

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 912 067**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.05.2017 E 17172443 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **26.01.2022 EP 3406897**

54 Título: **Sistema y procedimiento para determinar las pérdidas por estela de un parque eólico**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la
traducción de la patente:
24.05.2022

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

WILSON, MEGAN;
KERN, STEFAN y
AMBEKAR, AKSHAY KRISHNAMURTY

74 Agente/Representante:

FORTEA LAGUNA, Juan José

ES 2 912 067 T3

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

DESCRIPCIÓN

Sistema y procedimiento para determinar las pérdidas por estela de un parque eólico

5 **[0001]** La presente invención se refiere, en general, a parques eólicos y, más en particular, a sistemas y procedimientos para estimar las pérdidas por estela de un parque eólico mediante mediciones.

10 **[0002]** La energía eólica se considera una de las fuentes de energía más limpias y más respetuosas con el medio ambiente disponibles actualmente, y las turbinas eólicas han obtenido una creciente atención a este respecto. Una turbina eólica moderna incluye típicamente una torre, un generador, una multiplicadora, una góndola y un rotor que tiene una o más palas de rotor. Las palas de rotor transforman la energía eólica en un par rotativo mecánico que acciona uno o más generadores por medio del rotor. Los generadores a veces, pero no siempre, están acoplados rotacionalmente al rotor a través de la multiplicadora. La multiplicadora aumenta la velocidad de rotación inherentemente baja del rotor para que el generador convierta eficazmente la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, que se introduce en una red de suministro por medio de al menos una conexión eléctrica. Dichas configuraciones también pueden incluir convertidores de potencia que se usan para convertir una frecuencia de potencia eléctrica generada en una frecuencia sustancialmente similar a la frecuencia de una red de suministro.

20 **[0003]** Una pluralidad de turbinas eólicas se usan comúnmente de forma conjunta entre sí para generar electricidad y se denominan comúnmente "parque eólico". Las turbinas eólicas de un parque eólico incluyen típicamente sus propios sistemas de monitorización meteorológica que realizan, por ejemplo, mediciones de temperatura, velocidad del viento, dirección del viento, presión barométrica y/o densidad del aire. Además, comúnmente se proporciona un mástil o torre meteorológica separada ("mástil meteorológico") que tiene instrumentos meteorológicos de mayor calidad que pueden proporcionar mediciones más precisas en un punto en el parque. La correlación de los datos meteorológicos con la potencia de salida permite la determinación empírica de una "curva de potencia" para las turbinas eólicas individuales.

30 **[0004]** Tradicionalmente, los parques eólicos se controlan de forma descentralizada para generar energía de modo que cada turbina funcione para maximizar la producción de energía local y minimizar los impactos de la fatiga local y las cargas extremas. Con este fin, cada turbina incluye un módulo de control, que intenta maximizar la potencia de salida de la turbina frente a las condiciones variables del viento y la red, mientras que satisface restricciones como los valores del subsistema y las cargas de los componentes. En base a la potencia de salida máxima determinada, el módulo de control controla el funcionamiento de diversos componentes de la turbina, tales como el generador/convertidor de potencia, el sistema de *pitch*, los frenos y el mecanismo de orientación para alcanzar la máxima eficacia de potencia.

40 **[0005]** La publicación "*Meteorological Controls on Wind Turbine Wakes*" de Rebecca J. Barthelmie *et al.*, DOI: 10.1109/JPROC.2012.2204029, trata de la modelización de las pérdidas de potencia en los parques eólicos debido a las estelas y de la optimización del diseño de los parques eólicos.

45 **[0006]** Sin embargo, en la práctica, dicha optimización independiente de las turbinas eólicas ignora los objetivos de rendimiento a nivel de parque, lo que da lugar a un rendimiento subóptimo a nivel de parque eólico. Por ejemplo, las turbinas a sotavento ("downwind") pueden experimentar grandes efectos de estela causados por una o más turbinas a barlovento ("upwind") o corriente arriba. Debido a tales efectos de estela, las turbinas a sotavento reciben viento a una velocidad más baja, lo que afecta drásticamente su potencia de salida (ya que la potencia de salida aumenta con la velocidad del viento). En consecuencia, la máxima eficacia de unas pocas turbinas eólicas puede dar lugar a una potencia de salida, un rendimiento o una vida útil subóptimos de otras turbinas eólicas del parque eólico.

50 **[0007]** Las pérdidas en la captura de energía en los parques eólicos pueden oscilar anualmente entre un 5 % y un 15 % o más, y deben tenerse en cuenta en la planificación y/o financiación de proyectos. Sin embargo, puede ser complicado obtener una cuantificación precisa de las pérdidas de producción de un parque eólico causadas por la reducción de la velocidad del viento y/o la alteración de la estructura del flujo en el interior del parque eólico en comparación con el flujo de entrada libre no perturbado en el perímetro corriente arriba del parque eólico a partir de datos operativos registrados de las turbinas.

60 **[0008]** Además, hay muchos productos, características y/o actualizaciones disponibles para turbinas eólicas y/o parques eólicos configurados para minimizar los efectos de estela y aumentar la producción de potencia del parque eólico. Una vez que se ha instalado una actualización, sería ventajoso verificar de manera eficaz el beneficio de la actualización.

[0009] Por lo tanto, sería ventajoso un sistema y procedimiento para cuantificar las pérdidas por estela de un parque eólico para validar un aumento en la producción de energía de un parque eólico en respuesta a una o más actualizaciones que se le proporcionen.

65

[0010] Diversos aspectos y ventajas de la invención se expondrán, en parte, en la siguiente descripción, pueden resultar evidentes a partir de la descripción o se pueden aprender llevando la invención a la práctica.

[0011] En un aspecto, la presente divulgación está dirigida a un procedimiento para determinar las pérdidas por estela de un parque eólico. El parque eólico incluye una pluralidad de turbinas eólicas. El procedimiento incluye hacer funcionar el parque eólico en un primer modo operativo. Otra etapa incluye recopilar datos a nivel de turbina de al menos una turbina eólica corriente arriba en el parque eólico durante el primer modo operativo. El procedimiento también incluye estimar una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico durante el primer modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina. Como se usa en el presente documento, la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque se caracteriza por estar libre de estelas. Por tanto, una etapa adicional incluye medir una potencia de salida real a nivel de parque para el parque eólico para el primer modo operativo. Por lo tanto, el procedimiento también incluye determinar las pérdidas por estela del parque eólico para el primer modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque.

[0012] En un modo de realización, el procedimiento también puede incluir organizar los datos recopilados a nivel de turbina en una pluralidad de series de tiempo y promediar los datos a nivel de turbina en cada una de la pluralidad de series de tiempo. Más específicamente, en determinados modos de realización, cada una de las series de tiempo puede ser intervalos de diez minutos.

[0013] En otro modo de realización, la etapa de estimar la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico durante el primer modo operativo puede incluir clasificar cada una de las turbinas eólicas del parque eólico como una función de la dirección del viento y/o el diseño del emplazamiento, identificar una o más turbinas eólicas de referencia corriente arriba sin pérdidas por estela que tengan al menos una turbina eólica corriente abajo, determinar una potencia de salida de referencia promediada en el tiempo para cada una de las turbinas eólicas de referencia corriente arriba para una dirección del viento o intervalo de velocidad del viento particular, reemplazar la potencia de las turbinas eólicas corriente abajo de bajo rendimiento por la potencia de salida de referencia, y sumar la potencia de salida de cada una de las turbinas eólicas del parque eólico.

[0014] En otros modos de realización, la etapa de identificar una o más turbinas eólicas de referencia corriente arriba sin pérdidas por estela puede incluir al menos uno de identificar al menos una turbina eólica con una producción de potencia máxima o identificar al menos una turbina eólica con una producción de potencia mediana. En otro modo de realización, la etapa de determinar la potencia de salida de referencia para cada una de las turbinas eólicas de referencia corriente arriba puede incluir estimar la velocidad del viento entrante del parque eólico y determinar la potencia de salida de referencia en base a, al menos en parte, la velocidad del viento entrante estimada.

[0015] En otro modo de realización, los datos a nivel de turbina pueden incluir al menos un elemento de o una combinación de lo siguiente: posición de la góndola, potencia de salida, salida de par de torsión, ángulo de *pitch*, velocidad específica ("tip speed ratio"), ángulo de orientación ("yaw angle"), empuje, velocidad del generador, estados operativos, estados restrictivos ("curtailment states"), información geográfica, temperatura, presión, ubicación de la turbina eólica, ubicación del parque eólico, condiciones climáticas, ráfagas de viento, velocidad del viento, dirección del viento, aceleración del viento, turbulencia del viento, variación de la velocidad del viento con la altura ("wind shear"), variación de la dirección del viento con la altura ("wind veer"), estela o cualquier otra condición operativa y/o eólica del parque eólico.

