y compara la salida estimada con datos de viento reales medidos en el rotor. Basándose en la diferencia entre la salida estimada y los datos de viento reales medidos, el compensador de observación ajusta la entrada a los modelos 930 y 940 para rastrear cambios y mejorar la fiabilidad.

En una realización adicional, el compensador de observación 920 también combina salida de sensor y señales de excitación de central (tales como aquellas mencionadas anteriormente) con modelos de la central de turbina eólica. Al comparar las salidas de un modelo de la central de turbina eólica con las mediciones reales, y corregir la diferencia, el compensador de observación permite modelar la respuesta de la turbina eólica con respecto a instrucciones de funcionamiento que se establecen en movimiento mediante respuestas a las predicciones de LIDAR y de flujo de aire. Esto proporciona un control más fino de los procesos de realimentación.

Se entenderá que el comparador de observación es una estructura o algoritmo matemático. En el caso de que el modelo sea el modelo espacialmente discretizado, simplificado que deriva de una discretización de Navier-Stokes aproximada, puede escribirse lo siguiente:

$$\dot{W}(t) = AW(t) + BU(t), \quad y(t) = CW(t), \quad (4)$$

en la que $W(t)$ es el vector de las velocidades del viento modeladas en n ubicaciones enfrente de la turbina, A , B , C son matrices de dimensión apropiada que incorporan el operador de advección y la colocación del sensor y $U(t)$ representa el efecto sobre $W(t)$ de la velocidad de entrada, el estimador puede escribirse:

$$\dot{\hat{W}}(t) = (A + LC)\hat{W}(t) - Ly(t), \quad \hat{y}(t) = C\hat{W}(t), \quad (5)$$

en la que $\hat{W}(t)$ es la estimación de $W(t)$, L es la ganancia del estimador y, $\hat{y}(t)$ es la estimación del promedio de la velocidad del viento del rotor. Con una construcción correcta de L , puede demostrarse necesariamente un rendimiento mejorado de este estimador en comparación con su predecesor en bucle descrito por la ecuación (3). También pueden usarse modelos más avanzados para lograr mejoras adicionales.

En una realización de la invención, el compensador de observación puede implementarse como un filtro Kalman. Un filtro Kalman tiene una estructura de observador elegida de manera que la salida predicha representa el caso en el que ha accionado el sistema el ruido de energía mínimo. La estructura de ruido puede seleccionarse en cuanto a dos matrices de covarianza (una sobre ruido de entrada y una sobre ruido de salida).

Tal como se ilustra en la figura 10, pueden realizarse mejoras adicionales al rendimiento del diseño aprovechando la información sobre el punto de funcionamiento real de la turbina, y alimentándolo directamente al modelo. Tal como se mencionó anteriormente, el funcionamiento de la turbina afecta a la cantidad el viento que se ralentiza enfrente de la misma. Un modo de aprovechar esta información en el observador sería añadir un sencillo tubo de flujo hipotético al modelo de flujo de aire.

La figura 11 es un diagrama de flujo de operaciones a modo de ejemplo que pueden realizarse mediante un procesador según una realización de la invención. Las operaciones comienzan en la etapa 1110 recuperando una pluralidad de mediciones de sensor procedentes de uno o más dispositivos de sensor configurados para medir una propiedad del viento en una pluralidad de ubicaciones. En la etapa 1120, se determina una estimación de al menos una propiedad del viento esperada en un rotor de turbina eólica basándose en la pluralidad de mediciones de sensor y un modelo predefinido de flujo de viento. En la etapa 1130, la al menos una propiedad del viento estimada se

compara con una propiedad del viento real medida en la turbina para determinar un error en el modelo. En la etapa 1140, el error determinado en la etapa 1130 se usa para ajustar una estimación posterior de la al menos una propiedad del viento esperada en la turbina.

