

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 546 984**

51 Int. Cl.:

F03D 11/00 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 9/00 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

G05B 11/01 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **19.06.2011 E 11729544 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **19.08.2015 EP 2582975**

54 Título: **Control de turbinas eólicas en un parque eólico**

30 Prioridad:

21.06.2010 US 356857 P

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

30.09.2015

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

BOWYER, ROBERT;

SAREEN, ASHISH y

BYREDDY, CHAKRADHAR

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 546 984 T3

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

DESCRIPCIÓN

Control de turbinas eólicas en un parque eólico

Esta invención se refiere a turbinas eólicas, y en particular al uso de LIDAR para controlar uno o más parámetros de funcionamiento de una o más turbinas eólicas de un parque eólico.

5 Un parque eólico comprende una disposición de una pluralidad de turbinas eólicas que tienen algún elemento de control común y que suministran energía eléctrica a una red de distribución a través de un punto de conexión común. El emplazamiento relativo de las turbinas eólicas dependerá de varios factores, incluyendo la topografía del sitio y las características del viento medidas del sitio. Sin embargo, un factor que siempre se tendrá en cuenta es el efecto de las turbinas eólicas unas sobre otras. En particular, las turbinas aguas abajo pueden verse afectadas por la estela de turbinas aguas arriba en un grado que dependa de las condiciones del viento. El efecto de las estelas sobre la colocación de turbinas se comenta en un artículo titulado "The Dynamic Modelling of Wind Farms Considering Wake Effects and its Optimal Distribution" de Ma *et al*, Tianjin University of Technology, China IEEE 2009. Este artículo concluye que hasta el 28% de la potencia de salida de una turbina aguas abajo puede perderse debido al efecto de la estela de una turbina aguas arriba, dependiendo de las condiciones del viento.

15 Se conocen en la técnica ejemplos de intentos para tener en cuenta los efectos de estela. Los documentos US-A-2007/0124025 y US-A-2009/0099702 ambos cedidos a General Electric Company describen un parque eólico que comprende una pluralidad de turbinas eólicas y una unidad de control central. Un sensor dispuesto en una o más turbinas eólicas aguas arriba recopila información de avance en relación con el viento que puede comunicarse a turbinas aguas abajo para permitirles que se ajusten a condiciones del viento cambiantes antes de que esas condiciones del viento lleguen a las turbinas respectivas. Los sensores incluyen dispositivos de láser/ópticos tales como dispositivos LIDAR y ultrasónicos tales como SODAR. La información procedente de estos dispositivos, y otros sensores puede usarla la unidad de control central para determinar cuál de las turbinas aguas arriba provoca una estela que tiene un impacto sobre una turbina aguas abajo de modo que la turbina aguas arriba puede ajustarse y de ese modo incrementar la captura de energía del parque eólico. Una turbina aguas arriba que no provoca una estela que tiene un impacto sobre una turbina aguas abajo no se ajusta y sigue funcionando en un modo de controlador normal que optimiza la captura de energía local. Sin embargo, si se determina que la estela procedente de una turbina aguas arriba tendrá un impacto adverso sobre la captura de energía en una turbina aguas abajo, el funcionamiento de la turbina aguas arriba se restringe para permitir que se optimice la producción de energía eléctrica de la turbina aguas abajo reduciendo el efecto de estela de la turbina aguas arriba.

30 En el documento US-A- 7.357.622, cedido a Stichting Energieonderzoek Centrum Nederland, se adopta un enfoque similar en el que la potencia de las turbinas aguas arriba se reduce cuando se determina que una turbina aguas abajo está en la estela de la turbina aguas arriba. Sin embargo, el motivo para reducir la potencia de la turbina aguas arriba es proteger las turbinas aguas abajo de la turbulencia de estela que puede afectar de manera adversa a la vida útil por fatiga de componentes de turbina aguas abajo.

35 El documento US 2007/018457A1 describe un método de funcionamiento de una turbina eólica en un modo seguro.

Estos enfoques para controlar la salida de potencia usan todas mediciones realizadas en turbinas aguas arriba para reducir la salida de potencia de turbinas aguas abajo si las condiciones lo requieren. Esto resulta intrínsecamente desventajoso ya que el efecto del control es reducir la salida de potencia por las turbinas eólicas y, por tanto, el parque eólico.

40 En su forma más amplia, la presente invención usa un dispositivo LIDAR u otro dispositivo montado en turbinas aguas abajo para medir, detectar o determinar la estela de una o más turbinas aguas arriba y ajusta un parámetro de las turbinas aguas abajo en respuesta a la medición.

Más específicamente, se proporciona un parque eólico, que comprende una pluralidad de turbinas eólicas y que incluye al menos una turbina aguas arriba y al menos una turbina aguas abajo de la turbina a barlovento, en la que la turbina a sotavento incluye un dispositivo para medir o detectar la turbulencia de estela de la turbina aguas arriba y para emitir una señal indicativa de estela a un controlador, generando el controlador una señal para controlar un parámetro de la turbina aguas abajo en respuesta a la señal indicativa de estela, en el que el controlador incluye un estimador de fatiga y la señal indicativa de estela proporciona una entrada al estimador de fatiga.

50 La invención también proporciona un método de control de al menos una turbina eólica de un parque eólico, estando dispuesta la turbina que ha de controlarse aguas abajo de al menos una turbina eólica aguas arriba diferente e incluyendo la turbina que ha de controlarse un dispositivo para medir o detectar la estela de la turbina aguas arriba, comprendiendo el método medir la turbulencia de estela de la turbina aguas arriba, generar una señal indicativa de estela a un controlador en respuesta a la turbulencia de estela medida y, en el controlador, generar una señal para controlar un parámetro de la turbina aguas abajo en respuesta a la señal indicativa de estela, en el que el controlador incluye un estimador de fatiga y la señal indicativa de estela proporciona una entrada al estimador de fatiga.

