

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 884 120**

51 Int. Cl.:

F03D 13/00 (2006.01)

F03D 80/00 (2006.01)

F03D 9/25 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.05.2017** **E 17172529 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.05.2021** **EP 3249218**

54 Título: **Sistema y procedimiento para microemplazar un parque eólico para optimización de cargas**

30 Prioridad:

26.05.2016 US 201615165019

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

10.12.2021

73 Titular/es:

GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)

**1 River Road
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**SAXENA, VIKAS y
GUJJU, SRINIVASA REDDY**

74 Agente/Representante:

FORTEA LAGUNA, Juan José

ES 2 884 120 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 microemplazar un parque eólico para optimización de cargas

- 5 **[0001]** La presente invención se refiere en general a las turbinas eólicas y, más en particular, a sistemas y procedimientos para microemplazar una turbina eólica para optimización de cargas.
- 10 **[0002]** La energía eólica se considera una de las fuentes de energía más limpias y más respetuosas con el medio ambiente actualmente disponibles, y a este respecto se ha incrementado la atención que atraen las turbinas eólicas. Una turbina eólica moderna típicamente incluye una torre, un generador, una multiplicadora, una góndola y un rotor. El rotor incluye típicamente un buje rotatorio que tiene una o más palas de rotor fijadas al mismo. Un rodamiento de pitch típicamente se configura operativamente entre el buje y una raíz de pala de la pala de rotor para permitir la rotación alrededor de un eje de pitch. Las palas de rotor captan energía cinética del viento usando principios de perfil aerodinámico conocidos. Las palas de rotor transmiten la energía cinética en forma de energía de rotación para hacer girar un eje que acopla las palas de rotor a una multiplicadora o, si no se usa una multiplicadora, directamente al generador. A continuación, el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica que se puede distribuir por una red eléctrica.
- 20 **[0003]** Una pluralidad de turbinas eólicas se usan comúnmente unas junto a otras para generar electricidad y comúnmente se las denomina "parque eólico". Véase el documento EP 2 128 441, por ejemplo. Las turbinas eólicas de un parque eólico típicamente incluyen sus propios monitores meteorológicos que realizan, por ejemplo, mediciones de temperatura, velocidad de viento, dirección de 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 del parque. La correlación de los datos meteorológicos con la salida de energía permite la determinación empírica de una "curva de potencia" para las turbinas eólicas individuales.
- 25 **[0004]** Tradicionalmente, los parques eólicos se controlan de manera descentralizada para generar energía, de modo que cada turbina se hace funcionar para aumentar al máximo la salida de energía local y reducir al mínimo los impactos de la fatiga local y las cargas extremas. Con este fin, cada turbina incluye un módulo de control, que típicamente trata de aumentar al máximo la salida de energía de la turbina frente a las condiciones variables de viento y la red, mientras que satisface restricciones tales como las características nominales y las cargas de los componentes del subsistema. En base a la salida de energía máxima determinada, el módulo de control controla el funcionamiento de diversos componentes de turbina, tales como el generador/convertidor de energía, el sistema de pitch, los frenos y el mecanismo de orientación ("yaw") para alcanzar la máxima eficacia energética.
- 30 **[0005]** La demanda amplificada de energía eólica y el deseo de los clientes de extraer la máxima energía de un parque eólico ha impulsado la producción de turbinas eólicas que tienen un diámetro de rotor mayor. Dichos diámetros de rotor mejoran la producción de energía de las turbinas eólicas individuales, pero plantean nuevas dificultades, tales como mayores cargas de fatiga. Uno de los factores que contribuyen a las cargas de fatiga mayores es el impacto colectivo de la sombra de turbina debido al número incrementado de turbinas cercanas en una o más direcciones de viento. A menudo, estas cargas de fatiga mayores superan las cargas nominales/de diseño para el modelo de turbina y brindan pocas opciones a los desarrolladores. Más específicamente, los desarrolladores de parques deben reubicar la(s) turbina(s) o reducir el funcionamiento de la turbina en una o más direcciones de viento. Por tanto, dado que la mayoría de las técnicas de microemplazamiento no tienen en cuenta los cálculos de carga de fatiga debido a la complejidad involucrada y la enorme cantidad de requisitos computacionales, los desarrolladores terminan optando por una(s) ubicación(es) subóptima(s) con baja producción de energía o una(s) ubicación(es) de cargas no factible(s) para una o más turbinas en el esquema del parque eólico.
- 40 **[0006]** En consecuencia, lo más habitual es construir el parque eólico con un esquema subóptimo y optar por técnicas de posinstalación para mejorar el rendimiento de la(s) turbina(s). Véase, por ejemplo, el documento de Z. Zhang *et al.*, "Research on Turbulence Intensity as an Evaluation Index for Micrositing Validation", World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference, IEEE, Piscataway, NJ, EE. UU., 5 de noviembre de 2010, pp. 1-4, XP 031838762. Dichas técnicas de posinstalación en general calculan el (los) valor(es) óptimo(s) de uno o más parámetros de funcionamiento de turbina en base a los valores medidos de uno o más parámetros del emplazamiento. Las desventajas de estas técnicas de posinstalación disponibles incluyen, pero no se limitan a: (1) inversión adicional por el propietario del parque eólico, (2) funcionamiento a nivel de parque que requiere un rendimiento subóptimo de una o más turbinas eólicas del parque eólico para mejorar el rendimiento de otras turbinas, (3) beneficios de producción de energía anual (AEP) insignificantes por condiciones de sitio subóptimas en una o más ubicaciones de turbina, (4) estrategias predefinidas o valores óptimos establecidos de parámetros de funcionamiento de turbina eólica en una o más direcciones de viento obtenidos de la simulación al comparar las cargas
- 55
- 60
- 65

esperadas con las cargas de diseño/nominales y/o (5) implementación y/o validación que requieren mucho tiempo.

[0007] En consecuencia, un sistema y procedimiento mejorados para microemplazar un parque eólico para la optimización de cargas que no requiera dichas técnicas de posinstalación serían bienvenidos en la tecnología.

[0008] Diversos aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la siguiente descripción, o pueden quedar claros a partir de la descripción, o se pueden descubrir mediante la puesta en práctica de la invención.

[0009] Por consiguiente, se proporciona la presente invención definida por las reivindicaciones adjuntas.

[0010] Diversas características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor en referencia a la siguiente descripción y las reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que están incorporados en, y que constituyen una parte de, la presente memoria descriptiva, ilustran los modos de realización de la invención y, junto con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención.

[0011] En los dibujos:

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

la FIG. 2 ilustra una vista interna simplificada de un modo de realización de una góndola de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 3 ilustra una vista esquemática de un modo de realización de un controlador de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 4 ilustra una vista esquemática de un modo de realización de un parque eólico de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 5 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de un sistema para microemplazamiento de un parque eólico para optimización de cargas de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 6 ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento para microemplazamiento de un parque eólico para optimización de cargas de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 7 ilustra un diagrama de flujo de otro modo de realización de un procedimiento para microemplazamiento de un parque eólico para optimización de cargas de acuerdo con la presente divulgación; y

la FIG. 8 ilustra un diagrama de flujo de todavía otro modo de realización de un procedimiento para microemplazamiento de un parque eólico para optimización de cargas de acuerdo con la presente divulgación.