[0016] En modos de realización adicionales, la etapa de determinar las pérdidas por estela del parque eólico como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque puede incluir sumar las potencias medidas de todas las turbinas eólicas del parque eólico, sumar las potencias de flujo libre estimadas de todas las turbinas eólicas del parque eólico, determinar una relación ("ratio") de la suma de las potencias medidas y la suma de las potencias de flujo libre estimadas y restarle a uno la relación.

[0017] En otros modos de realización, el procedimiento puede incluir la exclusión de determinados datos a nivel de turbina en base a uno o más criterios de exclusión. Más específicamente, en determinados modos de realización, los criterios de exclusión pueden incluir al menos una de las siguientes condiciones: turbinas eólicas sin carga total o parcial, turbinas eólicas con restricciones, turbinas eólicas en modo de optimización de control automático y/o turbinas eólicas con comportamiento no nominal activo.

[0018] En otro modo de realización adicional, el procedimiento puede incluir además verificar si se necesita una corrección de la posición de la góndola en cada una de las turbinas eólicas del parque eólico, proporcionar la corrección de la posición de la góndola a cada una de las turbinas eólicas del parque eólico, determinar una dirección de la góndola para cada una de los turbinas eólicas del parque eólico en producción normal de potencia, establecer una dirección del viento a nivel de parque en una mediana o promedio de las direcciones de la góndola para una o más de las turbinas eólicas o un subconjunto de turbinas eólicas del parque eólico, y establecer una

velocidad del viento a nivel de parque en una mediana o promedio de la velocidad del viento para una o más turbinas eólicas de flujo libre o un subconjunto de turbinas eólicas de flujo libre del parque eólico.

[0019] En aún otro modo de realización, el procedimiento también puede incluir hacer funcionar el parque eólico en un segundo modo operativo. Además, el segundo modo operativo se caracteriza por que al menos una turbina eólica de una o más de las turbinas eólicas está provista de una actualización o un período de tiempo diferente a los del primer período operativo. Por lo tanto, el procedimiento incluye además recopilar datos a nivel de turbina de al menos una turbina eólica corriente arriba del parque eólico durante el segundo modo operativo, estimar una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el segundo modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina, medir una potencia de salida real a nivel de parque para el segundo modo operativo y determinar las pérdidas por estela del parque eólico para el segundo modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque.

[0020] En determinados modos de realización, la etapa de estimar la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el segundo modo operativo puede incluir clasificar cada una de las turbinas eólicas del parque eólico como una función de la dirección del viento y el diseño del emplazamiento, identificar una o más turbinas eólicas de referencia corriente arriba sin pérdidas por estela que tengan al menos una turbina eólica corriente abajo y tener en cuenta el funcionamiento no nominal del segundo modo operativo, determinar una potencia de salida de referencia promediada en el tiempo para cada una de las turbinas eólicas de referencia corriente arriba para una dirección del viento o intervalo de velocidad del viento particular, reemplazar la potencia de las turbinas eólicas corriente abajo de bajo rendimiento por la potencia de salida de referencia, y sumar la potencia de salida de cada una de las turbinas eólicas del parque eólico.

[0021] En otro modo de realización, el procedimiento puede incluir además alternar entre el primer y el segundo modo operativo y recopilar datos a nivel de turbina durante cada uno de los modos. De forma alternativa, el procedimiento puede incluir hacer funcionar la turbina eólica en el primer y el segundo modo operativo de forma secuencial, es decir, uno después del otro.

[0022] En modos de realización adicionales, la(s) actualización/actualizaciones descrita(s) en el presente documento puede(n) incluir cualquiera de o una combinación de lo siguiente: un ángulo de *pitch* u orientación revisado, velocidad específica, extensiones de cuerda de pala de rotor, actualizaciones de software, actualizaciones de controles, actualizaciones de hardware, controles de estelas o mejoras en relación con las estelas, actualizaciones aerodinámicas, extensiones de punta de pala, generadores de vórtices o dispositivos de punta de pala ("winglets").

[0023] En otro aspecto, la presente divulgación está dirigida a un sistema para estimar las pérdidas por estela de un parque eólico. El parque eólico incluye una pluralidad de turbinas eólicas. El sistema incluye un procesador configurado para realizar una o más operaciones, que incluyen, pero sin limitarse a, hacer funcionar el parque eólico en un primer modo operativo, recibir datos a nivel de turbina de al menos una turbina eólica corriente arriba del parque eólico durante el primer modo operativo, estimar una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico durante el primer modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina, medir una potencia de salida real a nivel de parque para el parque eólico para el primer modo operativo, y determinar las pérdidas por estela del parque eólico para el primer modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque.

[0024] Diversas características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor con referencia a la siguiente descripción y a las reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que se incorporan en y constituyen una parte de la presente memoria descriptiva, ilustran los modos de realización de la invención y, conjuntamente con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención.

[0025] En los dibujos:

la FIG. 1 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica;

la FIG. 2 ilustra una vista esquemática de un modo de realización de un controlador para su uso con la turbina eólica mostrada en la FIG. 1;

la FIG. 3 ilustra una vista esquemática de un modo de realización de un parque eólico de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 4 ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento para determinar pérdidas por estela de un parque eólico que tiene una pluralidad de turbinas eólicas de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 5 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de un diseño de emplazamiento del parque eólico de acuerdo con la presente divulgación; y

la FIG. 6 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización para determinar la pérdida por estela del parque eólico para múltiples modos operativos de acuerdo con la presente divulgación.

[0026] A continuación se hará referencia en detalle a modos de realización de la invención, de los que uno o más ejemplos se ilustran en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, no de limitación de la invención. De hecho, resultará evidente para los expertos en la técnica que se pueden realizar diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del alcance de la invención. Por ejemplo, características ilustrados o descritos como parte de un modo de realización se pueden usar con otro modo de realización para proporcionar otro modo de realización más. Por tanto, se pretende que la presente invención cubra dichas modificaciones y variaciones que estén dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

[0027] En general, la presente divulgación está dirigida a un sistema y procedimiento para determinar o cuantificar las pérdidas por estela de un parque eólico que tiene una pluralidad de turbinas eólicas a partir de datos del parque eólico que pueden compararse con las predicciones de un modelo. Más específicamente, el procedimiento incluye hacer funcionar el parque eólico en al menos un primer modo operativo. Otra etapa incluye recopilar datos a nivel de turbina de al menos una turbina eólica corriente arriba en el parque eólico durante el primer modo operativo. El procedimiento también incluye estimar una potencia de salida de flujo libre o sin estelas para el primer modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina. Además, el procedimiento incluye medir una potencia de salida real a nivel de parque para el parque eólico para el primer modo operativo. Por lo tanto, el procedimiento incluye determinar las pérdidas por estela del parque eólico para el primer modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque.

[0028] Como se usa en el presente documento, una turbina eólica de "flujo libre" se refiere, en general, a una turbina eólica que no tiene otras turbinas eólicas corriente arriba de la misma con respecto a la dirección de viento entrante. Además, como se usa en el presente documento, una turbina eólica de "referencia" se refiere, en general, a una turbina eólica de flujo libre que tiene uno o más turbinas eólicas corriente abajo de la misma con respecto a la dirección de viento entrante. Una turbina de referencia también puede incluir una turbina eólica de flujo libre sin ninguna turbina eólica corriente abajo con respecto a la dirección de viento entrante.

[0029] Los diversos modos de realización del sistema y procedimiento de la presente divulgación proporcionan numerosas ventajas que no están presentes en la técnica anterior. Por ejemplo, la presente divulgación proporciona un sistema y procedimiento precisos para determinar o cuantificar las pérdidas por estela de un parque eólico que se pueden usar para la estimación, previa a la construcción, de la producción esperada de un parque eólico, la planificación del emplazamiento y/o la financiación. Además, la presente divulgación puede transformar la gran cantidad de datos históricos de producción de parques eólicos de la base de datos de parques eólicos en datos de entrenamiento precisos para mejorar/validar modelos de pérdida por estela. De este modo, reducir la incertidumbre de las predicciones de captura de energía repercute directamente en el coste de la financiación debido a la reducción del riesgo. Además, la presente divulgación cuantifica con precisión el beneficio de diversas actualizaciones de parques eólicos o el impacto que otros cambios de control, software o hardware y/o diferencias estacionales o climatológicas de otro tipo pueden tener en la pérdida global por estela del parque eólico. Además, el sistema de la presente divulgación se basa en los canales de datos de turbina registrados típicamente por el sistema SCADA (control de monitorización y adquisición de datos) y no requiere mediciones adicionales usando sensores remotos y/o mediciones de la velocidad del viento en una torre meteorológica, aunque estas fuentes de datos complementarias pueden integrarse en el análisis.