Preferiblemente, el dispositivo es un dispositivo LIDAR. Alternativa o adicionalmente, el dispositivo comprende

sensores de determinación de carga en componentes de turbina eólica y un controlador de ángulo azimutal para variar de manera cíclica el azimut de la turbina aguas abajo para determinar la posición de estela basándose en cargas detectadas. Este último dispositivo tiene la ventaja de ser más económico de implementar que un dispositivo LIDAR.

- 5 En una realización preferida, el dispositivo LIDAR mide la turbulencia de estela de una pluralidad de turbinas aguas arriba.

En una realización preferida de la invención, el controlador es un controlador de la turbina aguas abajo. Alternativa o adicionalmente, el controlador controla una pluralidad de turbinas aguas abajo y emite señales para controlar un parámetro de una pluralidad de turbinas aguas abajo.

- 10 En una realización preferida, la señal generada por el controlador es una señal de sobrepaso de potencia nominal para controlar un parámetro de la turbina aguas abajo de manera que genera potencia a un nivel mayor que su potencia nominal. El controlador incluye un estimador de fatiga que recibe la señal indicativa de estela como entrada. Preferiblemente la señal de sobrepaso de régimen nominal se emite si el estimador de fatiga estima que el riesgo de daño por fatiga a uno o más componentes de la turbina aguas abajo es bajo. En esta realización, el controlador preferiblemente emite una orden de sobrepaso de régimen nominal cuando el estimador de fatiga indica un bajo riesgo de daño por fatiga basándose en la señal indicativa de estela.

Preferiblemente, la señal de control comprende uno o más de una orden de paso colectivo de pala de rotor, una orden de paso individual de pala de rotor para cada pala del rotor de turbina aguas abajo, una orden de velocidad de rotor y una orden de ángulo de orientación de góndola.

- 20 Preferiblemente, el parque eólico comprende una pluralidad de turbinas aguas abajo, de las cuales al menos algunas tienen un dispositivo LIDAR montado en una turbina respectiva para medir la estela de una o más turbinas a barlovento adyacentes.

- 25 Preferiblemente, el controlador genera una señal de control para establecer la posición de las palas de rotor aguas abajo en relación con estelas de las palas de la turbina aguas arriba, mediante lo cual se minimiza el efecto de la estela de la pala aguas arriba sobre las palas de la turbina aguas abajo. Una gran parte de la estela comprende vórtices helicoidales producidos por cada pala a medida que rota. Mediante la detección o medición de este patrón, puede establecerse la posición relativa de las palas de turbina aguas abajo con respecto a las palas de turbina aguas arriba de modo que las palas aguas abajo se intercalan con la estela helicoidal para garantizar que pasan a través de aire limpio y minimizar así el efecto de la estela sobre las palas.

- 30 Preferiblemente, el parque eólico comprende una disposición de turbinas, de las cuales al menos algunas están dispuestas en la periferia del parque eólico, en el que el dispositivo de medición o detección de estela está dispuesto en una pluralidad de turbinas periféricas para detectar la turbulencia de estela de una o más turbinas aguas arriba. Esta disposición tiene la ventaja de que se requieren menos dispositivos de medición o detección de estela. En la práctica, el dispositivo activo dependerá en todo momento de la dirección del viento. Los dispositivos que se encuentran aguas arriba en relación con la dirección del viento no se usan. Los dispositivos que se encuentran aguas abajo observarán la estela acumulada de todas las turbinas en una fila de la disposición.

- 35 Realizaciones preferidas de la invención tienen la ventaja de que se mide la estela real de una o más turbinas aguas arriba desde una turbina aguas abajo de la estela. Dependiendo de las condiciones de la estela medida, puede ajustarse la salida de potencia ajustando un parámetro de la turbina tal como la velocidad de rotor, el ángulo de paso o el ángulo de orientación. Este ajuste puede incluir sobrepasar el régimen nominal temporalmente de una o más turbinas en ausencia de cualquier efecto de estela en la turbina aguas abajo. Por tanto, en lugar de que se usen para reducir la salida de potencia del parque eólico, realizaciones de la invención pueden, en algunas circunstancias, permitir un aumento de la salida de potencia. Esto tiene la ventaja de aumenta la potencia generada por el parque eólico y así aumentar la rentabilidad económica para el operador del parque. Al ejercer un control de sobrepaso de régimen nominal en respuesta a la estimación de fatiga, el sobrepaso de régimen nominal puede ordenarse sólo cuando el estimador de fatiga estima, basándose en la estela aguas arriba medida, que el riesgo de daño por fatiga es bajo.

- 40 Realizaciones de la invención tienen la ventaja adicional de que puede aumentarse la vida útil de una turbina aguas abajo y pueden aumentarse los intervalos entre el mantenimiento. Ambos se deben a que la turbina se controla en respuesta a mediciones de turbulencia de estela reales desde una turbina aguas arriba.

A continuación se describirán realizaciones de la invención, únicamente a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 es un diagrama esquemático de un parque eólico;

- 55 la figura 2 ilustra cómo pueden controlarse parámetros de una única turbina aguas abajo en respuesta a mediciones de la estela de una turbina aguas arriba;

la figura 3 es similar a la figura 2 y muestra un control por un controlador de parque eólico y aplicado a más de una turbina;

la figura 4 muestra un gráfico convencional de velocidad del viento frente a potencia para una turbina eólica; y

5 la figura 5 es un diagrama esquemático de un parque eólico que muestra un dispositivo LIDAR montado en turbinas limitrofes seleccionadas.