[0012] Se hace referencia en detalle ahora a unos modos de realización de la invención, uno o más ejemplos de los cuales se ilustran en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, y no como una limitación de la invención. De hecho, será evidente para los expertos en la técnica que se pueden hacer diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del alcance de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de un modo de realización se pueden usar con otro modo de realización para producir todavía otro modo de realización. Por tanto, se pretende que la presente invención cubra dichas modificaciones y variaciones tal como aparecen dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

[0013] En general, la presente materia objeto está dirigida a un sistema y procedimiento para microemplazar un parque eólico para optimización de cargas. Por tanto, la presente divulgación está configurada para colocar las turbinas eólicas del parque eólico en ubicaciones de viento energético y optimizar el funcionamiento de las turbinas para mantener las cargas de los componentes de turbina dentro de los límites de diseño. Usando el procedimiento descrito en el presente documento, las turbinas eólicas de mayor diámetro de rotor se pueden colocar en un parque eólico con un funcionamiento óptimo y las turbinas vecinas pueden captar más AEP sin superar las cargas. Así pues, se pueden reducir al mínimo las desventajas asociadas con las técnicas de posinstalación. Más específicamente, mientras se optimizan las cargas para el funcionamiento de una turbina eólica en una o más direcciones de viento para la sombra de

turbina de la(s) turbina(s) vecina(s), es ventajoso comparar las cargas de fatiga acumuladas en la turbina eólica en todas las direcciones con las cargas de fatiga de diseño de un modelo de turbina. El impacto ponderado de la sombra de una turbina individual o múltiples turbinas en diferentes sectores también se puede considerar en el procedimiento de optimización de cargas de la presente divulgación. Más específicamente, se utiliza una función de optimización de cargas para ponderar el impacto de la sombra de una(s) turbina(s) en las diferentes direcciones, de modo que el funcionamiento de la turbina se puede optimizar para cumplir con las cargas de fatiga de diseño de la turbina eólica. Por tanto, la presente divulgación optimiza el funcionamiento de la turbina en diferentes direcciones de viento para mantener las cargas de fatiga durante el período de diseño de la turbina dentro del límite nominal.

[0014] En referencia ahora 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 superficie de apoyo 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 el exterior de, el 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 separada alrededor del buje 20 para facilitar la rotación del rotor 18 y permitir que se transfiera energía cinética del viento como energía mecánica utilizable y, posteriormente, energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 20 puede estar acoplado rotativamente a un generador eléctrico (no mostrado) situado dentro de la góndola 16 para permitir que se produzca energía eléctrica.

[0015] En referencia ahora a la FIG. 2, se ilustra una vista interna simplificada de un modo de realización de la góndola 16 de la turbina eólica 10 mostrada en la FIG. 1. Como se muestra, el generador 24 puede estar acoplado al rotor 18 para producir energía eléctrica a partir de la energía de rotación generada por el rotor 18. Por ejemplo, como se muestra en el modo de realización ilustrado, el rotor 18 puede incluir un eje de rotor 34 acoplado al buje 20 para su rotación con el mismo. El eje de rotor 34, a su vez, puede estar acoplado rotativamente a un eje de generador 36 del generador 24 a través de una multiplicadora 38. Como se entiende en general, el eje de rotor 34 puede proporcionar una entrada de baja velocidad y par de torsión alto a la multiplicadora 38 como respuesta a la rotación de las palas de rotor 22 y del buje 20. A continuación, la multiplicadora 38 se puede configurar para convertir la entrada de baja velocidad y par de torsión alto en una salida de alta velocidad y par de torsión bajo para accionar el eje de generador 36 y, por tanto, el generador 24.

[0016] Cada pala de rotor 22 también puede incluir un mecanismo de ajuste de pitch 32 configurado para hacer girar cada pala de rotor 22 alrededor de su eje de pitch 28. Además, cada mecanismo de ajuste de pitch 32 puede incluir un motor de accionamiento de pitch 40 (por ejemplo, cualquier motor eléctrico, hidráulico o neumático adecuado), una multiplicadora de accionamiento de pitch 42 y un piñón de accionamiento de pitch 44. En dichos modos de realización, el motor de accionamiento de pitch 40 puede estar acoplado a la multiplicadora de accionamiento de pitch 42 de modo que el motor de accionamiento de pitch 40 imparta fuerza mecánica a la multiplicadora de accionamiento de pitch 42. De forma similar, la multiplicadora de accionamiento de pitch 42 puede estar acoplada al piñón de accionamiento de pitch 44 para su rotación con el mismo. El piñón de accionamiento de pitch 44 puede estar, a su vez, engranado rotativamente con un rodamiento de pitch 46 acoplado entre el buje 20 y una pala de rotor 22 correspondiente de modo que la rotación del piñón de accionamiento de pitch 44 causa la rotación del rodamiento de pitch 46. Por tanto, en dichos modos de realización, la rotación del motor de accionamiento de pitch 40 acciona la multiplicadora de accionamiento de pitch 42 y el piñón de accionamiento de pitch 44, haciendo girar de este modo el rodamiento de pitch 46 y la pala de rotor 22 alrededor del eje de pitch 28. De forma similar, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más mecanismos de accionamiento de orientación 48 acoplados comunicativamente al controlador 26, estando configurado cada mecanismo de accionamiento de orientación 48 para cambiar el ángulo de la góndola 16 en relación con el viento (por ejemplo, engranando con un rodamiento de orientación 50 de la turbina eólica 10).

[0017] Todavía en referencia a la FIG. 2, la turbina eólica 10 también puede incluir uno o más sensores 65, 66, 68 para medir las condiciones operativas y/o de viento de la turbina eólica 10. Por ejemplo, los sensores pueden incluir sensores de pala 65 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 66 para monitorizar el generador (por ejemplo, par de torsión, velocidad de rotación, aceleración y/o salida de energía); y/o diversos sensores de viento 68 para medir diversos parámetros de viento (por ejemplo, velocidad de viento, dirección de viento, etc.). Además, los sensores 65, 66, 68 pueden estar localizados 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. 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, galgas extensométricas, sensores de ángulo de ataque, sensores de vibración, sensores de MIMU, sistemas de cámaras, sistemas de fibra óptica, anemómetros, veletas,

sensores de detección y alcance sónicos (SODAR), láseres infrarrojos, sensores de detección y alcance de luz (LIDAR), radiómetros, tubos de Pitot, radiosondas, otros sensores ópticos y/o cualquier otro sensor adecuado. Se debe apreciar que, como se usa en el presente documento, el término "monitorizar" y variantes del mismo indican que los diversos sensores de la turbina eólica 10 pueden estar configurados para proporcionar una medición directa de los parámetros que se están monitorizando o una medición indirecta de dichos parámetros. Por tanto, los sensores 65, 66, 68 se pueden usar, por ejemplo, para generar señales que se refieren al parámetro que se está monitorizando, que a continuación el controlador 26 puede utilizar para determinar la condición real.

[0018] En referencia de nuevo a la FIG. 1, la turbina eólica 10 también puede incluir un controlador de turbina eólica 26 centralizado dentro de la góndola 16. Sin embargo, en otros modos de realización, el controlador 26 puede estar localizado dentro de cualquier otro componente de la turbina eólica 10 o en una ubicación fuera de la turbina eólica. Además, el controlador 26 puede estar acoplado comunicativamente a cualquier número de los componentes de la turbina eólica 10 para controlar el funcionamiento de dichos componentes y/o implementar una acción de control. Así pues, 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 que realice 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 o aumentar la potencia nominal 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 de viento) para controlar la salida de energía generada por la turbina eólica 10 ajustando una posición angular de al menos una pala de rotor 22 con respecto al viento. Por ejemplo, el controlador 26 puede controlar el ángulo de pitch de las palas de rotor 22 girando 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.