[0030] A continuación, en referencia a los dibujos, la FIG. 1 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica 10 configurada para implementar la tecnología de control, de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra, la turbina eólica 10 incluye, en general, una torre 12 que se extiende desde una cimentación 14, una góndola 16 montada en la torre 12 y un rotor 18 acoplado a la góndola 16. El rotor 18 incluye un buje rotatorio 20 y al menos una pala de rotor 22 acoplada a y que se extiende hacia fuera del buje 20. Por ejemplo, en el modo de realización ilustrado, el rotor 18 incluye tres palas de rotor 22. Sin embargo, en un modo de realización alternativo, el rotor 18 puede incluir más o menos de tres palas de rotor 22. Cada pala de rotor 22 puede estar espaciada alrededor del buje 20 para facilitar la rotación del rotor 18 para permitir que la energía cinética del viento se transforme en energía mecánica utilizable y, posteriormente, en energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 20 puede estar acoplado de forma rotatoria a un generador eléctrico (no mostrado) situado dentro de la góndola 16 para permitir que se produzca energía eléctrica.

[0031] La turbina eólica 10 puede incluir también un controlador de turbina eólica 26 centralizado dentro de la góndola 16. Sin embargo, en otros modos de realización, el controlador 26 puede estar situado dentro de cualquier otro componente de la turbina eólica 10 o en una ubicación en el exterior de la turbina eólica. Además, el controlador 26 se puede acoplar de forma comunicativa a cualquier número de componentes de la turbina eólica 10 para controlar el funcionamiento de dichos componentes y/o implementar una acción de control. Como tal, el

controlador 26 puede incluir un ordenador u otra unidad de procesamiento adecuada. Por tanto, en varios modos de realización, el controlador 26 puede incluir instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando se implementan, configuran el controlador 26 para realizar diversas funciones diferentes, tales como recibir, transmitir y/o ejecutar señales de control de turbina eólica. En consecuencia, el controlador 26 puede estar configurado, en general, para controlar los diversos modos de funcionamiento de la turbina eólica 10 (por ejemplo, secuencias de arranque o de parada), reducir la potencia o aumentar la potencia de la turbina eólica 10 y/o controlar diversos componentes de la turbina eólica 10. Por ejemplo, el controlador 26 puede estar configurado para controlar el *pitch* de pala o el ángulo de *pitch* de cada una de las palas de rotor 22 (es decir, un ángulo que determina una perspectiva de las palas de rotor 22 con respecto a la dirección del viento) para controlar la potencia de salida generada por la turbina eólica 10 ajustando una posición angular de al menos una pala de rotor 22 con relación al viento. Por ejemplo, el controlador 26 puede controlar el ángulo de *pitch* de las palas de rotor 22 haciendo rotar las palas de rotor 22 alrededor de un eje de *pitch* 28, ya sea individual o simultáneamente, transmitiendo señales de control adecuadas a un mecanismo de accionamiento de *pitch* o de ajuste de *pitch* (no mostrado) de la turbina eólica 10.

[0032] En referencia ahora a la FIG. 2, se ilustra un diagrama de bloques de un modo de realización de componentes adecuados que se pueden incluir dentro del controlador 26 de acuerdo con aspectos de la presente divulgación. Como se muestra, el controlador 26 puede incluir uno o más procesadores 58 y dispositivos de memoria asociados 60 configurados para realizar una variedad de funciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y similares divulgados en el presente documento). Como se usa en el presente documento, el término "procesador" no solo se refiere a circuitos integrados que en la técnica se menciona que están incluidos en un ordenador, sino que también se refiere a un controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador de lógica programable (PLC), un circuito integrado específico de la aplicación, procesadores específicos de la aplicación, procesadores de señales digitales (DSP), circuitos integrados específicos de la aplicación (ASIC), matrices de puertas programables *in situ* (FPGA) y/o cualquier otro circuito programable. Además, el/los dispositivo(s) de memoria 60 puede(n) incluir, en general, elementos de memoria que incluyen, pero no se limitan a, un medio legible por ordenador (por ejemplo, una memoria de acceso aleatorio (RAM)), un medio no volátil legible por ordenador (por ejemplo, una memoria flash), una o más unidades de disco duro, un disquete, una memoria de solo lectura en disco compacto (CD-ROM), unidades de lectura/escritura en disco compacto (CD-R/W), un disco magnetoóptico (MOD), un disco versátil digital (DVD), unidades flash, unidades ópticas, dispositivos de almacenamiento de estado sólido y/u otros elementos de memoria adecuados.

[0033] Adicionalmente, el controlador 26 puede incluir también un módulo de comunicaciones 62 para facilitar las comunicaciones entre el controlador 26 y los diversos componentes de la turbina eólica 10. Por ejemplo, el módulo de comunicaciones 62 puede incluir una interfaz de sensor 64 (por ejemplo, uno o más convertidores de analógico a digital) para permitir que las señales transmitidas por uno o más sensores 65, 66, 68 se conviertan en señales que se puedan entender y procesar por el controlador 26. Además, debería apreciarse que los sensores 65, 66, 68 pueden estar acoplados de forma comunicativa al módulo de comunicaciones 62 usando cualquier medio adecuado. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 2, los sensores 65, 66, 68 están acoplados a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión por cable. Sin embargo, en modos de realización alternativos, los sensores 65, 66, 68 pueden acoplarse a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión inalámbrica, tal como usando cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica. Por ejemplo, el módulo de comunicaciones 62 puede incluir Internet, una red de área local (LAN), redes inalámbricas de área local (WLAN), redes de área amplia (WAN) tales como redes de interoperabilidad mundial para acceso por microondas (WiMax), redes vía satélite, redes celulares, redes de sensores, redes *ad hoc* y/o redes de corto alcance. Como tal, el procesador 58 se puede configurar para recibir una o más señales desde los sensores 65, 66, 68.

[0034] Los sensores 65, 66, 68 pueden ser cualquier sensor adecuado configurado para medir cualquier dato operativo de la turbina eólica 10 y/o parámetros de viento del parque eólico 200. Por ejemplo, los sensores 65, 66, 68 pueden incluir sensores de pala para medir un ángulo de *pitch* de una de las palas de rotor 22 o para medir una carga que actúa sobre una de las palas de rotor 22; sensores de generador para monitorizar el generador (por ejemplo, par de torsión, velocidad de rotación, aceleración y/o la potencia de salida); y/o diversos sensores de viento para medir diversos parámetros de viento (por ejemplo, velocidad del viento, dirección del viento, etc.). Además, los sensores 65, 66, 68 pueden estar ubicados cerca del suelo de la turbina eólica 10, en la góndola 16, en un mástil meteorológico de la turbina eólica 10 o en cualquier otra ubicación del parque eólico.

[0035] También se debe entender que se puede emplear cualquier otro número o tipo de sensores y en cualquier ubicación. Por ejemplo, los sensores pueden ser acelerómetros, sensores de presión, extensómetros, sensores de ángulo de ataque, sensores de vibración, sensores MIMU, sistemas de cámara, sistemas de fibra óptica, anemómetros, veletas, sensores sónicos de detección y determinación de distancia (SODAR), láseres de infrarrojos, sensores de detección y determinación de distancia mediante luz (LIDAR), radiómetros, tubos de Pitot, radiosondas, otros sensores ópticos y/o cualquier otro sensor adecuado. Se debe apreciar que, tal como se usa en el presente documento, el término "monitorizar" y sus variaciones indican que los diversos sensores de la turbina eólica 10 pueden configurarse para proporcionar una medición directa de los parámetros que se monitorizan o una medición indirecta de dichos parámetros. Por tanto, los sensores 65, 66, 68 se pueden usar, por ejemplo, para

generar señales relacionadas con el parámetro que se está monitorizando, pudiéndose usar, entonces, por el controlador 26 para determinar la condición real.

[0036] Con referencia ahora a la FIG. 3, se ilustra un parque eólico 200 que se controla de acuerdo con el sistema y procedimiento de la presente divulgación. Como se muestra, el parque eólico 200 puede incluir una pluralidad de turbinas eólicas 202, incluida la turbina eólica 10 descrita anteriormente, y un controlador de parque 220. Por ejemplo, como se muestra en el modo de realización ilustrado, el parque eólico 200 incluye doce turbinas eólicas, incluida la turbina eólica 10. Sin embargo, en otros modos de realización, el parque eólico 200 puede incluir cualquier otro número de turbinas eólicas, tal como menos de doce turbinas eólicas o más de doce turbinas eólicas. En un modo de realización, el controlador 26 de la turbina eólica 10 puede estar acoplado de manera comunicativa al controlador de parque 220 a través de una conexión por cable, tal como conectando el controlador 26 a través de enlaces de comunicación adecuados 222 (por ejemplo, un cable adecuado). De forma alternativa, el controlador 26 puede estar acoplado de forma comunicativa al controlador de parque 220 a través de una conexión inalámbrica, tal como usando cualquier protocolo de comunicaciones inalámbrico adecuado conocido en la técnica. Además, el controlador de parque 220 se puede configurar, en general, de manera similar a los controladores 26 para cada una de las turbinas eólicas 202 individuales del parque eólico 200.