10 La figura 1 muestra un parque eólico que comprende una pluralidad de filas de turbinas eólicas 10a - 10n. En la ilustración esquemática, las turbinas están dispuestas en un patrón regular pero en la práctica, la distribución de las turbinas dependerá de la topografía del sitio y de las condiciones del viento medidas en el sitio. En la figura 1, la primera fila de turbinas 10a se denominan las turbinas aguas arriba aunque esto dependerá de la dirección del viento. A medida que cambia la dirección del viento, las turbinas se orientarán hacia el viento de modo que, por ejemplo, un cambio de dirección de 90 grados dará como resultado que la mayoría de columnas de turbinas a la izquierda o a la derecha pasen a ser la fila de turbinas aguas arriba.

15 El tamaño de la estela producida por una turbina dada dependerá de la turbulencia y la velocidad del viento. A velocidades del viento superiores, la estela puede extenderse suficientemente detrás de una turbina aguas arriba dada de modo que la turbina aguas abajo se encuentra en su sombra. Dependiendo del grado de turbulencia en la estela, esto puede tener un efecto adverso sobre la turbina aguas abajo ya que un flujo de aire turbulento que pasa por las palas de la turbina aguas abajo aumenta la carga sobre las palas y otros componentes y puede afectar de manera adversa a la vida útil por fatiga de los componentes.

20 Un aparato de LIDAR está montado en una o más de las turbinas aguas abajo para permitir medir la estela de una o más turbinas aguas arriba. El uso de LIDAR junto con turbinas eólicas se conoce, por ejemplo, del documento US-A-7.281.891 cedido a Qinetiq Limited. En este documento, un dispositivo LIDAR está montado en el buje de la turbina formando un ángulo con respecto al eje de rotación tal que el haz o los haces del dispositivo LIDAR barren un cono a medida que rotan las palas. Este es sólo un ejemplo de colocación del dispositivo LIDAR y cualquier ubicación conveniente es posible, por ejemplo sobre la góndola de la turbina detrás de las palas o sobre la torre. En el documento de QinetiQ, el dispositivo LIDAR detecta condiciones del viento delante de una turbina o parque eólico de modo que pueden optimizarse parámetros de turbina, tales como el paso de pala, para cuando el viento detectado llega a la turbina. En la disposición de la figura 1, el dispositivo LIDAR detecta la estela de una o más turbinas aguas arriba. Una estela es una zona de aire altamente turbulento que ha pasado a través de las palas de turbina y, puesto que las palas retiran energía, el aire de ralentizado que forma la estela se expande radialmente hacia fuera. Con el fin de medir la estela, el dispositivo LIDAR montado en la turbina aguas abajo debe poder medir la turbulencia, lo que requiere la medición de la velocidad en dos o tres direcciones. Esto puede conseguirse usando un dispositivo LIDAR de barrido o un dispositivo LIDAR multihaz, por ejemplo. También es deseable medir la turbulencia a una variedad de distancias desde la turbina aguas arriba de modo que pueda determinarse la extensión de la estela así como su intensidad. Por tanto, es deseable usar un dispositivo LIDAR con múltiples franjas de captación.

35 Dependiendo del dispositivo LIDAR usado, un dispositivo LIDAR montado en una turbina aguas abajo puede detectar la estela de sólo una turbina aguas arriba o una pluralidad de turbinas aguas arriba. Por tanto, un dispositivo LIDAR que tiene una única dirección de observación puede medir sólo una única estela aguas arriba mientras que un dispositivo LIDAR con múltiples direcciones de observación puede medir las estelas de dos o más turbinas aguas arriba. Esta última disposición se prefiere ya que reduce el número de dispositivos LIDAR que se requieren en una planta eólica.

40 Aunque un dispositivo LIDAR es el aparato preferido para detectar la estela aguas arriba, podrían usarse otros dispositivos. Por ejemplo, podría usarse otro sensor remoto o podrían deducirse la posición e intensidad de la estela determinando la carga sobre componentes de la turbina, por ejemplo las palas, en una variedad de ángulos azimutales. Al variar la posición azimutal de manera cíclica a través del mecanismo de orientación, las fuerzas sobre los componentes de turbina pueden medirse y usarse para deducir la posición e intensidad de la estela.

45 La medición de estela obtenida del dispositivo LIDAR proporciona una entrada a un controlador que puede ser o bien un controlador de turbina individual o bien un controlador a nivel de parque eólico o bien una combinación de los dos. En respuesta a la estela medida, el controlador puede variar uno o más parámetros de turbina tales como, pero sin limitarse a, la velocidad de rotor, el paso colectivo y/o individual de pala y el ángulo de orientación de la góndola.

50 Normalmente, un controlador de turbina eólica incluye un dispositivo estimador de daño por fatiga. Esta parte del controlador estima el efecto de un parámetro del viento medido sobre la vida útil por fatiga de diversos componentes de la turbina y es una parte bien conocida de un controlador de turbina. En una realización de la invención, el estimador de fatiga recibe una entrada derivada de la estela medida. El controlador puede indicar que la turbulencia debida a una estela aguas arriba en una turbina dada es lo suficientemente baja como para que el riesgo de daño por fatiga sea bajo. Esto indica o bien que la estela aguas arriba no se extiende hasta llegar a la turbina aguas abajo o bien que la estela es lo suficientemente débil como para que puedan ignorarse sus efectos en ese punto. En estas condiciones, y sometido a otros parámetros de control, el controlador puede ajustar un parámetro de la turbina tal

como la velocidad de rotor o el ángulo de paso de manera que la turbina sobrepasa su régimen nominal; es decir, la salida de potencia de la turbina está por encima de la potencia nominal de la turbina. La turbina puede hacerse funcionar por encima de su potencia nominal siempre que las mediciones de estela procedentes del dispositivo LIDAR indiquen que el efecto de la turbulencia de estela sobre la turbina no provocará un daño por fatiga.