REIVINDICACIONES

1. Método para determinar una propiedad del viento que se aproxima a al menos una turbina eólica, que comprende:
 - 5 recuperar una pluralidad de mediciones de sensor procedentes de uno o más dispositivos de sensor, en el que cada dispositivo de sensor está configurado para medir la propiedad del viento en una pluralidad de ubicaciones;
 - determinar una propiedad del viento esperada en un rotor de la turbina eólica basándose en la pluralidad de mediciones de sensor y un modelo de flujo de viento;
 - 10 ajustar al menos un parámetro de funcionamiento de la turbina eólica basándose en la propiedad del viento esperada en el rotor de la turbina eólica; y
 - comparar, usando un compensador de observación, la propiedad del viento determinada esperada en el rotor con una propiedad del viento medida en el rotor para determinar una diferencia entre la propiedad determinada y la propiedad medida y
 - 15 ajustar una determinación posterior de la propiedad del viento esperada en la turbina eólica basándose en la diferencia determinada;
 - en el que dicho modelo de flujo de viento es un modelo dinámico basándose en una discretización espacial según la ecuación de Navier-Stokes.
2. Método según la reivindicación 1, en el que el uno o más dispositivos de sensor comprenden un dispositivo de determinación y detección de luz.
- 20 3. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la propiedad del viento determinada comprende uno de: una velocidad del viento absoluta; una velocidad del viento lateral; una velocidad del viento axial; una velocidad del viento vertical; una velocidad del viento de campo visual; y una dirección del viento.
4. Turbina eólica que comprende un procesador configurado para:
 - 25 recuperar una pluralidad de mediciones de sensor procedentes de uno o más dispositivos de sensor, en la que cada dispositivo de sensor está configurado para medir la propiedad del viento en una pluralidad de ubicaciones;
 - determinar una propiedad del viento esperada en un rotor de la turbina eólica basándose en la pluralidad de mediciones de sensor y un modelo de flujo de viento;
 - 30 ajustar al menos un parámetro de funcionamiento de la turbina eólica basándose en la propiedad del viento esperada en el rotor de la turbina eólica; y
 - comparar, usando un compensador de observación, la propiedad del viento determinada esperada en el rotor con una propiedad del viento medida en el rotor para determinar una diferencia entre la propiedad determinada y la propiedad medida y ajustar una determinación posterior de la propiedad del viento esperada en la turbina eólica basándose en la diferencia determinada;
 - 35 en la que dicho modelo de flujo de viento es un modelo dinámico basándose en una discretización espacial según la ecuación de Navier-Stokes.
5. Turbina eólica según la reivindicación 4, en la que el uno o más dispositivos de sensor comprenden un dispositivo de determinación y detección de luz.
- 40 6. Turbina eólica según la reivindicación 4 ó 5, en la que la propiedad del viento determinada comprende uno de: una velocidad del viento absoluta; una velocidad del viento lateral; una velocidad del viento axial; una velocidad del viento vertical; una velocidad del viento de campo visual; y una dirección del viento.
7. Central eólica que comprende;
 - una pluralidad de turbinas eólicas;
 - uno o más dispositivos de detección de viento; y
 - 45 un procesador de central eólica configurado para:
 - recuperar una pluralidad de mediciones de sensor procedentes del uno o más dispositivos de sensor, en la que cada dispositivo de sensor está configurado para medir la propiedad del viento en una o más ubicaciones;

determinar una propiedad del viento esperada en un rotor de al menos una de la pluralidad de turbinas eólicas basándose en la pluralidad de mediciones de sensor y un modelo predefinido de flujo de viento;

ajustar al menos un parámetro de funcionamiento de la al menos una de la pluralidad de turbinas eólicas basándose en la propiedad del viento esperada en el rotor de la turbina eólica; y

5 comparar, usando un compensador de observación, la propiedad del viento determinada esperada en el rotor con una propiedad del viento medida en el rotor para determinar una diferencia entre la propiedad determinada y la propiedad medida y ajustar una determinación posterior de la propiedad del viento esperada en la turbina eólica basándose en la diferencia determinada;

10 en la que dicho modelo de flujo de viento es un modelo dinámico basándose en una discretización espacial según la ecuación de Navier-Stokes.

8. Central eólica según la reivindicación 7, en la que el uno o más dispositivos de sensor comprenden un dispositivo de determinación y detección de luz.

9. Central eólica según la reivindicación 7, en la que la propiedad del viento determinada comprende uno de: una velocidad del viento absoluta; una velocidad del viento lateral; una velocidad del viento axial; una
15 velocidad del viento vertical; una velocidad del viento de campo visual; y una dirección del viento.