[0019] En referencia ahora a la FIG. 3, se ilustra un diagrama de bloques de un modo de realización de unos componentes adecuados que pueden estar incluidos dentro del controlador 26, de acuerdo con unos 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, las etapas, los 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 aparecen incluidos en un ordenador, sino que también se refiere a un controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador lógico programable (PLC), un circuito integrado específico de la aplicación, unos procesadores específicos de la aplicación, unos procesadores de señales digitales (DSP), unos circuitos integrados específicos de la aplicación (ASIC), unas matrices de puertas programables *in situ* (FPGA) y/u otros circuitos programables. Adicionalmente, el (los) dispositivo(s) de memoria 60 en general puede(n) incluir un(os) elemento(s) de memoria que incluye(n), pero no se limita(n) a, un medio legible por ordenador (por ejemplo, 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 de disco compacto (CD-ROM), unas unidades de lectura/escritura en disco compacto (CD-R/W), un disco magnetoóptico (MOD), un disco versátil digital (DVD), unas unidades *flash*, unas unidades ópticas, unos dispositivos de almacenamiento de estado sólido y/u otros elementos de memoria adecuados.

[0020] Adicionalmente, el controlador 26 también puede incluir un módulo de comunicaciones 62 para facilitar las comunicaciones entre el controlador 26 y los diversos componentes de la turbina eólica 10. Por ejemplo, el módulo de comunicaciones 62 puede incluir una interfaz de sensor 64 (por ejemplo, uno o más convertidores analógico-digital) para permitir que las señales transmitidas por uno o más sensores 65, 66, 68 se conviertan en señales que el controlador 26 pueda entender y procesar. Además, se debe apreciar que los sensores 65, 66, 68 se pueden acoplar comunicativamente al módulo de comunicaciones 62 usando cualquier medio adecuado. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 3, los sensores 65, 66, 68 están acoplados a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión alámbrica. Sin embargo, en modos de realización alternativos, los sensores 65, 66, 68 se pueden acoplar a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión inalámbrica, por ejemplo 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), unas redes de área local inalámbricas (WLAN), unas redes de área amplia (WAN) tales como unas redes de interoperabilidad mundial para acceso por microondas (WiMax), unas redes de satélite, unas redes celulares, unas redes de sensores, unas redes *ad hoc* y/o unas redes de corto alcance. Así pues, el procesador 58 puede estar configurado para recibir una o más señales desde los sensores 65, 66, 68.

[0021] En referencia ahora a la FIG. 4, 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, que incluyen 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, incluyendo la turbina eólica 10. Sin embargo, en otros modos de realización, el parque eólico 200 puede incluir cualquier otro número de turbinas eólicas, por ejemplo, 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 comunicativamente al controlador de parque 220 a través de una conexión alámbrica, por ejemplo, que conecta el controlador 26 a través de enlaces de comunicación 222 adecuados (por ejemplo, un cable adecuado). De forma alternativa, el controlador 26, pueden estar acoplado comunicativamente al controlador de parque 220 a través de una conexión inalámbrica, por ejemplo, usando cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica. Además, el controlador de parque 220 puede estar configurado en general de forma similar a los controladores 26 para cada una de las turbinas eólicas 202 individuales dentro del parque eólico 200.

[0022] 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 diversos datos operacionales de las turbinas eólicas individuales 202 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 velocidades de viento o cualquier otro parámetro de viento. Por ejemplo, en un modo de realización, los parámetros de viento incluyen información con respecto a al menos uno de, o una combinación de, los siguientes: una ráfaga de viento, una velocidad de viento, una dirección de viento, una aceleración de viento, una turbulencia de viento, una cizalladura de viento, un viraje de viento, una estela, información de SCADA o similares.

[0023] En referencia ahora a la FIG. 5, se ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de un sistema 150 para microemplazar un parque eólico, por ejemplo, el parque eólico 200 de la FIG. 4. Como se muestra, uno o más procesadores 58 de los controladores 26, 220 pueden hacer funcionar el sistema 150. Además, como se muestra, el procesador 58 incluye un bucle de optimización de cargas 152 configurado para implementar una función de optimización de cargas 154 (FIG. 6). Por ejemplo, como se muestra en el modo de realización ilustrado de la FIG. 6, el procedimiento 100 puede comenzar en 102. Además, como se muestra en 104, el procedimiento 100 puede incluir determinar una o más direcciones de viento con y sin sombras de turbina, junto con distribuciones de turbulencia y velocidad de viento en las respectivas direcciones de viento. Como se muestra en 106, el procedimiento 100 incluye determinar un diseño de esquema predeterminado, por ejemplo, en base a una o más direcciones de viento con y sin sombras de turbina junto con distribuciones de turbulencia y velocidad de viento en las respectivas direcciones de viento. Como se muestra en 108, el procedimiento 100 puede incluir calcular cargas, por ejemplo, cargas de fatiga, para las entradas (es decir, las direcciones de viento con y sin sombras de turbina junto con las distribuciones de turbulencia y velocidad de viento en las respectivas direcciones de viento) y el esquema e identificar el (los) componente(s) de turbina con cargas superiores a las cargas de diseño.

[0024] Además, como se muestra en la FIG. 5, el procedimiento 100 puede incluir además identificar ubicaciones de sensor para sensores de carga en cada una de las turbinas eólicas 202, turbinas vecinas para cada una de las turbinas eólicas 202 y/o una distribución de la velocidad de viento del parque eólico 200. Por tanto, el procedimiento 100 también puede incluir calcular las cargas para cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 en función de unas ubicaciones de sensor, las turbinas vecinas y/o la distribución de la velocidad de viento (además de las direcciones de viento con y sin sombras de turbina, junto con las distribuciones de turbulencia y velocidad de viento en las respectivas direcciones de viento). En otro modo de realización, el procedimiento 100 puede incluir comparar cargas acumulativas en una o más direcciones de viento con cargas de diseño de un modelo de turbina de cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 y calcular las cargas de cada una de las turbinas eólicas 202 en función de la comparación.

[0025] En referencia de nuevo a la FIG. 6, como se muestra en 110, el procedimiento 100 incluye determinar si las cargas para todos los componentes de la turbina son aceptables. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 5, si las cargas son aceptables, entonces se proporciona a un usuario el esquema de emplazamiento con los parámetros de funcionamiento de turbina optimizados, y el microemplazamiento habrá terminado. Como se muestra en 112, si las cargas superan un umbral predeterminado, entonces la función de optimización de cargas 154 se utiliza para identificar una o más direcciones de viento con o sin sombra(s) de turbina, junto con un parámetro de viento adicional (por ejemplo, velocidad de conexión de viento) en las direcciones de viento. Más específicamente, como se muestra en el modo de realización ilustrado, la función de optimización de cargas 154 corresponde a la ecuación (1) a continuación:

$$\sum_{i = \text{conexión}}^{\text{desconexión}} \frac{\text{Número de horas}(i)}{(\text{Velocidad de viento}(i) + TI(i)(\text{Velocidad de viento}(i))^2} \quad \text{Ecuación (1)}$$

donde TI es la intensidad de la turbulencia,

Número de horas es el número de horas de funcionamiento en diferentes direcciones de viento,

Conexión es la velocidad de viento de conexión ("cut-in") y

Desconexión es la velocidad de viento de desconexión ("cut-out").

[0026] El bucle de optimización de cargas 152 reejecuta la función de optimización de cargas 154 una o más veces para identificar una(s) dirección(es) de viento actualizada(s) con o sin sombra(s) de turbina, junto con un parámetro de viento adicional (por ejemplo, velocidad de viento de conexión) en las direcciones de viento, para asegurar que las cargas están por debajo de un umbral predeterminado. Por tanto, como se muestra en la FIG. 5, la(s) dirección(es) de viento actualizada(s) con o sin sombra(s) de turbina junto con un parámetro de viento adicional en las direcciones de viento se pueden aplicar al esquema de emplazamiento 156 predeterminado para cambiar el diseño del esquema para una simulación adicional. Más específicamente, el procedimiento 100 puede incluir recalcular las cargas para cada una de las turbinas eólicas 202 para asegurar que las cargas están por debajo de un umbral predeterminado. En determinados modos de realización, el umbral predeterminado puede corresponder a uno o más valores de carga de diseño para uno o más componentes de turbina eólica más un factor de seguridad. Una vez que las cargas son aceptables, como se muestra en 114, se proporciona a un usuario un esquema de emplazamiento con funcionamiento de turbinas optimizado para su uso en el diseño del parque eólico.