[0037] En varios modos de realización, una o más de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 pueden incluir una pluralidad de sensores para monitorizar varios datos operativos de las turbinas eólicas 202 individuales y/o uno o más parámetros de viento del parque eólico 200. Por ejemplo, como se muestra, cada una de las turbinas eólicas 202 incluye un sensor de viento 216, tal como un anemómetro o cualquier otro dispositivo adecuado, configurado para medir la velocidad del viento o cualquier otro parámetro de viento. Por ejemplo, en un modo de realización, los parámetros de viento incluyen información sobre al menos un elemento o una combinación de lo siguiente: una ráfaga de viento, la velocidad del viento, la dirección del viento, la aceleración del viento, una turbulencia del viento, la variación de la velocidad del viento con la altura, la variación de la dirección del viento con la altura, una estela, información SCADA o similar.

[0038] Como se entiende generalmente, las velocidades del viento pueden variar significativamente a lo largo de un parque eólico 200. Por lo tanto, el/los sensor(es) de viento 216 puede(n) permitir la monitorización de la velocidad del viento local en cada turbina eólica 202. Además, la turbina eólica 202 también puede incluir uno o más sensores adicionales 218. Por ejemplo, los sensores 218 pueden configurarse para monitorizar las propiedades eléctricas de la salida del generador de cada turbina eólica 202, tales como sensores de corriente, sensores de voltaje, sensores de temperatura o sensores de potencia que monitorizan la potencia de salida directamente en base a mediciones de corriente y voltaje. De forma alternativa, los sensores 218 pueden incluir cualquier otro sensor que pueda utilizarse para monitorizar la potencia de salida de una turbina eólica 202. También debe entenderse que las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 pueden incluir cualquier otro sensor adecuado conocido en la técnica para medir y/o monitorizar los parámetros de viento y/o los datos operativos de la turbina eólica.

[0039] En referencia ahora a la FIG. 4, se ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento 100 para estimar las pérdidas por estela de un parque eólico 200. Por ejemplo, en un modo de realización, el controlador de parque 220 o los controladores de turbina eólica individuales 26 pueden configurarse para realizar cualquiera de las etapas del procedimiento 100 descrito en el presente documento. Además, en modos de realización adicionales, el procedimiento 100 de la presente divulgación se puede realizar manualmente por medio de un ordenador independiente no asociado al parque eólico 200. Puesto que la optimización independiente de las turbinas eólicas 202 puede reducir aún más la producción de energía global del parque eólico 200, es deseable configurar el funcionamiento de las turbinas eólicas 202 de modo que aumente la producción de energía a nivel de parque.

[0040] Así, como se muestra en 102, el procedimiento 100 incluye hacer funcionar el parque eólico 200 en un primer modo operativo. Como se muestra en 104, el procedimiento 100 incluye recopilar datos a nivel de turbina de al menos una turbina eólica 202 corriente arriba del parque eólico 200 durante el primer modo operativo. Por ejemplo, en determinados modos de realización, el parque eólico 200 puede hacerse funcionar en el primer modo operativo durante días, semanas, meses o más tiempo, y los datos pueden almacenarse. Por lo tanto, en determinados modos de realización, los controladores 26, 220 (o un ordenador independiente) pueden configurarse para recopilar datos operativos de cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 durante el primer modo operativo. Más específicamente, en determinados modos de realización, los datos pueden formar parte del sistema SCADA para la monitorización y el control remotos del parque eólico 200 que funciona con señales codificadas a través de canales de comunicación. En un modo de realización, los parámetros de viento y/o los datos operativos pueden generarse por medio de uno o más de los sensores (por ejemplo, por medio de los sensores 65, 66, 68, 216, 218 o cualquier otro sensor adecuado). Además, los parámetros de viento y/o los datos operativos pueden determinarse por medio de un modelo informático dentro de uno de los controladores 26, 220 para reflejar las condiciones en tiempo real del parque eólico 200.

[0041] Por lo tanto, los datos a nivel de turbina se recopilan durante cada uno de los modos operativos para su posterior análisis. Además, los datos a nivel de turbina descritos en el presente documento pueden incluir

información relacionada con al menos un elemento de o una combinación de lo siguiente: posición de la góndola, potencia de salida, salida de par de torsión, ángulo de *pitch*, velocidad específica, ángulo de orientación, empuje, velocidad del generador, estados operativos, estados restrictivos, información geográfica, temperatura, presión, ubicación de la turbina eólica, ubicación del parque eólico, condiciones climáticas, ráfagas de viento, velocidad del viento, dirección del viento, aceleración del viento, turbulencia del viento, variación de la velocidad del viento con la altura, variación de la dirección del viento con la altura, estela o cualquier otra condición operativa y/o eólica del parque eólico 200.

[0042] En modos de realización adicionales, los controladores 26, 220 (o un ordenador independiente) pueden configurarse para filtrar, promediar, sumar y/o ajustar los datos a nivel de turbina. En un modo de realización, por ejemplo, el procedimiento 100 puede incluir organizar los datos recopilados a nivel de turbina en una pluralidad de series de tiempo y promediar los datos a nivel de turbina en cada una de las series de tiempo. Más específicamente, en determinados modos de realización, cada una de las series de tiempo puede ser intervalos de diez minutos. En modos de realización adicionales, los datos pueden organizarse en cualquier intervalo de tiempo adecuado que incluya menos de diez minutos y más de diez minutos.

[0043] Además, en determinados modos de realización, los algoritmos de calidad de datos almacenados en los controladores 26, 220 (o un ordenador independiente) pueden configurarse para filtrar uno o más valores atípicos, dar cuenta de los puntos de datos que faltan y/o completar cualquier otra etapa de procesamiento adecuada. Más específicamente, los controladores 26, 220 pueden tener un algoritmo de filtrado de datos almacenado en los mismos que itera a través de cada punto de datos y señala diversos puntos de datos en base a determinados criterios de selección. Por ejemplo, en determinados modos de realización, los criterios de selección para un período de tiempo particular pueden incluir un número de identificación de turbina, fecha/hora, potencia promedio, velocidad promedio del viento, estado operativo, ruido, acoplamiento a la red, fallos de la turbina, paradas de la turbina y/o cualquier otro criterio de selección adecuado.

[0044] En otros modos de realización, los controladores 26, 220 (o un ordenador independiente) pueden configurarse para excluir determinados datos recopilados a nivel de turbina de las turbinas eólicas 202 en base a uno o más criterios de exclusión. Más específicamente, en determinados modos de realización, los criterios de exclusión pueden incluir al menos una de las siguientes condiciones: turbinas eólicas sin carga total o parcial, turbinas eólicas con restricciones, eventos atípicos tales como la formación de hielo, turbinas eólicas en modo de optimización de control automático o turbinas eólicas con comportamiento no nominal activo. En otras palabras, si cualquier turbina 202 cumple uno o más de los criterios de exclusión en un momento dado, la marca de tiempo se descarta para esa turbina 202. En otro modo de realización, los controladores 26, 220 pueden requerir un determinado umbral (por ejemplo, superior al 95 %) de las turbinas eólicas 202 para que funcionen en un estado operativo válido (es decir, sin restricciones) antes de estimar las pérdidas por estela del parque eólico.

[0045] Aún con referencia a la FIG. 4, como se muestra en 106, el procedimiento 100 también incluye estimar una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico durante el primer modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina. Como se ha mencionado, la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque se caracteriza por estar libre de estelas o ser representativa de un parque eólico que no tiene efectos de estela. Además, en un modo de realización, la etapa de estimar la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico durante el primer modo operativo puede incluir clasificar cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 como una función de la dirección del viento y el diseño del emplazamiento. Más específicamente, como se muestra en la FIG. 5, se ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de un diseño del parque eólico 200. Por tanto, como se muestra en el modo de realización ilustrado, las turbinas eólicas 202 pueden clasificarse como turbinas eólicas de flujo libre 204 que tienen al menos una turbina corriente abajo 208 con respecto a la dirección del viento 210, turbinas eólicas de flujo libre 206 sin turbinas corriente abajo 208 con respecto a la dirección del viento 210 y/o turbinas eólicas corriente abajo 208 con respecto a la dirección del viento 210. Además, los controladores 26, 220 (o un ordenador independiente) pueden configurarse para identificar una o más turbinas eólicas de referencia corriente arriba 212 sin pérdidas por estela que tengan al menos una turbina eólica corriente abajo que pueda usarse para estimar la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico durante el primer modo operativo. En otras palabras, la(s) turbina(s) eólica(s) de referencia corriente arriba 212 puede(n) elegirse del grupo de turbinas eólicas de flujo libre 204 que tienen al menos una turbina corriente abajo 208 con respecto a la dirección del viento 210.