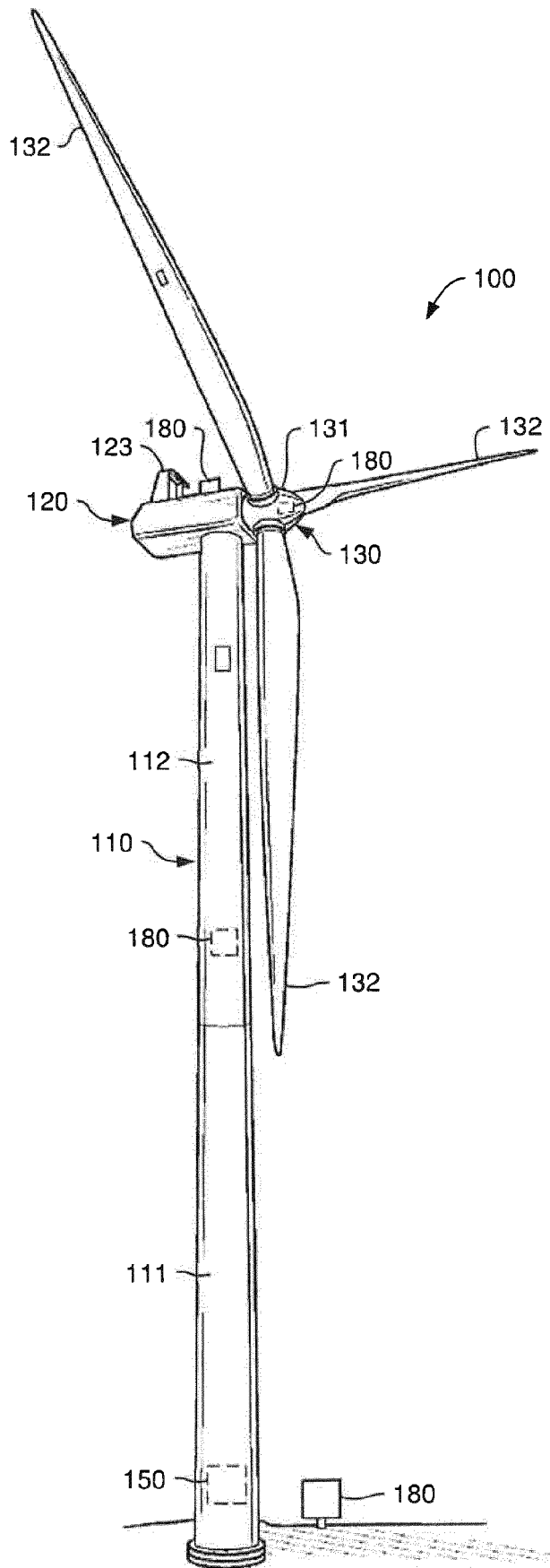


FIG. 1

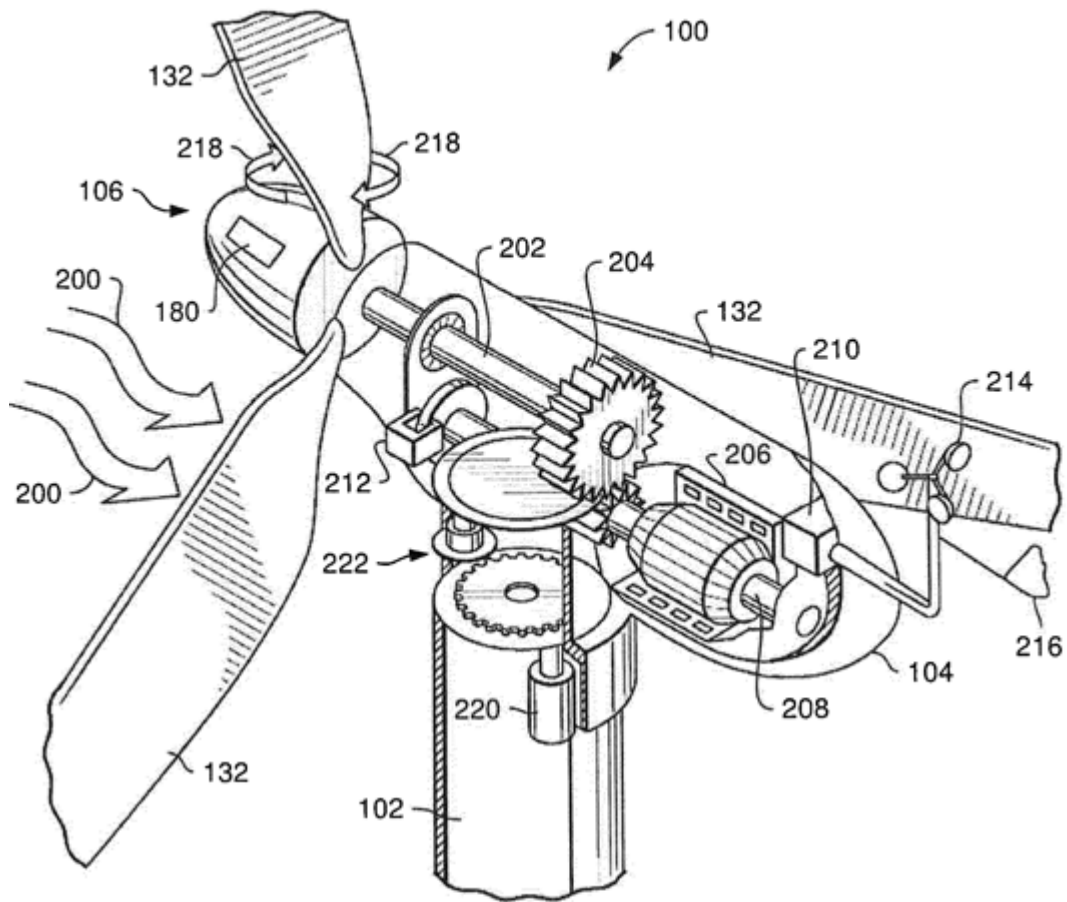