[0027] En referencia ahora a la FIG. 7, se ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento 160 para microemplazar el parque eólico 200 por medio de una función de optimización de cargas 154. Como se muestra en 162, el procedimiento 160 puede estar configurado para determinar una o más direcciones de viento con o sin sombra de turbina para cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200, por ejemplo, como se explica en el presente documento. Como se muestra en 164, el procedimiento 160 incluye determinar al menos un parámetro de viento adicional, tal como la velocidad de viento de conexión, para cada una de las direcciones de viento. Como se muestra en 166, el procedimiento 160 incluye calcular, por ejemplo, por medio de simulación por ordenador, unas cargas para cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 en base a las direcciones de viento identificadas con o sin sombra de turbina para cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 y el al menos un parámetro de viento adicional para cada una de las direcciones de viento. Por ejemplo, en un modo de realización, el (los) parámetro(s) de viento adicional(es) pueden incluir, por ejemplo, una velocidad de viento de conexión o cualquier otra condición de viento adecuada. Además, como se muestra en 168, el procedimiento 160 incluye determinar un esquema de emplazamiento para el parque eólico 200 en base a las cargas calculadas.

[0028] En referencia ahora a la FIG. 8, se ilustra un diagrama de flujo de otro modo de realización de un procedimiento 300 para microemplazar el parque eólico 200. Como se muestra en 302, el procedimiento 300 incluye definir un esquema de emplazamiento predeterminado del parque eólico 200. Como se muestra en 304, el procedimiento 300 incluye calcular las cargas para una o más turbinas eólicas del parque eólico 200 que tienen el esquema de emplazamiento predeterminado en función de una o más condiciones de viento en el parque eólico 200. En determinados modos de realización, la(s) condición(es) de viento pueden incluir al menos una de una dirección de viento, una sombra de turbina, una intensidad de turbulencia o unas distribuciones de velocidad de viento en unas respectivas direcciones de viento. Como se muestra en 306 y 308, si las cargas para todas las turbinas eólicas 202 son menores que un umbral predeterminado, entonces se proporciona al usuario el esquema de emplazamiento predeterminado. Como se muestra en 310, si las cargas para una o más de las turbinas eólicas 202 son mayores que un umbral predeterminado, el procedimiento 300 incluye implementar un bucle de control de optimización de cargas 152 que contiene la función de optimización de cargas. Más específicamente, como se muestra en 312, el procedimiento 300 puede incluir determinar una o más direcciones de viento con o sin sombra de turbina para cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200. Además, como se muestra en 314, el procedimiento 300 puede incluir determinar al menos un parámetro de viento adicional para cada una de las direcciones de viento. Como se muestra en 316, el procedimiento 300 puede incluir actualizar el esquema predeterminado en base a la una o más direcciones de viento con o sin sombra de turbina para cada una de las turbinas eólicas 202 y el al menos un parámetro de viento adicional para cada una de las direcciones de viento. Como se muestra en 318, el procedimiento 300 puede incluir recalcular las cargas para cada una de las turbinas eólicas 202 del parque eólico 200 para el esquema predeterminado para asegurar que las cargas están por debajo de un umbral predeterminado.

[0029] En esta descripción escrita se usan ejemplos para divulgar la invención, que incluyen el modo preferente, y también para permitir que cualquier experto en la técnica lleve a la práctica la invención, lo que incluye fabricar y usar cualquier dispositivo o sistema y realizar cualquier procedimiento incorporado. El alcance patentable de la invención está definido por las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (100) para microemplazar un parque eólico (200) que tiene una pluralidad de turbinas eólicas (202) por medio de una función de optimización de cargas (154), comprendiendo el procedimiento:

(a) determinar (104) una o más direcciones de viento con o sin sombra de turbina para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200);

(b) determinar al menos un parámetro de viento adicional para cada una de las direcciones de viento;

(c) calcular (108), por medio de simulación usando un bucle de optimización de cargas (152) que puede reejecutar la función de optimización de cargas (154) una o más veces, unas cargas para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) en base a las direcciones de viento identificadas con o sin sombra de turbina para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) y el al menos un parámetro de viento adicional para cada una de las direcciones de viento, en el que la función de optimización de cargas (154) corresponde a la ecuación

$$\sum_{i = \text{conexión}}^{\text{desconexión}} \frac{\text{Número de horas}(i)}{(\text{Velocidad de viento}(i) + TI(i)(\text{Velocidad de viento}(i))^2},$$

donde TI es una intensidad de turbulencia, Número de horas es un número de horas de funcionamiento de las turbinas eólicas (202) en diferentes direcciones de viento, Conexión es una velocidad de viento de conexión y Desconexión es una velocidad de viento de desconexión;

(d) determinar un esquema de emplazamiento (156) para el parque eólico (200) en base a las cargas calculadas.

2. El procedimiento (100) de la reivindicación 1, que comprende además recalcular las cargas para cada una de las turbinas eólicas (202) después de determinar el esquema de emplazamiento (156) para asegurar que las cargas están por debajo de un umbral predeterminado.

3. El procedimiento (100) de la reivindicación 2, en el que el umbral predeterminado corresponde a uno o más valores de carga de diseño para uno o más componentes de turbina eólica más un factor de seguridad.

4. El procedimiento (100) de la reivindicación 2 o la reivindicación 3, que comprende además repetir las etapas (a) a (d) si las cargas recalculadas para una o más de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) superan el umbral predeterminado.

5. El procedimiento (100) de cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en el que el al menos un parámetro de viento adicional comprende una velocidad de viento de desconexión.

6. El procedimiento (100) de cualquiera de las reivindicaciones precedentes, que comprende además identificar al menos uno de los siguientes: una o más ubicaciones de sensor para sensores de carga en cada una de las turbinas eólicas (202), unas turbinas vecinas para cada una de las turbinas eólicas (202), o una distribución de velocidad de viento del parque eólico (200).

7. El procedimiento (100) de la reivindicación 6, que comprende además calcular las cargas para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) en función de al menos una de las ubicaciones de sensor, las turbinas vecinas, o la distribución de velocidad de viento.

8. El procedimiento (100) de cualquiera de las reivindicaciones precedentes, que comprende además comparar cargas acumulativas en una o más direcciones de viento con cargas de diseño de un modelo de turbina de cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) y calcular las cargas de cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) en función de la comparación.

9. El procedimiento (100) de cualquiera de las reivindicaciones precedentes, que comprende además definir un esquema de emplazamiento predeterminado (156) del parque eólico (200) y calcular cargas para una o más turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) que tienen el esquema de emplazamiento predeterminado (156) en función de una o más condiciones de viento en el parque eólico (200).