5 Las figuras 2 y 3 ilustran esquemáticamente este control. La figura 2 es un ejemplo en el que el control se realiza sobre una única turbina mediante su propio controlador a bordo. La figura 3 es un ejemplo similar en el que el control se realiza a nivel del parque eólico. En las figuras 2 y 3, la turbina aguas arriba se muestra en 20 generando una estela 22. Una turbina aguas abajo 24 incluye un dispositivo LIDAR 26 que detecta una turbulencia de estela a una pluralidad de distancias delante de la turbina aguas abajo 24 y emite una señal de turbulencia de estela W que es una entrada al controlador de turbina 28, por ejemplo el estimador de fatiga de ese controlador. Basándose en la señal de estela W y otros parámetros de control, y según el algoritmo de control aplicado por el controlador, el controlador genera una(s) señal(es) de ángulo de paso colectivo y/o individual de pala y/o una señal de velocidad de rotor que se retroalimentan a la turbina para controlar el ángulo de paso y/o la velocidad de rotor.

15 La realización de la figura 3 funciona de la misma manera excepto porque la señal de estela se introduce en un controlador de parque eólico. El controlador proporciona señales de control de paso de pala/velocidad de rotor a la turbina 24 como antes pero también puede proporcionar una orden de orientación y puede proporcionar órdenes de paso de pala, velocidad de rotor y orientación a una o más turbinas aguas abajo 24 (2) ... (n) diferentes. Esto resulta particularmente ventajoso cuando el dispositivo LIDAR en una turbina dada está dispuesto de manera que puede medir la estela de más de una turbina aguas arriba ya que esas estelas aguas arriba afectarán a más de una turbina. También facilita controlar los efectos de la orientación de turbina. En la figura 1, las turbinas se muestran orientadas hacia el viento. Si el viento estuviera formando un ángulo de, por ejemplo, 45 grados con respecto a las turbinas, la estela desde una turbina individual cambiaría de modo que ya no se extiende generalmente a lo largo del eje longitudinal de la góndola sino que se encuentra formando un ángulo con respecto a la góndola. Dependiendo de las condiciones del viento, la estela de una turbina aguas arriba dada puede no sólo afectar a la turbina aguas abajo inmediatamente detrás de la misma, sino que puede afectar a turbinas aguas abajo adyacentes. El uso de un controlador central hace sencillo enviar señales de control a más de una turbina. Éstas pueden incluir una señal de orientación que ordena a las turbinas orientarse en la dirección del viento en cuyo punto la estela de una turbina aguas arriba dada sólo puede afectar a la turbina inmediatamente aguas abajo.

20 Un controlador central también resulta ventajoso porque permite usar un número limitado de dispositivos LIDAR en un parque eólico. Aunque puede ser ideal que cada turbina tenga su propio dispositivo LIDAR montado en la turbina, el coste de dispositivos LIDAR individuales es muy alto en la actualidad y puede resultar prohibitivo. En cambio, sólo una proporción de turbinas aguas abajo pueden dotarse de dispositivos LIDAR y las mediciones realizadas pueden extrapolarse para turbinas sin dispositivo LIDAR y proporcionarse señales de control de retroalimentación adecuadas a aquellas turbinas mediante el controlador del parque.

30 En una realización preferida, ilustrada en la figura 5, las turbinas que tienen un dispositivo LIDAR montado sobre las mismas están dispuestas en el límite o periferia del parque eólico. Por tanto en la figura 5, se muestra una disposición 5 x 5 con dispositivos LIDAR en cada borde periférico del cuadrado. Los dispositivos LIDAR activos en cualquier momento dependerán de la dirección del viento y siempre estarán aguas abajo y detectarán la estela acumulada de todas las turbinas aguas arriba. Por tanto en la figura 5, con la dirección del viento tal como se indica por la flecha, los dispositivos LIDAR 100 estarán activos. Esta realización tiene la ventaja de reducir al mínimo el número de los costosos dispositivos LIDAR requeridos. En la figura 5, todas las turbinas periféricas tienen un dispositivo LIDAR pero esto no es esencial.

35 Como alternativa adicional, puede usarse una combinación de control individual y a nivel de parque. Por ejemplo, las señales de estela proporcionadas de una turbina dada puede usarlas el propio controlador de esa turbina y también suministrarla a un controlador a nivel de parque, o incluso a un controlador a nivel de parque secundario que controla una pluralidad de turbinas, pero no todas, para proporcionar señales de control para una de más turbinas diferentes.

40 La potencia nominal es una medición de la salida de potencia por una turbina a una velocidad del viento nominal dada, por ejemplo 20 m/s. Cuando la velocidad del viento está por debajo de la nominal, la salida de potencia también está por debajo de la nominal, siguiendo una curva de potencia/velocidad característica tal como se muestra en la figura 4 como la región entre I y II. Cuando la turbina está funcionando en esta región a velocidades del viento por debajo de la nominal, puede aumentarse la salida de potencia por encima de la curva si las mediciones del dispositivo LIDAR muestran que aumentar la potencia de salida no aumentará el daño por fatiga. En una realización adicional de la invención, puede usarse una medición de posición de estela para determinar la posición de pala óptima de una turbina en relación con la posición de pala de una turbina aguas arriba. Una gran componente de estela de turbina eólica está compuesta por vórtices que se expulsan de los bordes de pala. A medida que rota la pala, habrá tres zonas helicoidales de aire perturbado desde las palas que forman la mayor parte de la estela. Aunque estos vórtices eventualmente difunden y se fusionan entre sí, el efecto todavía será notable en la primera turbina aguas abajo. Por tanto, resulta deseable que las palas de la turbina aguas abajo estén intercaladas con las de la turbina aguas arriba de modo que se minimice el efecto de las zonas helicoidales de turbulencia. Por tanto, las palas de turbina aguas abajo rotan en aire limpio que está perturbado por los vórtices helicoidales. Se prefiere usar