[0046] Además, el procedimiento 100 puede incluir estimar la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico durante el primer modo operativo determinando una potencia de salida de referencia promediada en el tiempo para cada una de las turbinas eólicas de referencia corriente arriba 212 para la dirección del viento (y/o intervalo de velocidad del viento). Además, la potencia de salida de referencia de la(s) turbina(s) de referencia puede medirse o estimarse directamente por medio de los controladores 26, 220. Por lo tanto, el procedimiento 100 también puede incluir reemplazar la potencia de las turbinas eólicas corriente abajo 208 por la potencia de salida de referencia. Más específicamente, en un modo de realización preferente, el procedimiento 100 solo reemplaza la potencia de las turbinas eólicas corriente abajo 208 de bajo rendimiento, en relación con la potencia de referencia de flujo libre. Además, el procedimiento 100 incluye sumar la potencia de salida de cada una de las turbinas eólicas del parque eólico 200.

[0047] Más específicamente, en modos de realización particulares, el procedimiento 100 puede incluir dividir en franjas las condiciones de viento observadas en sectores de dirección del viento (por ejemplo, con centros a 0°, 10°,... 350° y un ancho de franja de 10°). Para cada franja de dirección del viento, el procedimiento 100 puede incluir identificar un conjunto de turbinas de referencia potenciales y determinar una potencia promedio para cada turbina en el sector de dirección del viento identificado. La(s) turbina(s) de referencia 212 se puede(n) elegir usando una variedad de procedimientos, que incluyen, por ejemplo, identificar una o más turbinas eólicas corriente arriba 204 que tengan la máxima producción de potencia, o más alta, o identificar una o más turbinas eólicas corriente arriba 204 con una producción de potencia mediana. Además, el procedimiento 100 puede incluir identificar un conjunto de turbinas eólicas potencialmente afectadas por estela y determinar una potencia promedio de cada turbina individual en relación con todos los datos recopilados en este sector de dirección del viento. Dichas turbinas afectadas por estela pueden identificarse determinando si dichas turbinas funcionan peor que la turbina de referencia de mejor rendimiento o la turbina de referencia con un rendimiento mediano. Debe entenderse que la identificación de la(s) turbina(s) de referencia 212 y la selección de las turbinas corriente abajo 208 marcadas para su reemplazo pueden producirse en bloque en el conjunto de datos agregados en el tiempo o por separado en cada intervalo de tiempo. Por ejemplo, en un modo de realización, la potencia de salida de referencia $P_{t-libre_de_estelas}$ para un intervalo de tiempo t se puede calcular usando la siguiente ecuación (1):

$$P_t^{libre_de_estelas} = \sum_{i=1}^{n_{libre}} P_{i,t}^{libre} + \sum_{i=1}^{n_{abajo}} P_{i,t}^{abajo} + n_{con_estela} * P_t^{ref} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde P_{t-ref} es la potencia de salida de la(s) turbina(s) de referencia,

D_{i,t_libre} es la potencia de salida de la(s) turbina(s) eólica(s) de flujo libre,

P_{i,t_abajo} es la potencia de salida de la(s) turbina(s) corriente abajo,

n_{con_estela} es el número de turbinas eólicas afectadas por estelas,

n_{libre} es el número de turbinas eólicas de flujo libre para el intervalo de tiempo t , y

n_{abajo} es el número de turbinas eólicas corriente abajo para el intervalo de tiempo t .

[0048] En otros modos de realización, la etapa de determinar la potencia de salida de referencia promediada en el tiempo para cada una de las turbinas eólicas de referencia corriente arriba 212 puede incluir estimar la velocidad del viento entrante del parque eólico 200 y determinar la potencia de salida de referencia en base a, al menos en parte, la velocidad del viento entrante estimada.

[0049] En referencia de nuevo a la FIG. 4, como se muestra en 108, el procedimiento 100 también incluye medir una potencia de salida real a nivel de parque para el parque eólico para el primer modo operativo. Por ejemplo, en determinados modos de realización, la potencia de salida real a nivel de parque puede medirse por medio de sensores y/o estimarse por medio del/de los controlador(es) 26, 220 (o un ordenador independiente). Además, como se muestra en 110, el procedimiento 100 incluye determinar las pérdidas por estela del parque eólico 200 para el primer modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque. Más específicamente, en un modo de realización, la etapa de determinar las pérdidas por estela del parque eólico 200 como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque puede incluir sumar las potencias medidas de todas las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200, sumar las potencias de flujo libre estimadas de todas las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200, determinar una relación de la suma de las potencias medidas y la suma de las potencias de flujo libre estimadas y restarle a uno la relación. Por ejemplo, en determinados modos de realización, las pérdidas por estela L pueden calcularse usando la siguiente ecuación (2):

$$L = 1 - \sum_{t=1}^n P_t^{medida} / \sum_{t=1}^n P_t^{libre_de_estelas} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde P_t -medida es la potencia medida de todas las turbinas eólicas 202 del parque eólico 202 en producción de potencia normal durante un intervalo de tiempo t , y

P_t -libre de estelas es la producción de potencia total estimada de flujo libre a nivel de parque para todas las turbinas eólicas 202 del parque eólico 202 en producción de potencia normal durante el intervalo de tiempo t .

[0050] Con referencia ahora a la FIG. 6, se ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización para estimar la pérdida por estela del parque eólico 200 haciendo funcionar el parque eólico 200 en múltiples modos de funcionamiento. Al hacer funcionar el parque eólico en diferentes modos, se puede obtener un beneficio de una actualización, por ejemplo, una actualización de gestión de estelas. Por lo tanto, como se muestra, el procedimiento 100 también puede incluir hacer funcionar el parque eólico 200 en el primer y segundo modos operativos. Más específicamente, en determinados modos de realización, al menos uno de los modos, por ejemplo, el segundo

modo operativo, puede caracterizarse por que una o más de las turbinas eólicas 202 están provistas de una actualización. Dichas actualizaciones, por ejemplo, pueden incluir una actualización de mejora de estela. Además, la(s) actualización/actualizaciones puede(n) incluir cualquiera de o una combinación de lo siguiente: un ángulo de *pitch* u orientación revisado, velocidad específica, extensiones de cuerda de pala de rotor, actualizaciones de software, actualizaciones de controles, actualizaciones de hardware, controles de estelas, actualizaciones aerodinámicas, extensiones de punta de pala, generadores de vórtices, dispositivos de punta de pala o cualquier otra modificación. De forma alternativa, el primer y el segundo modo operativo pueden distinguirse simplemente por diferentes períodos de tiempo.

[0051] Por lo tanto, el procedimiento 100 puede incluir recopilar datos a nivel de turbina de dos o más turbinas eólicas 202 corriente arriba del parque eólico 200 durante el primer y el segundo modo operativo 214, 215 y estimar una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el primer y el segundo modos operativos en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina. Debe entenderse que la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque para cada modo puede estimarse usando cualquier procedimiento adecuado descrito en el presente documento. Además, el procedimiento 100 puede incluir medir la potencia de salida real a nivel de parque para el primer y el segundo modos operativos y determinar las pérdidas por estela (por ejemplo, 217, 219) del parque eólico 200 para cada uno de los modos como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque. Como tal, el procedimiento 100 puede incluir además determinar una diferencia o un delta de rendimiento 221 entre las pérdidas por estela 217, 219 del primer y segundo modo operativo de modo que se pueda obtener un beneficio de la(s) actualización/actualizaciones.

[0052] Similar al primer modo operativo, los controladores 26, 220 (o un ordenador independiente) pueden estimar la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el segundo modo operativo clasificando cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 como una función de la dirección del viento y/o el diseño del emplazamiento, identificando una o más turbinas eólicas de referencia corriente arriba 212 sin pérdidas por estela que tengan al menos una turbina eólica corriente abajo y teniendo en cuenta el funcionamiento no nominal del segundo modo operativo, determinando una potencia de salida de referencia promediada en el tiempo para cada una de las turbinas eólicas de referencia corriente arriba para una dirección del viento o intervalo de velocidad del viento particular, reemplazando la potencia de las turbinas eólicas corriente abajo de bajo rendimiento por la potencia de salida de referencia, y sumando la potencia de salida de cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200.

[0053] En otro modo de realización, el procedimiento 100 puede incluir además alternar entre el primer y el segundo modo operativo y recopilar datos a nivel de turbina durante cada uno de los modos. De forma alternativa, los controladores 26, 220 (o un ordenador independiente) pueden incluir hacer funcionar el parque eólico 200 en el primer y el segundo modo operativo de manera secuencial, es decir, antes/después de modificar las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200.