10. El procedimiento (100) de la reivindicación 9, que comprende además proporcionar inicialmente el esquema de emplazamiento predeterminado (156) a un usuario si las cargas para todas las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) son inicialmente menores que el umbral predeterminado.
- 5 11. El procedimiento (100) de la reivindicación 9 o la reivindicación 10, en el que la una o más condiciones de viento comprenden al menos una de una dirección de viento, una sombra de turbina, una intensidad de turbulencia, o unas distribuciones de velocidad de viento en unas respectivas direcciones de viento.
- 10 12. Un sistema (150) para microemplazar un parque eólico (200) que tiene una pluralidad de turbinas eólicas (202), comprendiendo el sistema (150):
- un controlador que comprende al menos un procesador, comprendiendo el procesador un bucle de optimización de cargas (152) almacenado en el mismo, estando el bucle de optimización de cargas (152) configurado para implementar una función de optimización de cargas (154), comprendiendo la
- 15 función de optimización de cargas (154):
- determinar una o más direcciones de viento con o sin sombra de turbina para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200);
- 20 determinar al menos un parámetro de viento adicional para cada una de las direcciones de viento;
- calcular cargas para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) en base a las direcciones de viento identificadas con o sin sombra de turbina para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) y el al menos un parámetro de viento adicional para cada
- 25 una de las direcciones de viento, por medio de una simulación que se reejecuta una o más veces,
- en el que la función de optimización de cargas (154) corresponde a una ecuación
- $$\sum_{i = \text{conexión}}^{\text{desconexión}} \frac{\text{Número de horas}(i)}{(\text{Velocidad de viento}(i) + TI(i)(\text{Velocidad de viento}(i))^2},$$
- 30 donde TI es la intensidad de turbulencia, Número de horas es el número de horas de funcionamiento en diferentes direcciones de viento, Conexión es la velocidad de viento de conexión y Desconexión es la velocidad de viento de desconexión
- 35 determinar un esquema de emplazamiento (156) para el parque eólico (200) en base a las cargas calculadas, y
- recalcular las cargas para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) para asegurar que las cargas están por debajo de un umbral predeterminado.
- 40 13. El sistema (150) de la reivindicación 12, en el que el al menos un parámetro de viento adicional comprende una velocidad de viento de desconexión.
- 45 14. El sistema (150) de las reivindicaciones 12 o 13, en el que la función de optimización de cargas (154) comprende además identificar al menos uno de los siguientes: una o más ubicaciones de sensor para sensores de carga en cada una de las turbinas eólicas (202), unas turbinas vecinas para cada una de las turbinas eólicas (202), o una distribución de velocidad de viento del parque eólico (200).
- 50 15. El sistema (150) de las reivindicaciones 12, 13 o 14, en el que la función de optimización de cargas (154) comprende además calcular las cargas para cada una de las turbinas eólicas (202) del parque eólico (200) en función (154) de al menos una de las ubicaciones de sensor, las turbinas vecinas, o la distribución de velocidad de viento.