5 mediciones de dispositivo LIDAR para detectar la posición de estos vórtices de salida y ajustar la posición de las palas de rotor en respuesta. Por tanto, la posición de pala de rotor es una variable controlada además de la velocidad y el ángulo de paso. En esta realización, la posición de las palas de rotor de una turbina se determina en relación con la posición medida o detectada de la estela de palas de una turbina a barlovento, preferiblemente una turbina inmediatamente a barlovento.

10 La estela de la pala aguas arriba puede detectarse usando un dispositivo LIDAR tal como se describió en las realizaciones anteriores. Alternativamente, puede detectarse usando un sensor de carga en las palas. Un ejemplo es mediante una determinación de momentos de flexión en la raíz de la pala. La carga sobre las palas de la turbina aguas abajo dependerá de la posición de las palas en relación con estelas de las palas de la turbina aguas arriba. A través del avance y el retroceso de la posición relativa de las palas, variando la velocidad de rotor, puede determinarse el cambio de carga y determinarse el punto de carga mínima. Esto corresponderá a una posición en la que las palas del rotor pasan a través de aire limpio entre los vórtices helicoidales de la estela de la pala aguas arriba.

15 Pueden usarse muchos otros modos de medición de la carga de pala y se conocen bien por los expertos en la técnica. Por ejemplo puede medirse la desviación de la punta de pala.

Por tanto, las realizaciones de la invención descritas son ventajosas ya que permiten aumentar la potencia de salida de una turbina aguas abajo individual, y por tanto del parque eólico, cuando las condiciones del viento son tales que el aumento no provocará una cantidad inaceptable de daño por fatiga. Esto resulta beneficioso para el operador del parque eólico ya que aumenta los ingresos de explotación que puede generar el parque eólico.

20 Realizaciones de la invención también tienen la ventaja de que puede reducirse el servicio y el mantenimiento de turbinas eólicas aguas abajo. Puesto que el dispositivo LIDAR mide la estela de turbinas aguas arriba y controla las turbinas aguas abajo como resultado de esas mediciones, se reduce el daño acumulado en turbinas aguas abajo dando como resultado una reducción de la inspección de servicio. Esto resulta altamente ventajoso puesto que la inspección de servicio de turbinas eólicas puede ser muy costosa ya que requiere detener la producción de energía eléctrica. También puede resultar muy difícil ya que los parques eólicos tienden a estar ubicados en zonas de difícil acceso y suponen un problema particular para parques eólicos de alta mar. Por tanto, una reducción de los intervalos de servicio es altamente deseable.

30 Además de reducir la inspección de servicio, realizaciones de la invención tienen la ventaja adicional de aumentar la vida útil de componentes de turbina, en particular la vida útil de la pala ya que se controla la exposición de las turbinas aguas abajo a una turbulencia de estela de reducción de la vida útil por fatiga.

Los expertos en la técnica concebirán diversas modificaciones a las realizaciones y pueden realizarse sin apartarse del alcance de la invención que está definido por las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Parque eólico que comprende una pluralidad de turbinas eólicas y que incluye al menos una turbina eólica aguas arriba (20) y al menos una turbina eólica aguas abajo (24) de la turbina aguas arriba (20), en el que la turbina aguas abajo (24) incluye un dispositivo (26) para medir o detectar la turbulencia de estela de la turbina aguas arriba (20) y para emitir una señal indicativa de estela W a un controlador (28), generando el controlador (28) una señal para controlar un parámetro de la turbina aguas abajo (24) en respuesta a la señal indicativa de estela W, caracterizado por que el controlador (28) incluye un estimador de fatiga y la señal indicativa de estela W proporciona una entrada al estimador de fatiga.
2. Parque eólico según la reivindicación 1, en el que el dispositivo (26) es un LIDAR.
3. Parque eólico según la reivindicación 2, en el que el LIDAR mide la turbulencia de estela de una pluralidad de turbinas aguas arriba (20).
4. Parque eólico según la reivindicación 1, 2 ó 3, en el que el controlador (28) es un controlador en la turbina aguas abajo (24).
5. Parque eólico según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que el controlador (28) controla una pluralidad de turbinas aguas abajo (24) y emite señales para controlar un parámetro de una pluralidad de turbinas aguas abajo (24).
6. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de control generada por el controlador (28) hace que la turbina aguas abajo (24) genere potencia por encima de la potencia de salida nominal de la turbina aguas abajo (24).
7. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, en el que el controlador (28) emite una orden de sobrepaso de régimen nominal cuando el estimador de fatiga indica un bajo riesgo de daño por fatiga basándose en la señal indicativa de estela W.
8. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de control comprende una orden de paso colectivo de pala de rotor.
9. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de control comprende una orden de paso individual de pala de rotor para cada pala del rotor de la turbina aguas abajo.
10. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de control comprende una orden de velocidad de rotor.
11. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de control comprende una orden de ángulo de orientación de góndola.
12. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, que comprende una pluralidad de turbinas aguas abajo (24) de las cuales al menos algunas tienen un LIDAR (26) montado en una turbina respectiva para medir la estela de una o más turbinas aguas arriba (20) adyacentes.
13. Parque eólico según la reivindicación 1 ó 2, en el que el dispositivo (26) comprende sensores de determinación de carga sobre componentes de turbina eólica y un controlador de ángulo azimutal para variar de manera cíclica el azimut de la turbina aguas abajo para determinar la posición de estela basándose en cargas detectadas.
14. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, en el que el controlador (28) genera una señal de control para establecer la posición de las palas de rotor aguas abajo en relación con estelas de las palas de la turbina aguas arriba (20), mediante lo cual se minimiza el efecto de la estela de la pala aguas arriba sobre las palas de turbina aguas abajo.
15. Parque eólico según cualquier reivindicación anterior, en el que el parque eólico comprende una disposición de turbinas de las cuales al menos algunas están dispuestas en la periferia del parque eólico, en el que el dispositivo de medición o detección de estela está dispuesto en una pluralidad de turbinas periféricas para detectar turbulencia de estela de una o más turbinas aguas arriba.
16. Método de control de al menos una turbina eólica de un parque eólico, estando dispuesta la turbina que ha de controlarse aguas abajo (24) de al menos una turbina eólica aguas arriba (20) diferente e incluyendo la turbina que ha de controlarse un dispositivo (26) para medir o detectar la estela de la turbina aguas arriba (20), comprendiendo el método medir la turbulencia de estela de la turbina aguas arriba (20), generar una señal indicativa de estela W a un controlador (28) en respuesta a la turbulencia de estela medida y, en el controlador (28), generar una señal para controlar un parámetro de la turbina aguas abajo (24) en respuesta a la señal indicativa de estela W, caracterizado por que el controlador (28) incluye un estimador de fatiga y la señal indicativa de estela W proporciona una entrada al estimador de fatiga.