[0054] aún en otro modo de realización, el procedimiento 100 puede incluir además verificar los datos de posición de góndola de cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 y corregir la señal si es necesario para usar la señal para determinar una dirección de góndola para cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200. Se puede establecer una dirección de viento de referencia a nivel de parque mediante la mediana de las direcciones de góndola de todas las turbinas eólicas 202 o cualquier otro procedimiento adecuado. Además, se puede establecer una velocidad de viento entrante de referencia a nivel de parque en base a la mediana de la velocidad de viento de góndola de las turbinas de referencia 212 o cualquier otro medio adecuado.

[0055] En lo que antecede se ha descrito en detalle modos de realización de ejemplo de un parque eólico, un controlador para un parque eólico y un procedimiento para controlar un parque eólico. El procedimiento, el parque eólico y el controlador no se limitan a los modos de realización específicos descritos en el presente documento sino que, en cambio, los componentes de las turbinas eólicas y/o el controlador y/o las etapas del procedimiento se pueden utilizar de forma independiente y separada de otros componentes y/o etapas descritos en el presente documento. Por ejemplo, el controlador y el procedimiento también se pueden usar en combinación con otros sistemas y procedimientos de potencia, y no se limitan a llevarse a la práctica solo con el controlador de turbina eólica descrito en el presente documento. Más bien, el modo de realización de ejemplo se puede implementar y utilizar en relación con muchas otras aplicaciones de turbina eólica o sistema de potencia.

[0056] Aunque características específicas de diversos modos de realización de la invención se pueden mostrar en algunos dibujos y no en otros, esto se hace solo por conveniencia. De acuerdo con los principios de la invención, se puede hacer referencia a y/o reivindicar cualquier rasgo característico de un dibujo en combinación con cualquier rasgo característico de cualquier otro dibujo.

[0057] En esta descripción escrita se usan ejemplos para divulgar la invención, incluido el modo preferente, y también para permitir que cualquier experto en la técnica lleve a la práctica la invención, incluidos la fabricación y el uso de cualquier dispositivo o sistema y la realización de cualquier procedimiento incorporado. El alcance patentable de la invención está definido por las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (100) para determinar pérdidas por estela de un parque eólico (200), teniendo el parque eólico (200) una pluralidad de turbinas eólicas (202), comprendiendo el procedimiento:
 - hacer funcionar el parque eólico (200) en un primer modo operativo (102);
 - recopilar (104) datos a nivel de turbina de al menos una turbina eólica (202) corriente arriba del parque eólico (200) durante el primer modo operativo;
 - estimar (106) una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico (200) durante el primer modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina;
 - medir (108) una potencia de salida real a nivel de parque para el parque eólico (200) para el primer modo operativo; y,
 - determinar (110) las pérdidas por estela del parque eólico (200) para el primer modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque;
 - hacer funcionar el parque eólico (200) en un segundo modo operativo, **caracterizándose** el segundo modo operativo **por que** al menos una de una o más de las turbinas eólicas (202) está provista de una actualización que incluye al menos uno de: un *pitch*, ángulo de orientación o velocidad específica revisados, una actualización de software y una actualización de control,
 - recopilar datos a nivel de turbina de dos o más turbinas eólicas (202) corriente arriba del parque eólico (200) durante el segundo modo operativo,
 - estimar una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico (200) durante el primer modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina,
 - medir una potencia de salida real a nivel de parque para el segundo modo operativo, y
 - determinar las pérdidas por estela del parque eólico (200) para el segundo modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque.
2. El procedimiento (100) de la reivindicación 1, que comprende además organizar los datos recopilados a nivel de turbina en una pluralidad de series de tiempo y promediar los datos a nivel de turbina en cada una de la pluralidad de series de tiempo.
3. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que estimar la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico (200) durante el primer modo operativo comprende además:
 - clasificar cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) como una función de la dirección del viento (210) y el diseño del emplazamiento,
 - identificar una o más turbinas eólicas (202) de referencia corriente arriba sin pérdidas por estela que tengan al menos una turbina eólica corriente abajo (208),
 - determinar una potencia de salida de referencia promediada en el tiempo para cada una de las turbinas eólicas (202) de referencia corriente arriba para una dirección del viento (210) o intervalo de velocidad del viento particular,
 - reemplazar la potencia de una o más turbinas eólicas corriente abajo (208) por la potencia de salida de referencia, y
 - sumar la potencia de salida de cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200).
4. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que reemplazar la potencia de una o más turbinas eólicas corriente abajo (208) por la potencia de salida de referencia comprende además reemplazar la potencia de turbinas eólicas corriente abajo (208) de bajo rendimiento por la potencia de salida de referencia.

5. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que identificar una o más turbinas eólicas (202) de referencia corriente arriba sin pérdidas por estela comprende además al menos uno de identificar al menos una turbina eólica (202) con la máxima producción de potencia, identificar al menos una turbina eólica (202) con una producción de potencia mediana, o identificar al menos una turbina eólica (202) con una producción de potencia promedio de todas las turbinas eólicas (202) de referencia.
5
6. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que determinar la potencia de salida de referencia para cada una de las turbinas eólicas (202) de referencia corriente arriba comprende además estimar la velocidad del viento entrante del parque eólico (200) y determinar la potencia de salida de referencia en base a, al menos en parte, la velocidad del viento entrante estimada.
10
7. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que los datos a nivel de turbina comprenden al menos uno de o una combinación de lo siguiente: posición de la góndola, potencia de salida, salida de par de torsión, ángulo de *pitch*, velocidad específica, ángulo de orientación, empuje, estado operativo, estado restrictivo, velocidad del generador, información geográfica, temperatura, presión, ubicación de la turbina eólica, ubicación del parque eólico (200), condiciones climáticas, ráfagas de viento, velocidad del viento, dirección del viento (210), aceleración del viento, turbulencia del viento, variación de la velocidad del viento con la altura, variación de la dirección del viento con la altura o estela.
15
8. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que determinar las pérdidas por estela del parque eólico (200) como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque comprende además:
20
sumar las potencias medidas de todas las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200),
25
sumar las potencias de flujo libre estimadas de todas las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200),
determinar una relación de la suma de las potencias medidas y la suma de las potencias de flujo libre estimadas, y
30
restar a uno la relación.
9. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además excluir determinados datos a nivel de turbina de turbinas eólicas (202) en base a uno o más criterios de exclusión, en el que los criterios de exclusión comprenden al menos una de las siguientes condiciones: turbinas eólicas (202) sin carga total o parcial, turbinas eólicas (202) con restricciones, turbinas eólicas (202) que experimentan eventos atípicos, turbinas eólicas (202) en modo de optimización de control automático o turbinas eólicas (202) con comportamiento no nominal activo.
35
10. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además:
40
verificar si se necesita una corrección de posición de la góndola para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200),
45
proporcionar la corrección de posición de la góndola para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) si es necesario,
determinar una dirección de góndola para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) en producción de potencia normal,
50
establecer una dirección del viento a nivel de parque en una mediana o promedio de las direcciones de góndola para una o más de las turbinas eólicas (202) o un subconjunto de turbinas eólicas (202) del parque eólico (200), y
55
establecer una velocidad del viento a nivel de parque en una mediana o promedio de la velocidad del viento para una o más turbinas eólicas (202) de flujo libre o un subconjunto de turbinas eólicas (202) de flujo libre del parque eólico (200).
11. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que estimar la potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el segundo modo operativo comprende además:
60
clasificar cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) como una función de la dirección del viento (210) y el diseño del emplazamiento,

- identificar una o más turbinas eólicas (202) de referencia corriente arriba sin pérdidas por estela que tengan al menos una turbina eólica corriente abajo y teniendo en cuenta el funcionamiento no nominal del segundo modo operativo,
- 5 determinar una potencia de salida de referencia promediada en el tiempo para cada una de las turbinas eólicas (202) de referencia corriente arriba para una dirección del viento (210) o intervalo de velocidad del viento particular,
- 10 reemplazar la potencia de turbinas eólicas corriente abajo (208) de bajo rendimiento por la potencia de salida de referencia, y
- sumar la potencia de salida de cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200).
12. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además alternar entre el primer y el segundo modos operativos y recopilar datos a nivel de turbina durante cada uno de los modos.
- 15 13. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que la actualización comprende uno cualquiera de o una combinación de lo siguiente: un ángulo de *pitch* u orientación revisado, velocidad específica, extensiones de cuerda de pala de rotor, actualizaciones de software, actualizaciones de controles, actualizaciones de hardware, controles de estelas, actualizaciones aerodinámicas, extensiones de punta de pala, generadores de vórtices o dispositivos de punta de pala.
- 20 14. Un sistema para determinar pérdidas por estela de un parque eólico (200), teniendo el parque eólico (200) una pluralidad de turbinas eólicas (202), comprendiendo el sistema:
- 25 un procesador configurado para realizar una o más operaciones, comprendiendo la una o más operaciones:
- hacer funcionar el parque eólico (200) en un primer modo operativo,
- 30 recibir datos a nivel de turbina de al menos una turbina eólica (202) corriente arriba del parque eólico (200) durante el primer modo operativo,
- estimar una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico (200) durante el primer modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina,
- 35 medir una potencia de salida real a nivel de parque para el parque eólico (200) para el primer modo operativo, y
- determinar las pérdidas por estela del parque eólico (200) para el primer modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque,
- 40 hacer funcionar el parque eólico (200) en un segundo modo operativo, **caracterizándose** el segundo modo operativo **por que** al menos una de una o más de las turbinas eólicas (202) está provista de una actualización que incluye al menos uno de: un *pitch*, ángulo de orientación o velocidad específica revisados, una actualización de software y una actualización de control,
- 45 recopilar datos a nivel de turbina de dos o más turbinas eólicas (202) corriente arriba del parque eólico (200) durante el segundo modo operativo,
- 50 estimar una potencia de salida de flujo libre a nivel de parque para el parque eólico (200) durante el primer modo operativo en base a, al menos en parte, los datos recopilados a nivel de turbina,
- medir una potencia de salida real a nivel de parque para el segundo modo operativo, y
- 55 determinar las pérdidas por estela del parque eólico (200) para el segundo modo operativo como una función de la potencia de salida real medida a nivel de parque y la potencia de salida de flujo libre estimada a nivel de parque.