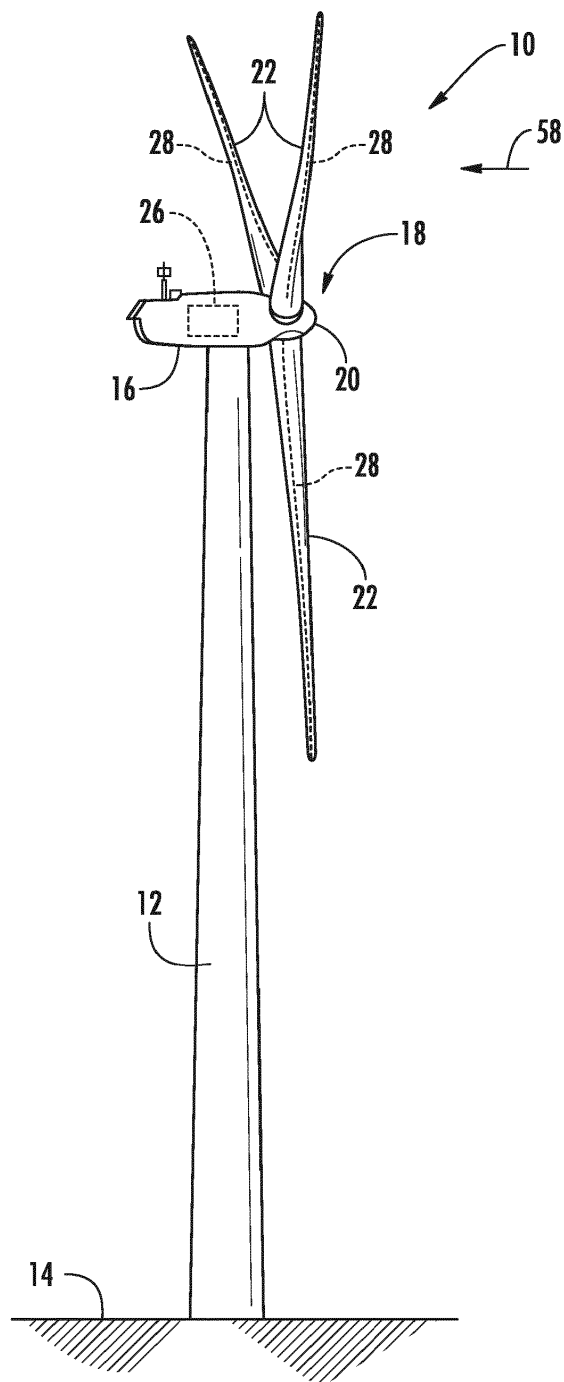


FIG. 1

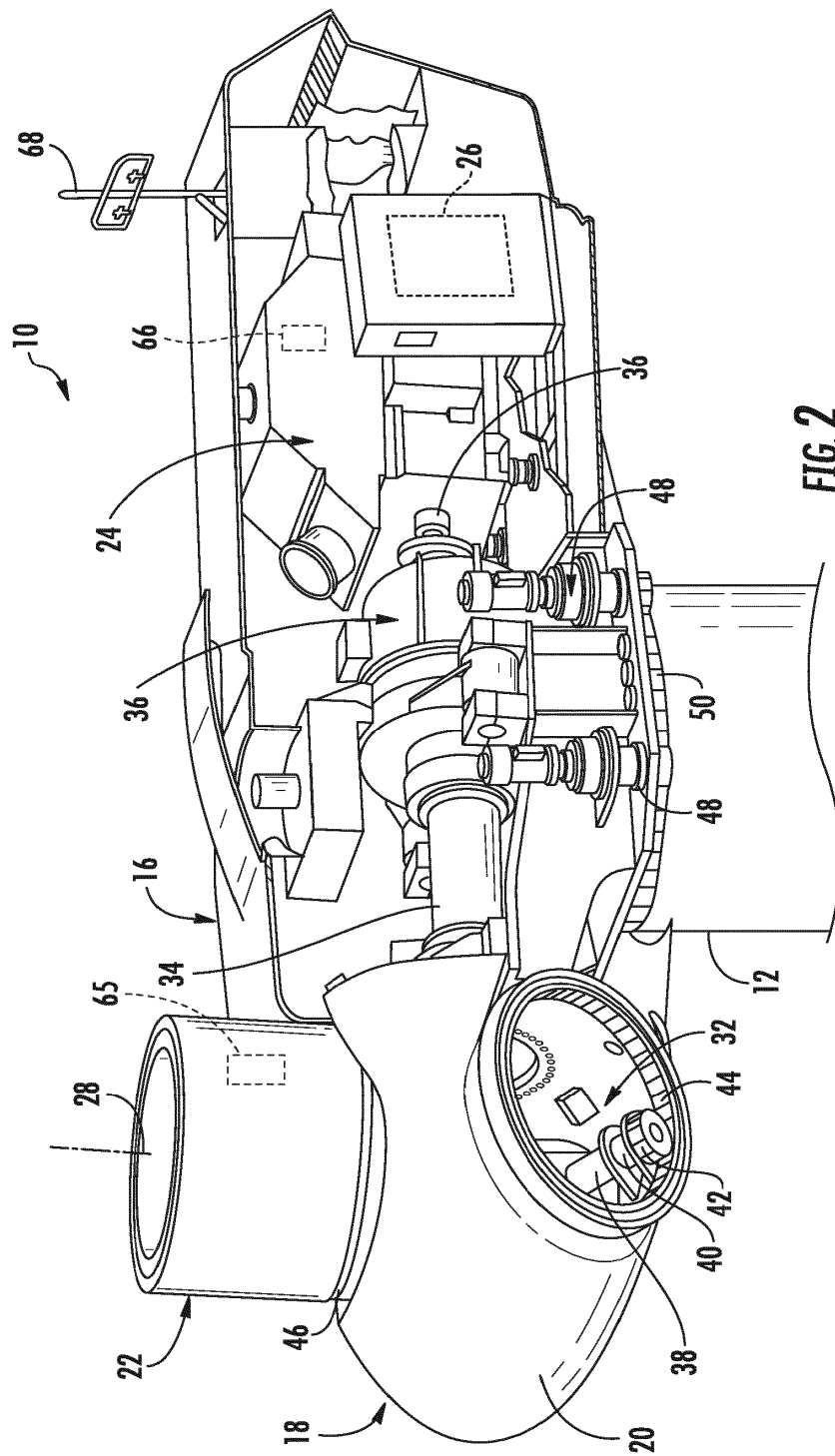


FIG. 2

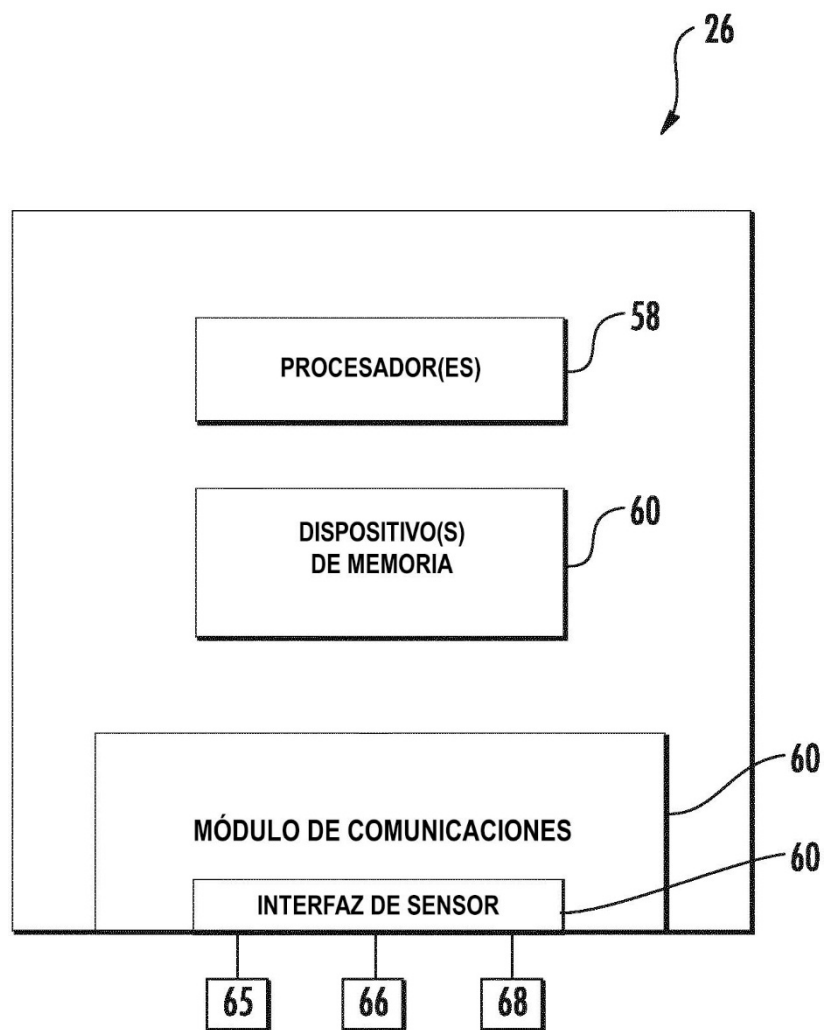