FIG. 2

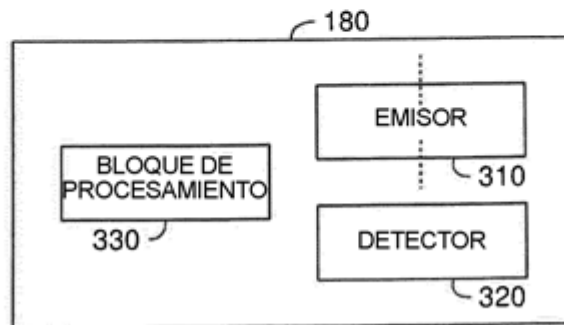


FIG. 3

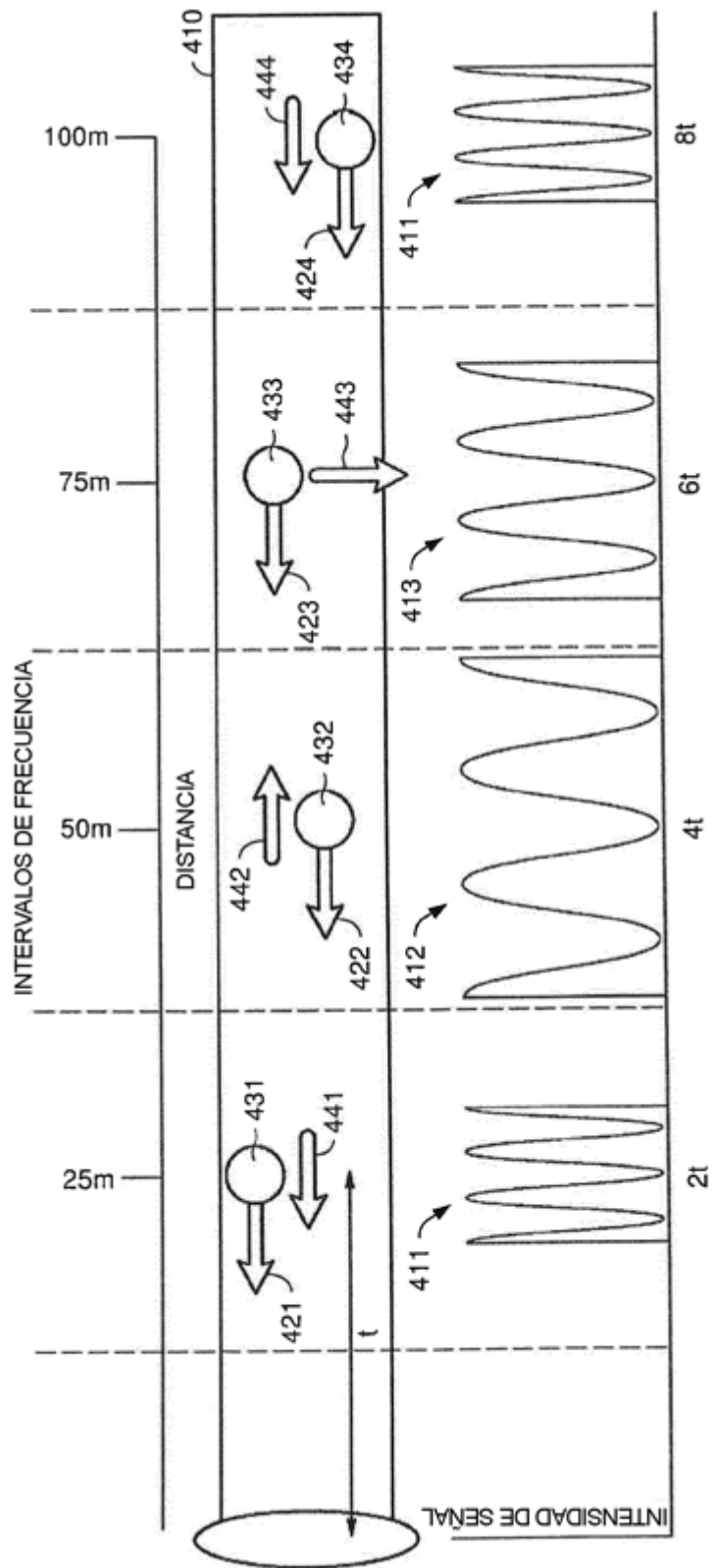