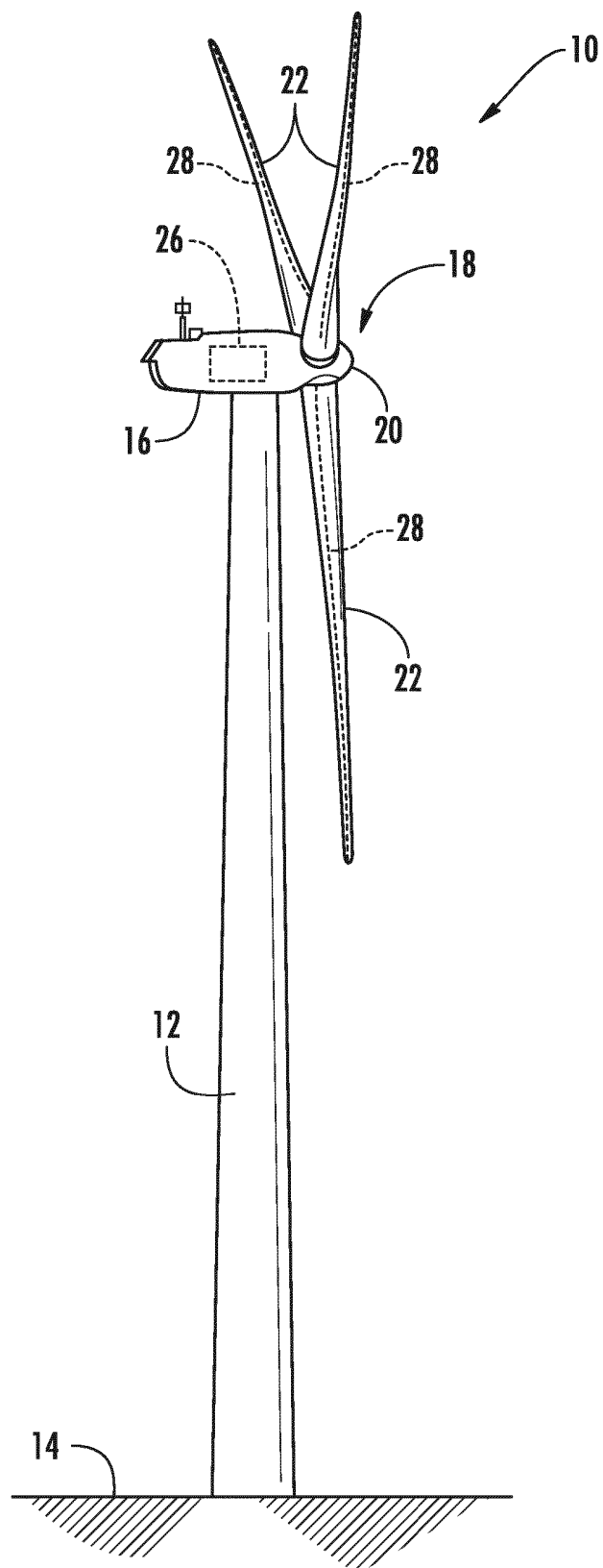


FIG. 1

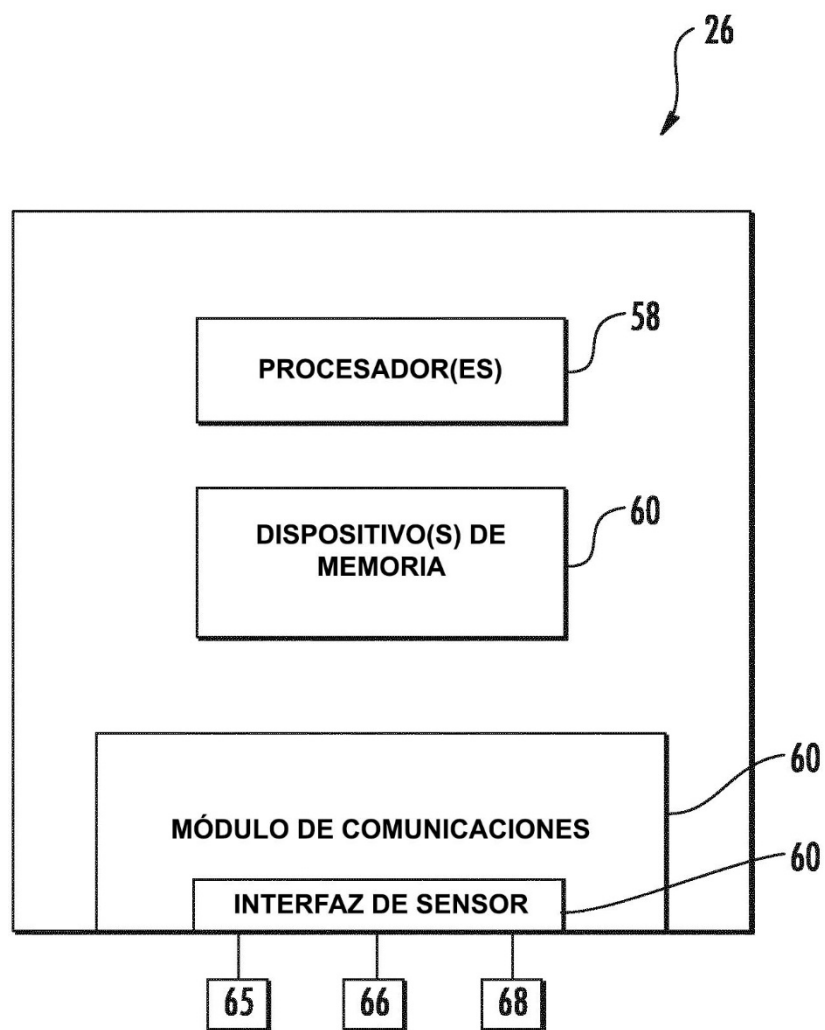


FIG. 2

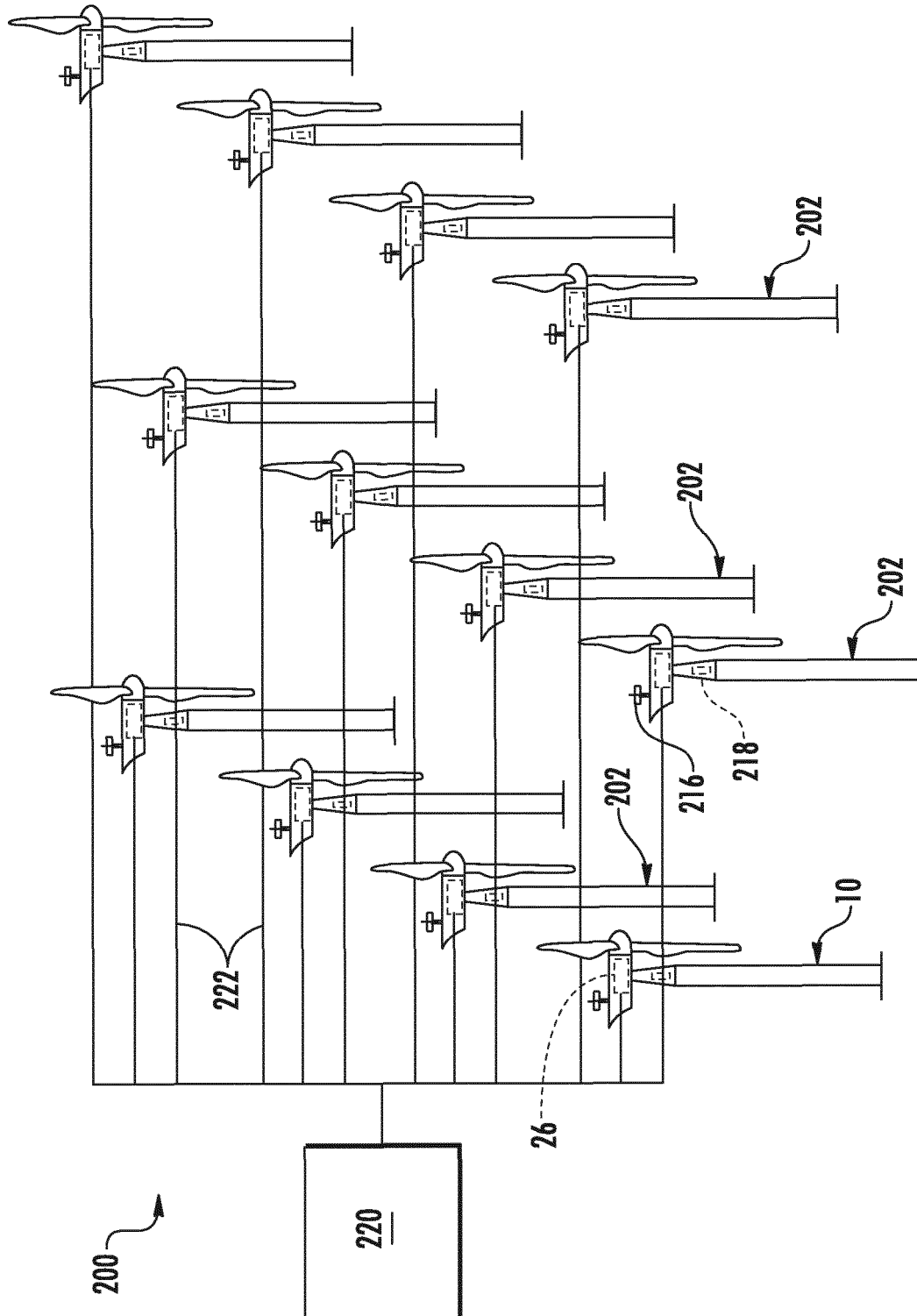


FIG. 3