FIG. 3

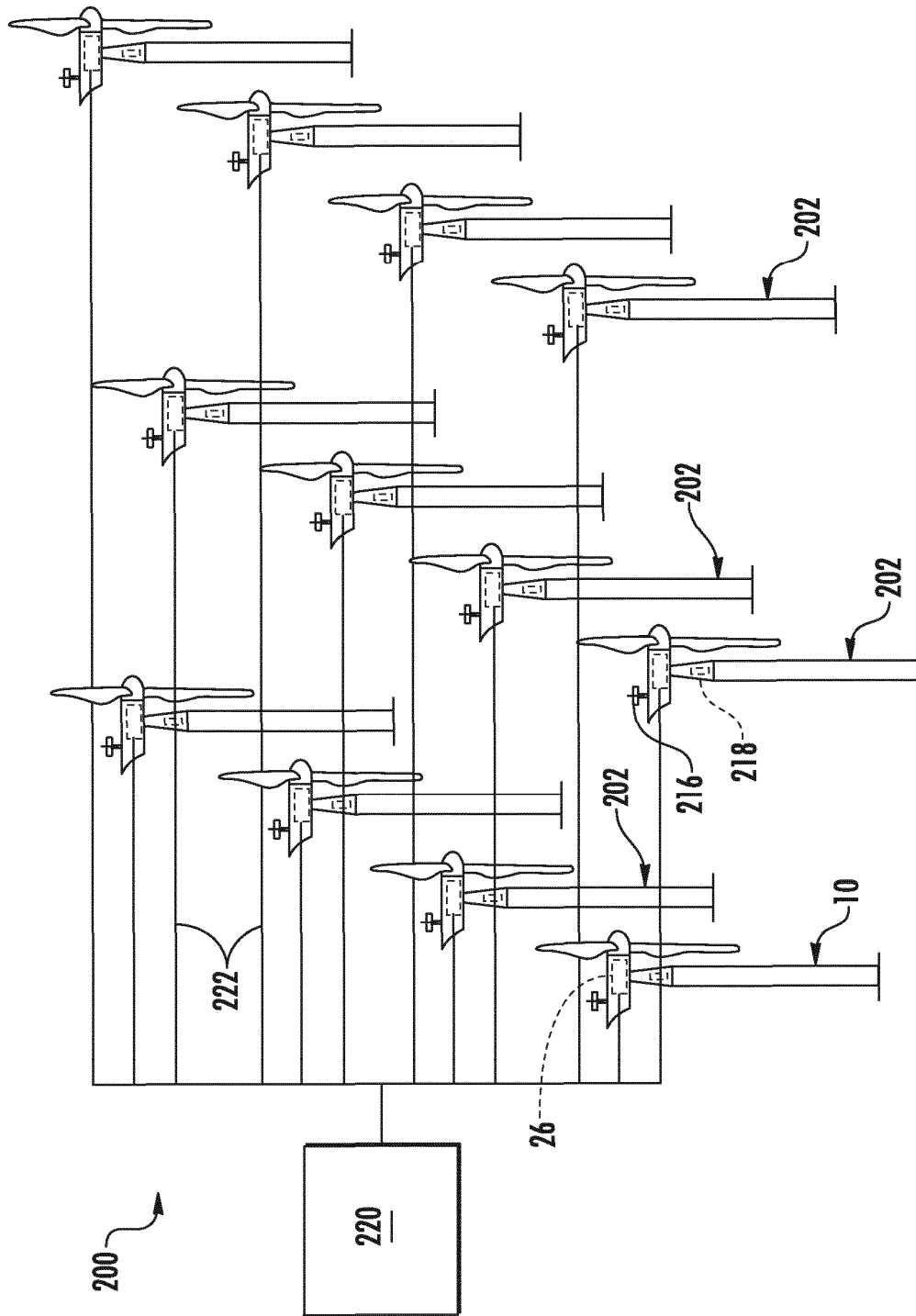


FIG. 4

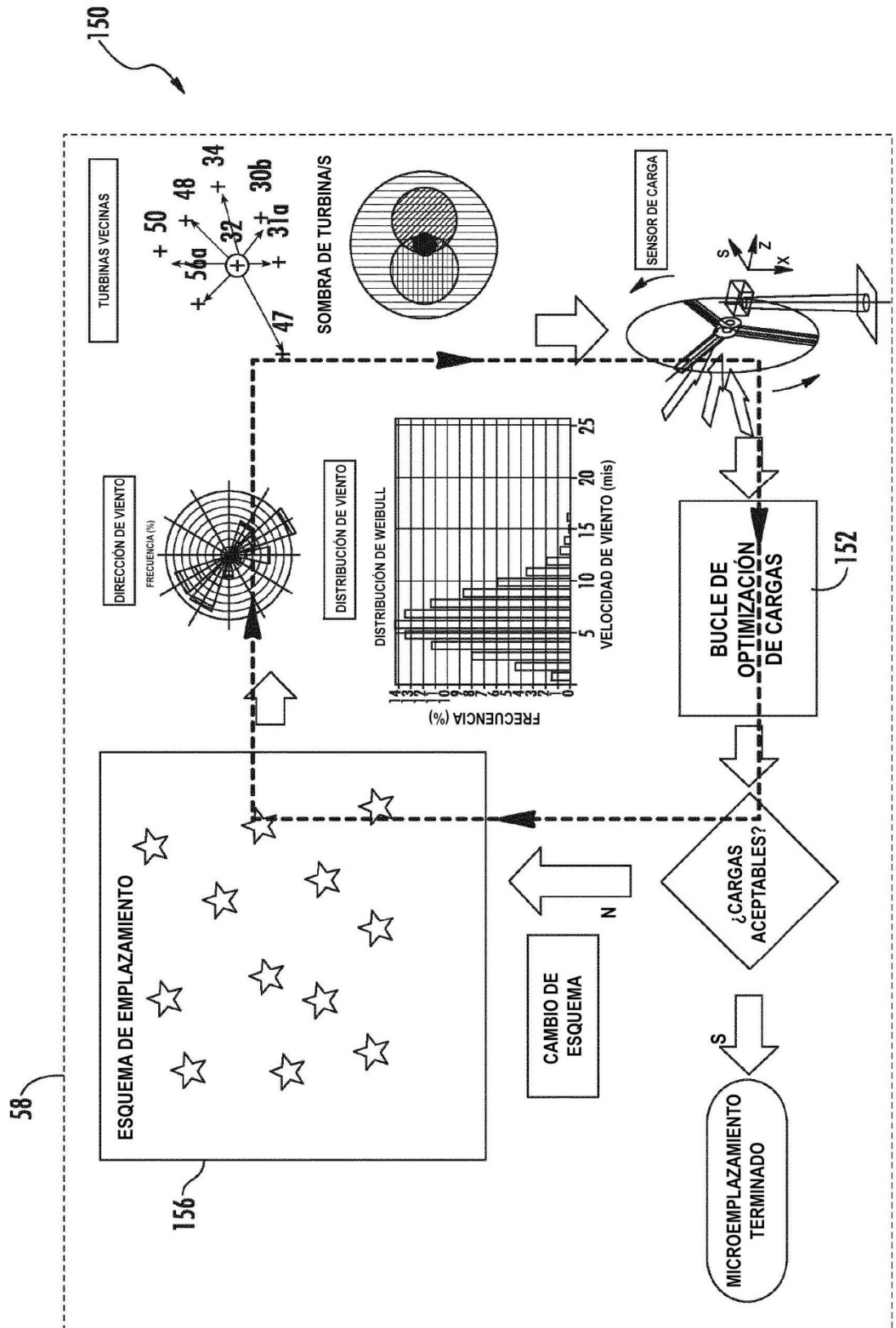


FIG. 5