FIG. 4

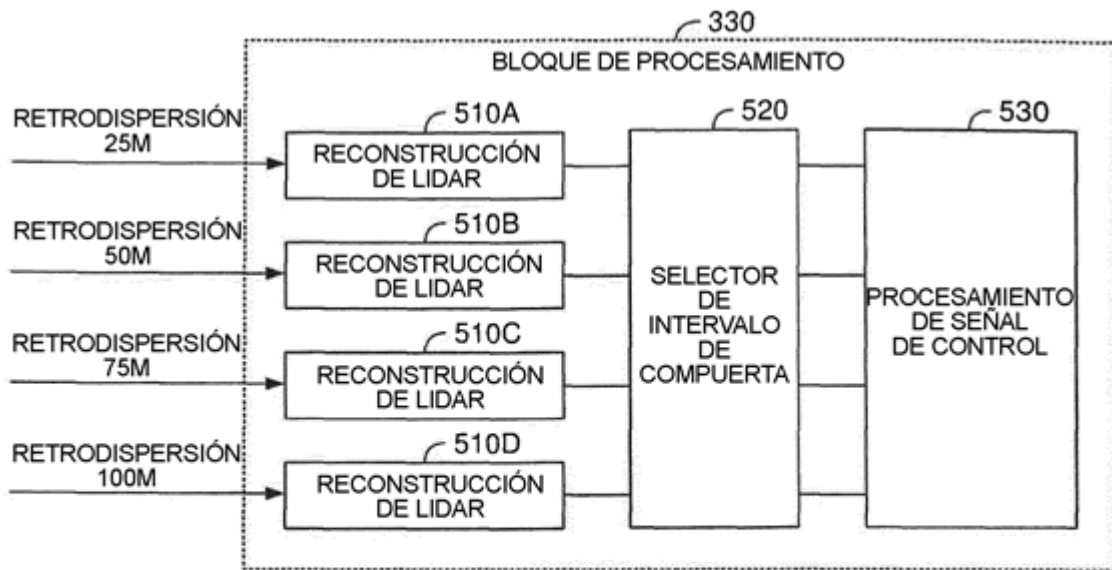


FIG. 5

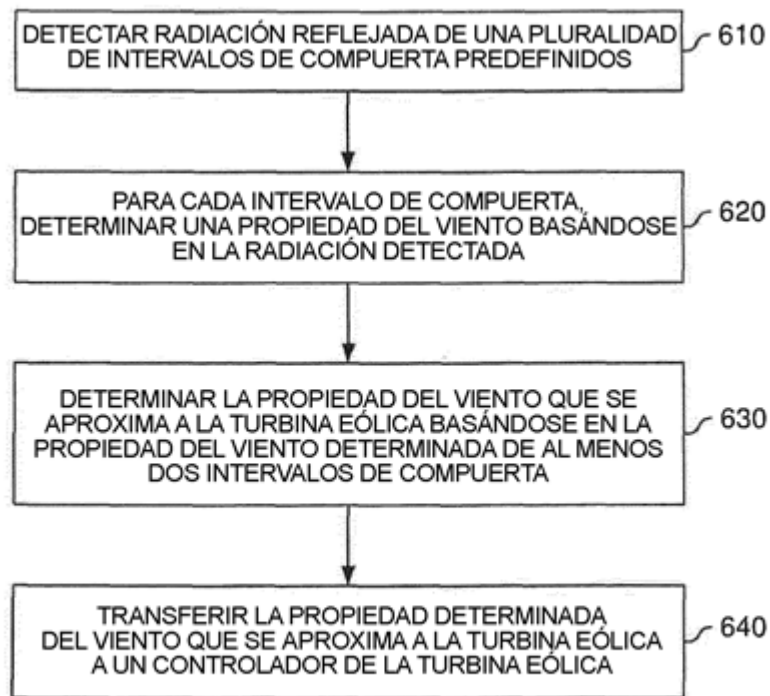