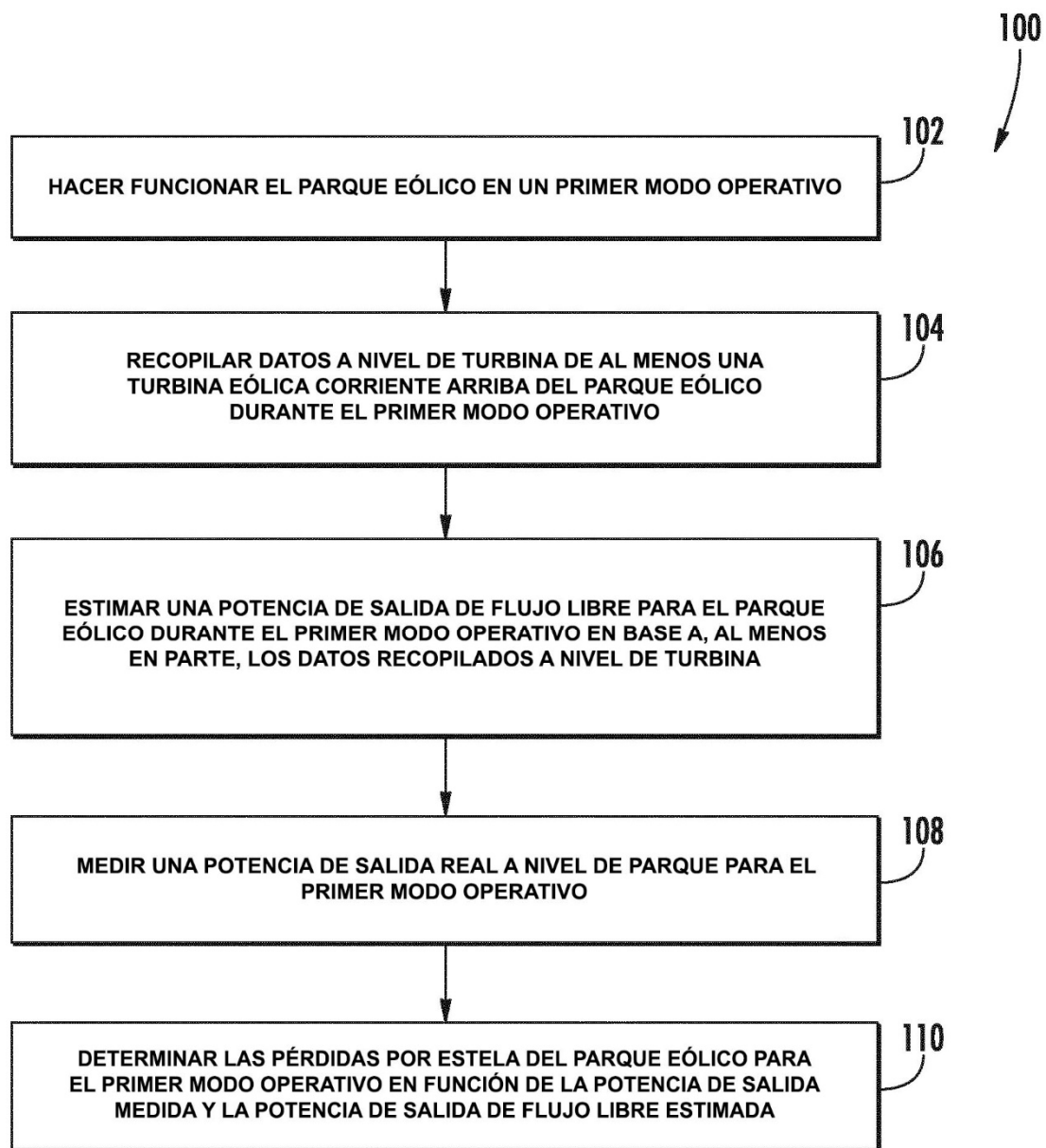


FIG. 4

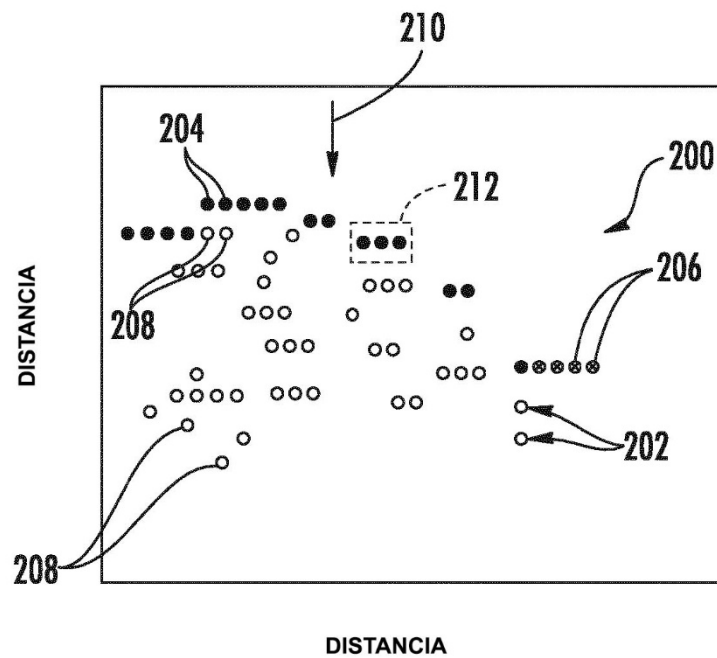


FIG. 5

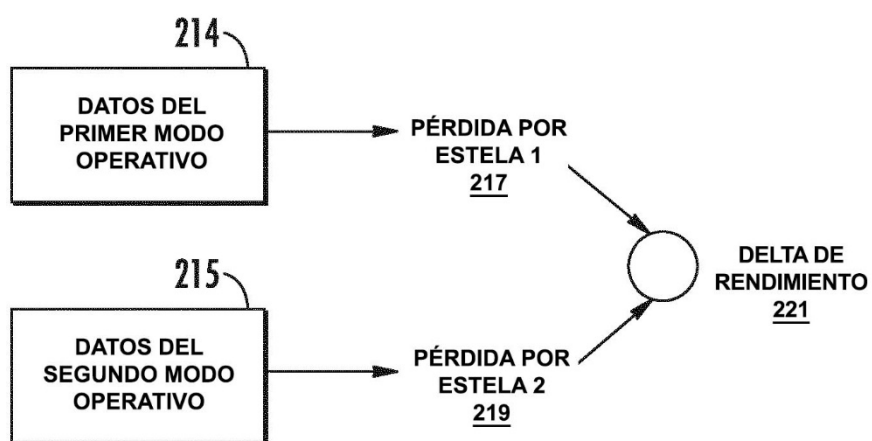


FIG. 6