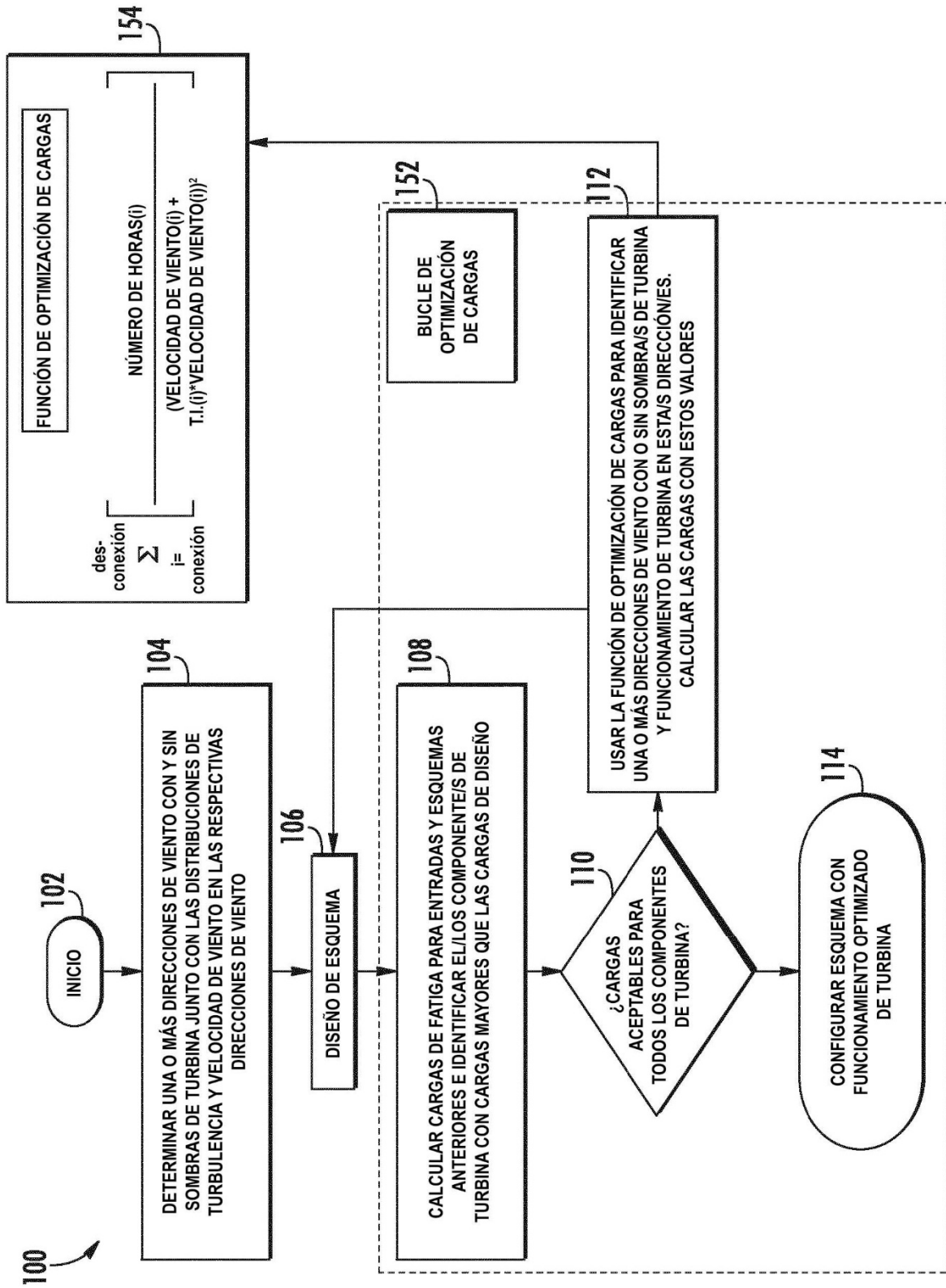


FIG. 6

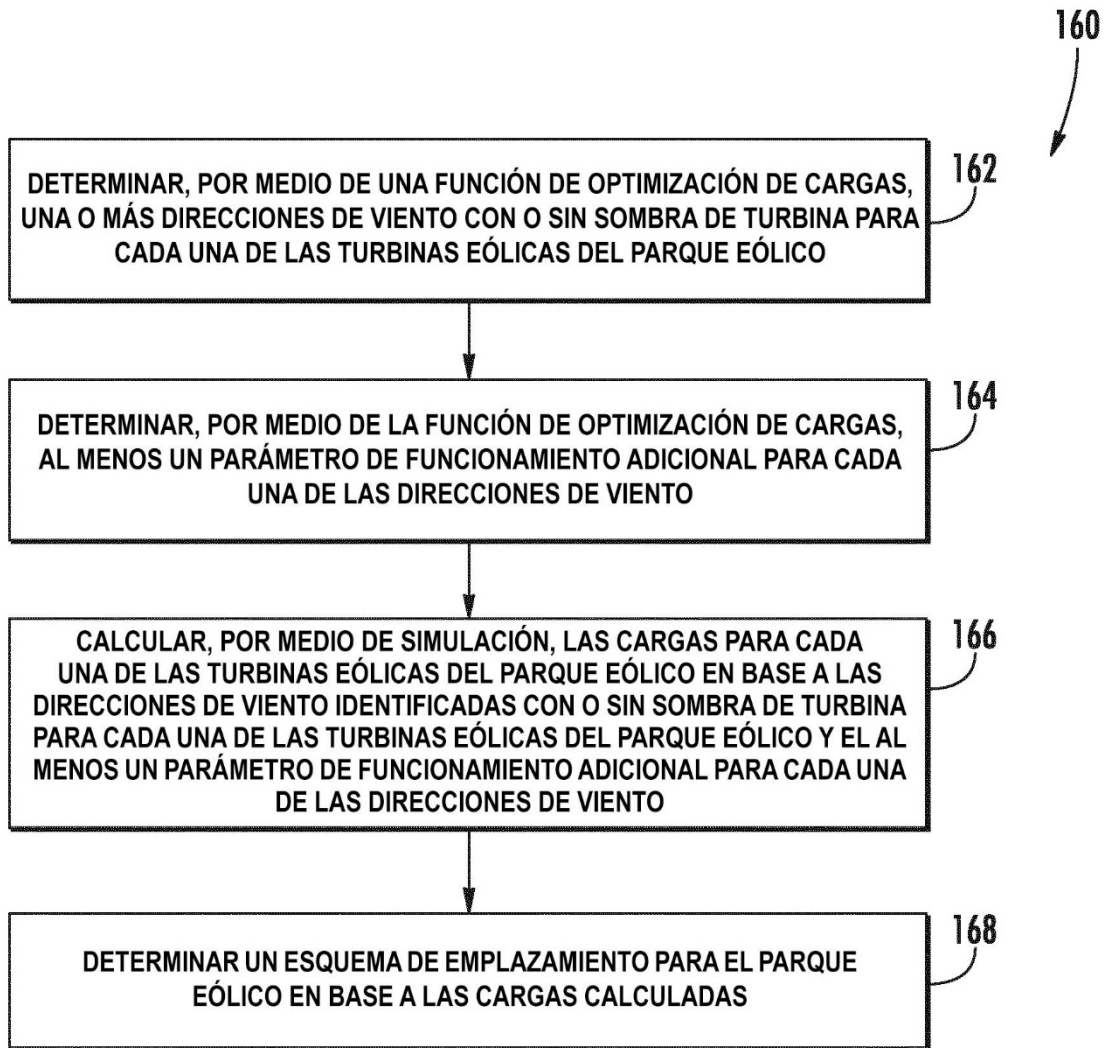


FIG. 7

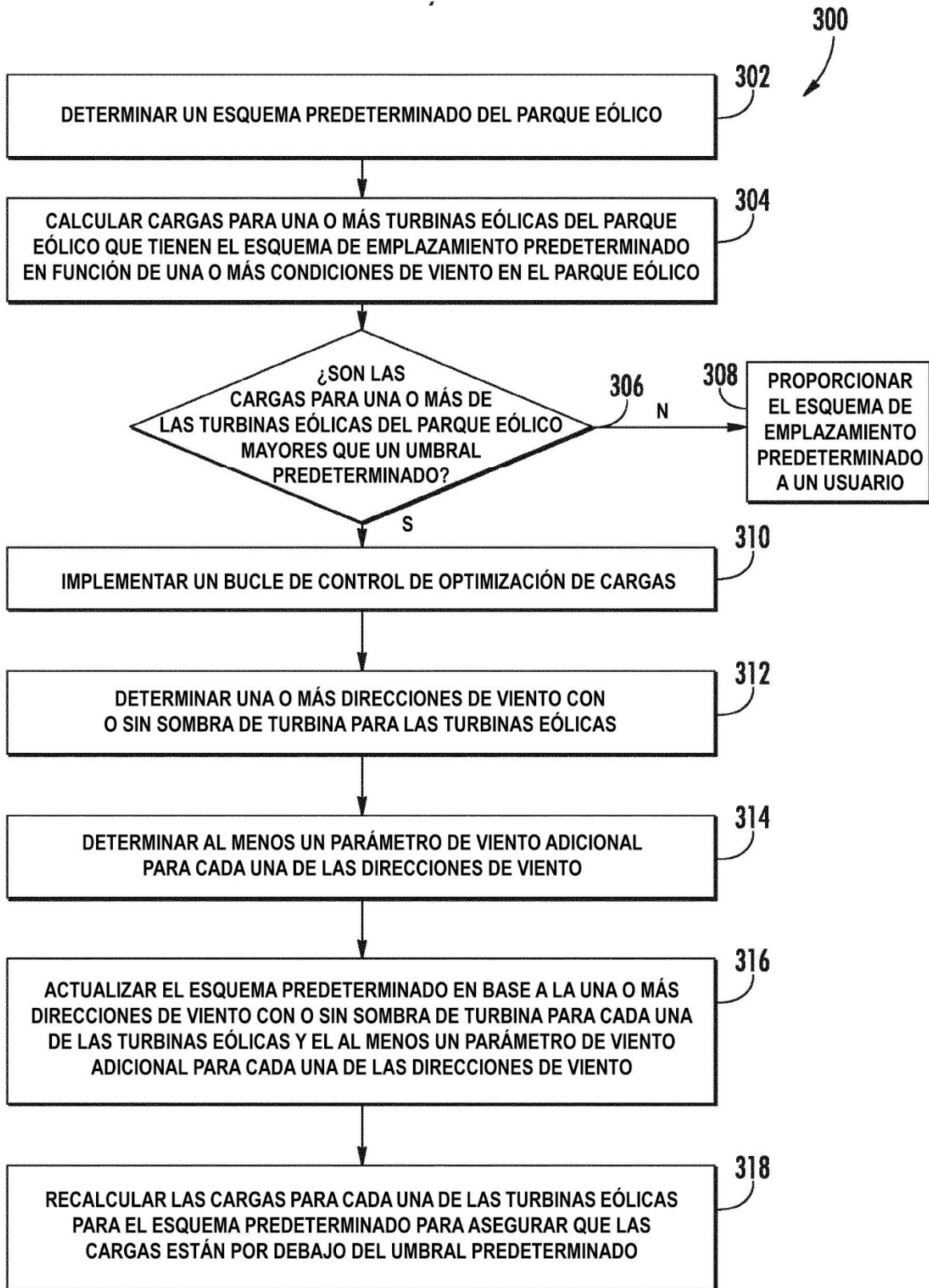


FIG. 8