FIG. 6

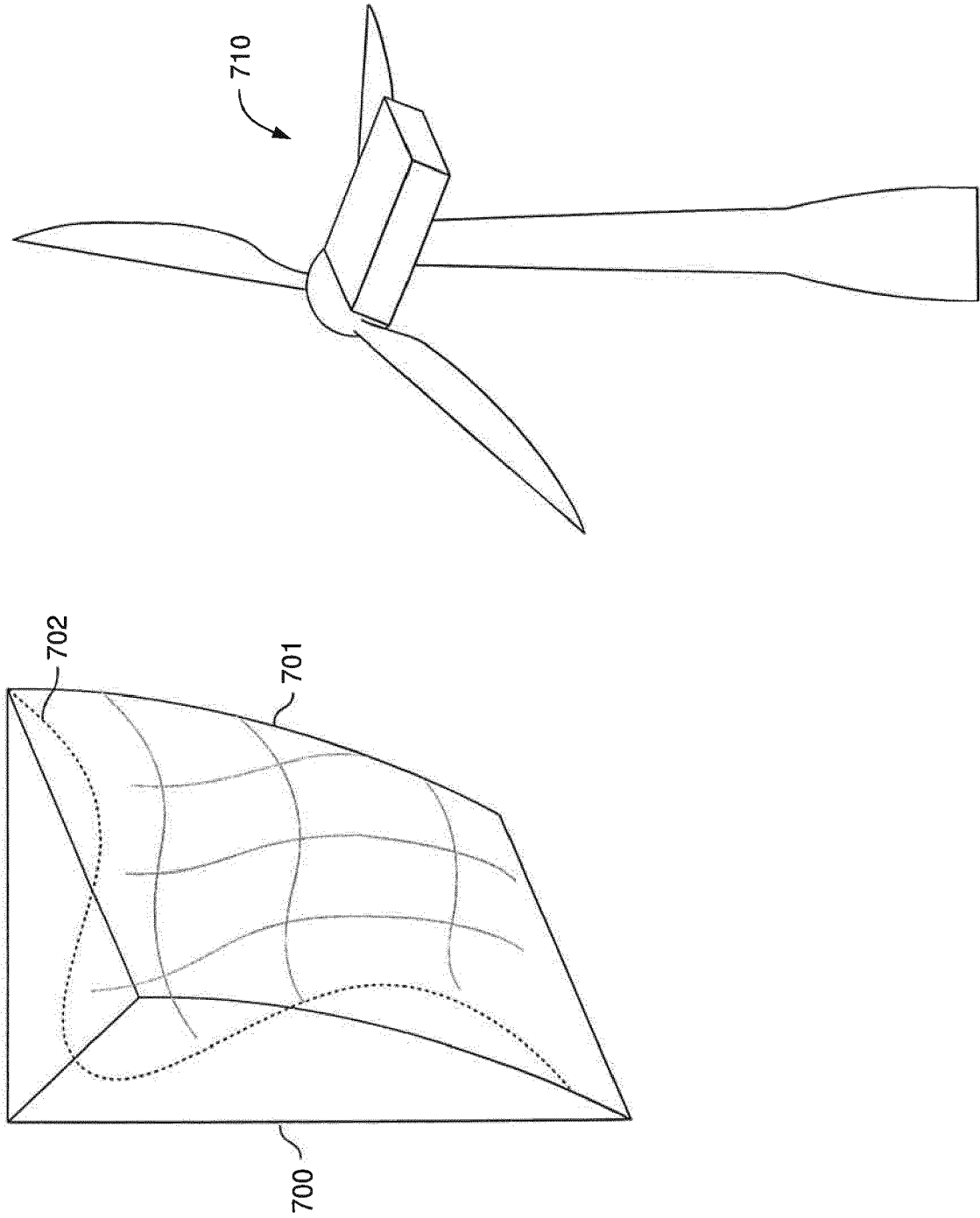


FIG. 7

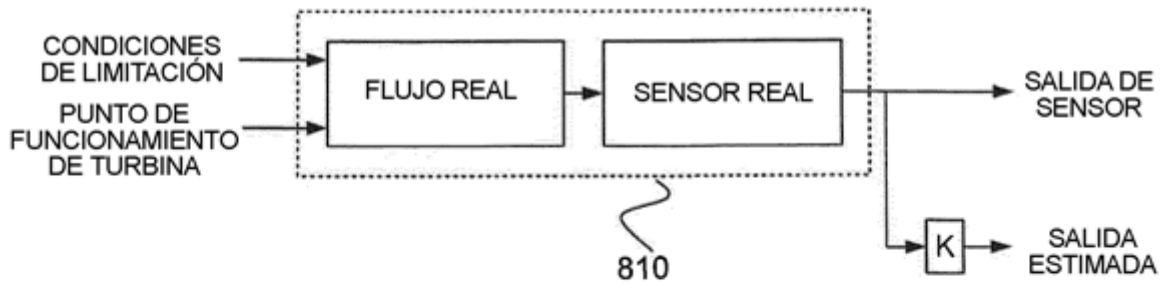


FIG. 8

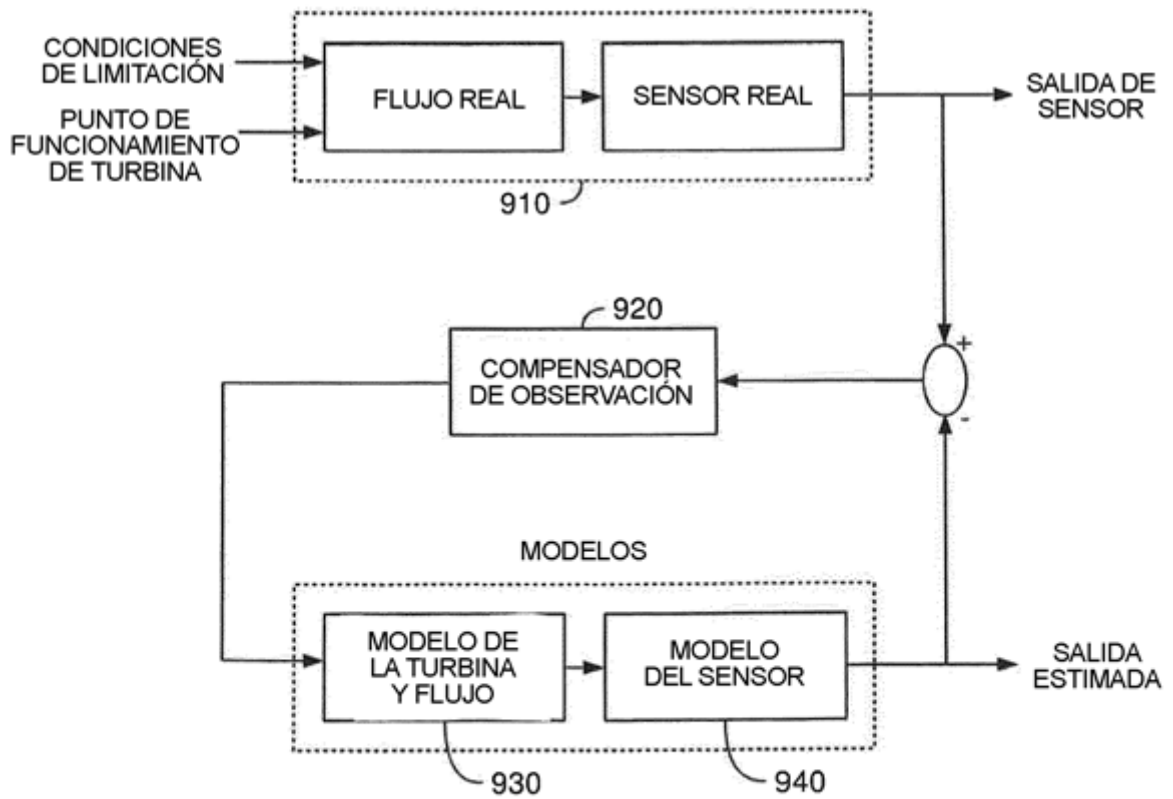


FIG. 9

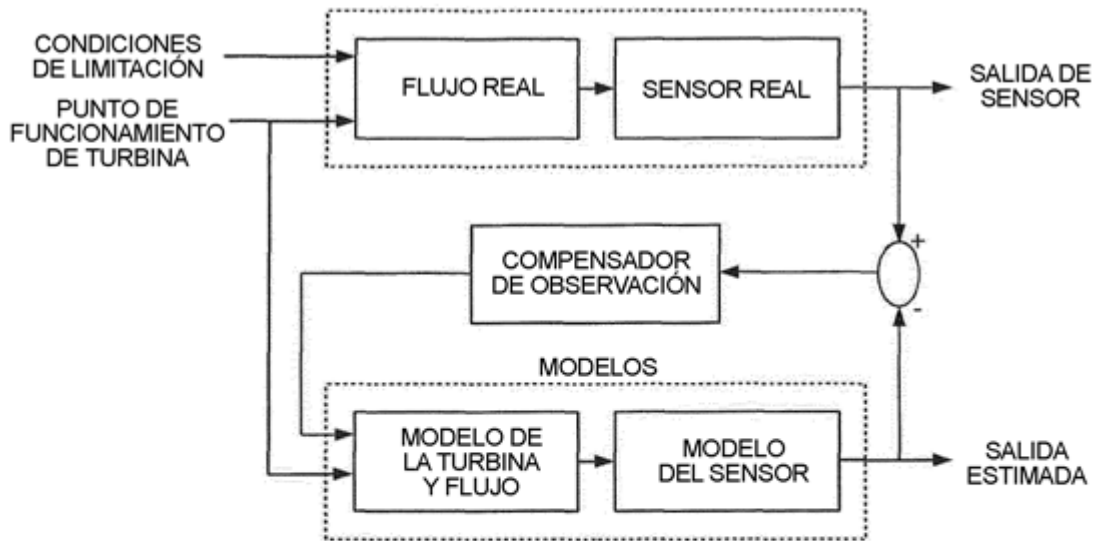


FIG. 10

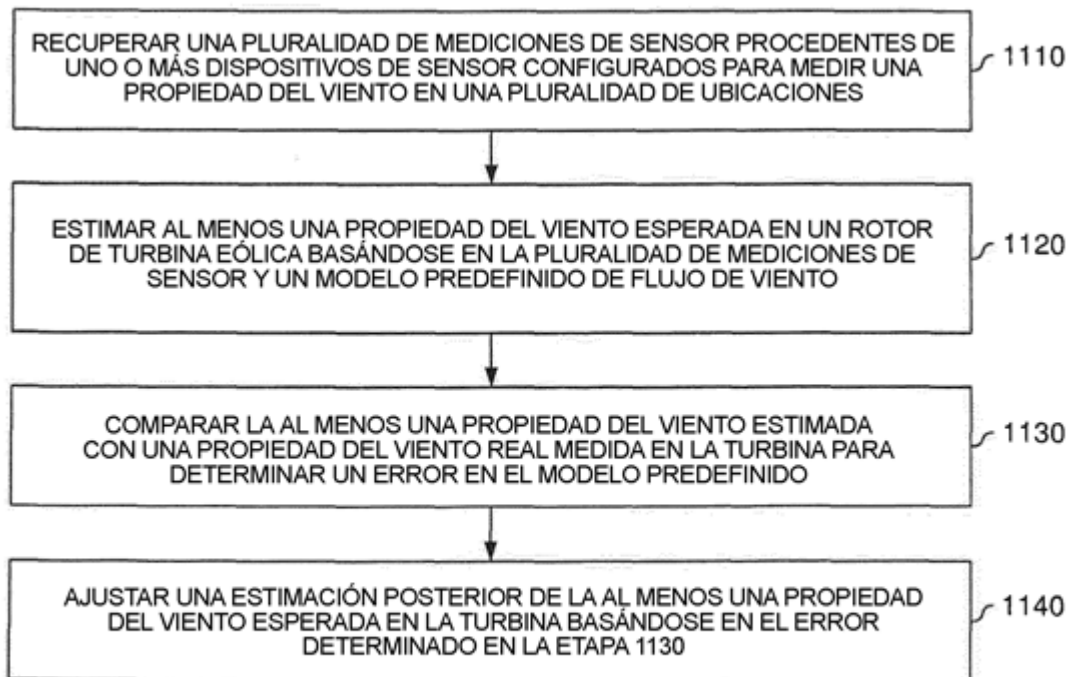


FIG. 11