17. Método según la reivindicación 16, en el que la señal generada por el controlador (28) es una señal de sobrepaso de potencia nominal para controlar un parámetro de la turbina aguas abajo (24) de manera que genera potencia a un nivel superior a su potencia nominal.
- 5 18. Método según la reivindicación 17, en el que la señal de sobrepaso de régimen nominal se emite si el estimador de fatiga estima que el riesgo de daño por fatiga a uno o más componentes de la turbina aguas abajo (24) es bajo.

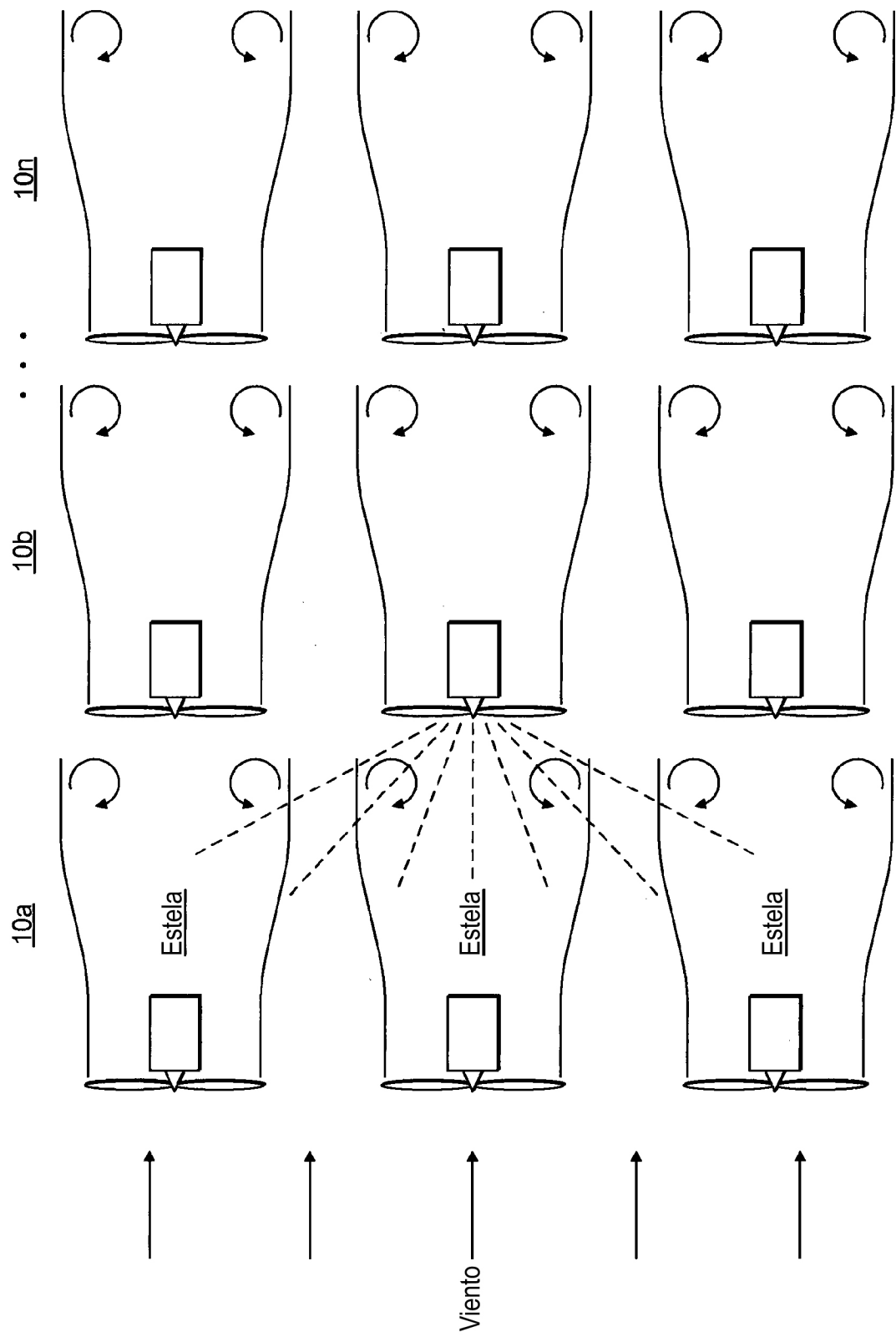


FIG. 1

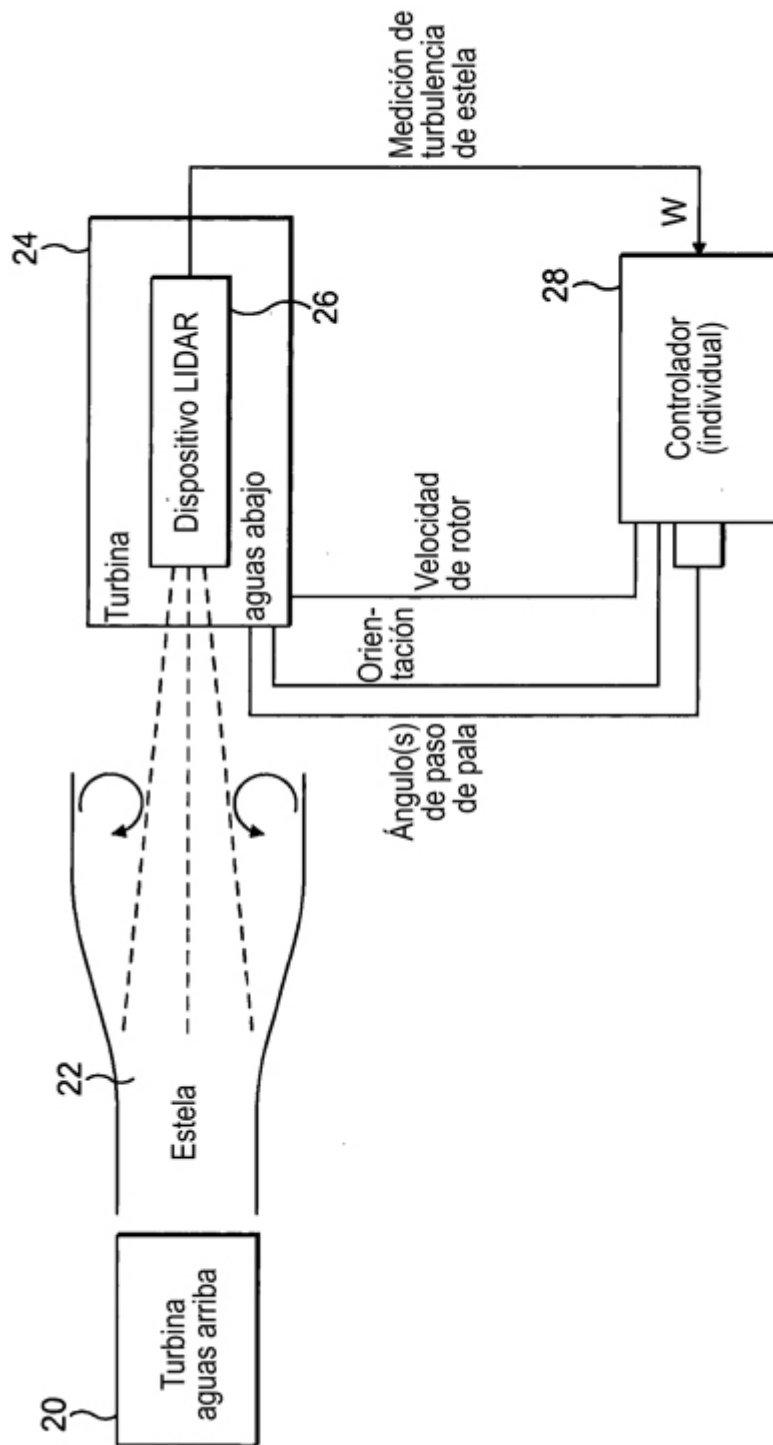


FIG. 2

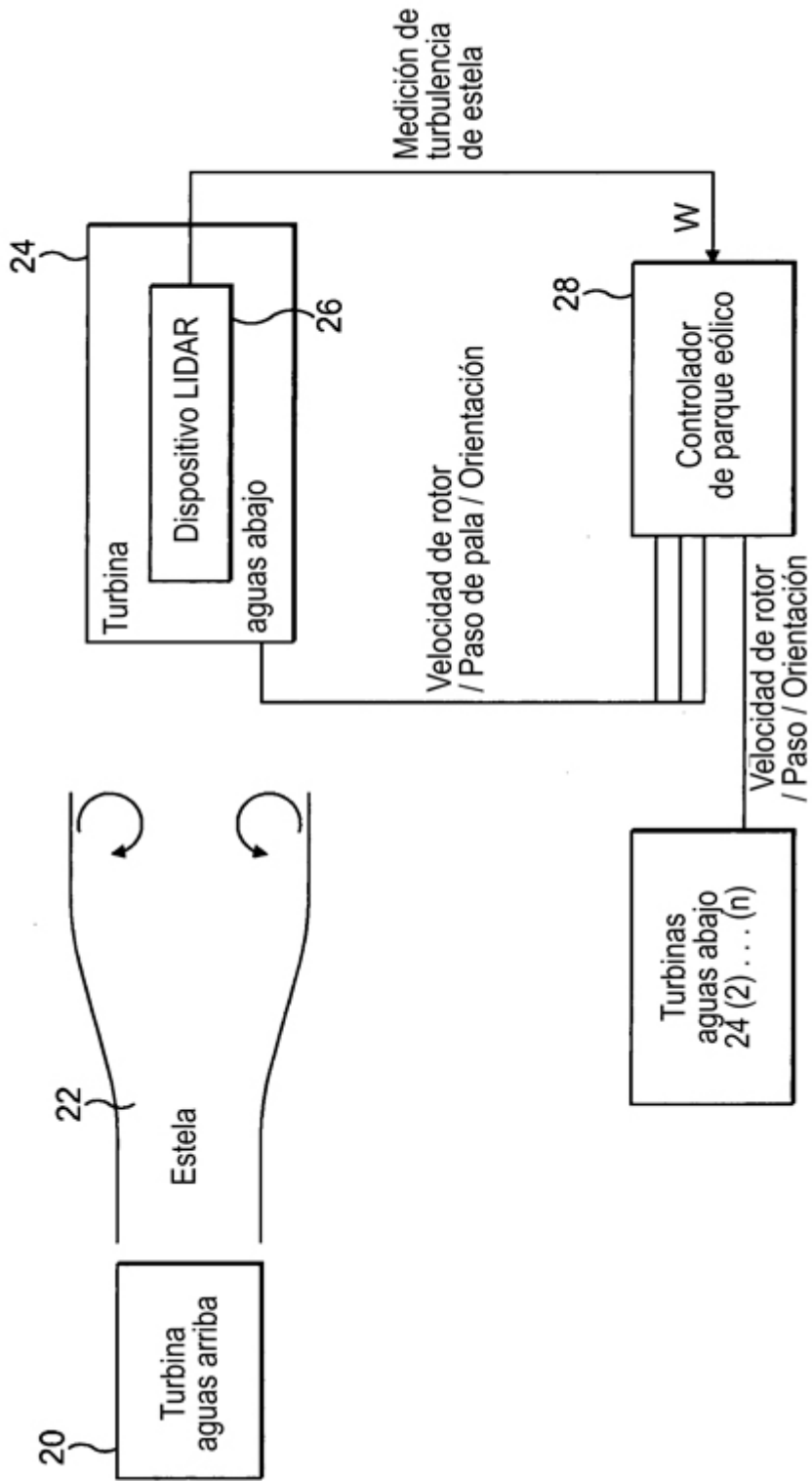


FIG. 3

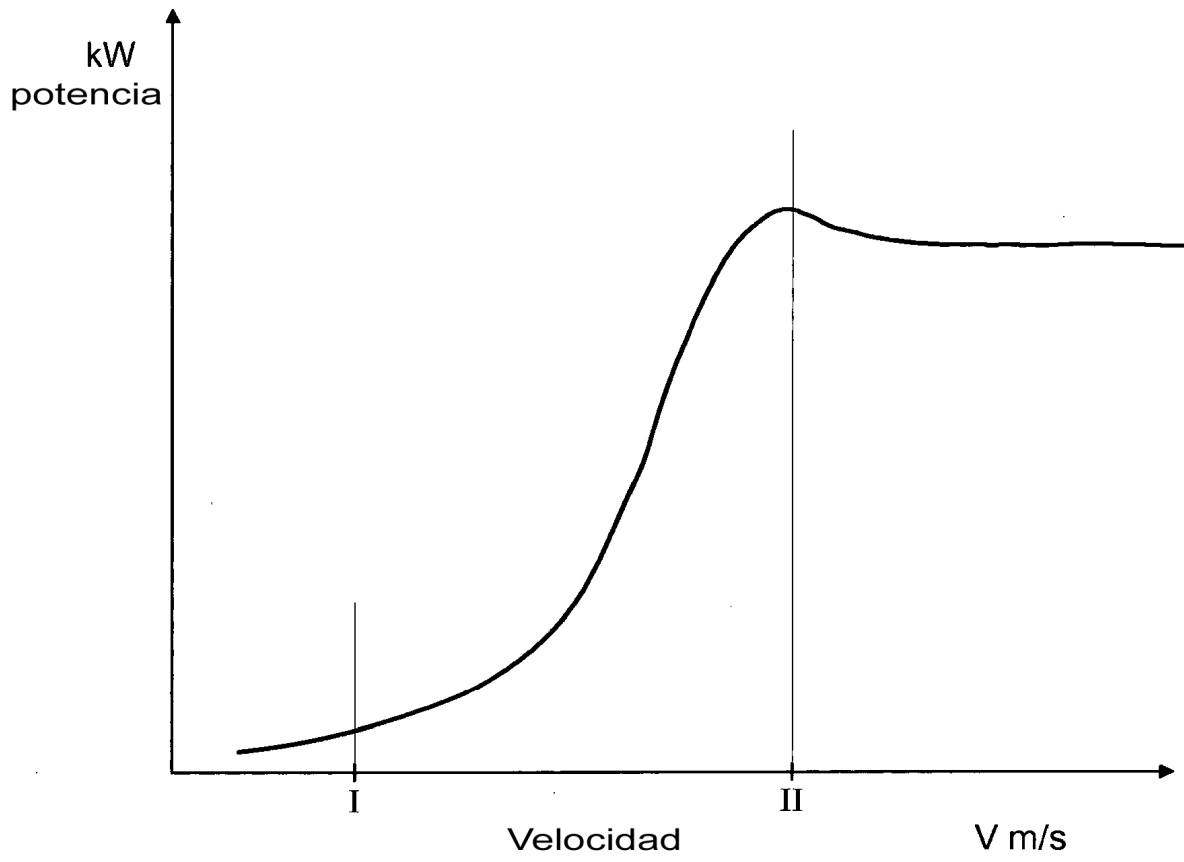


FIG. 4

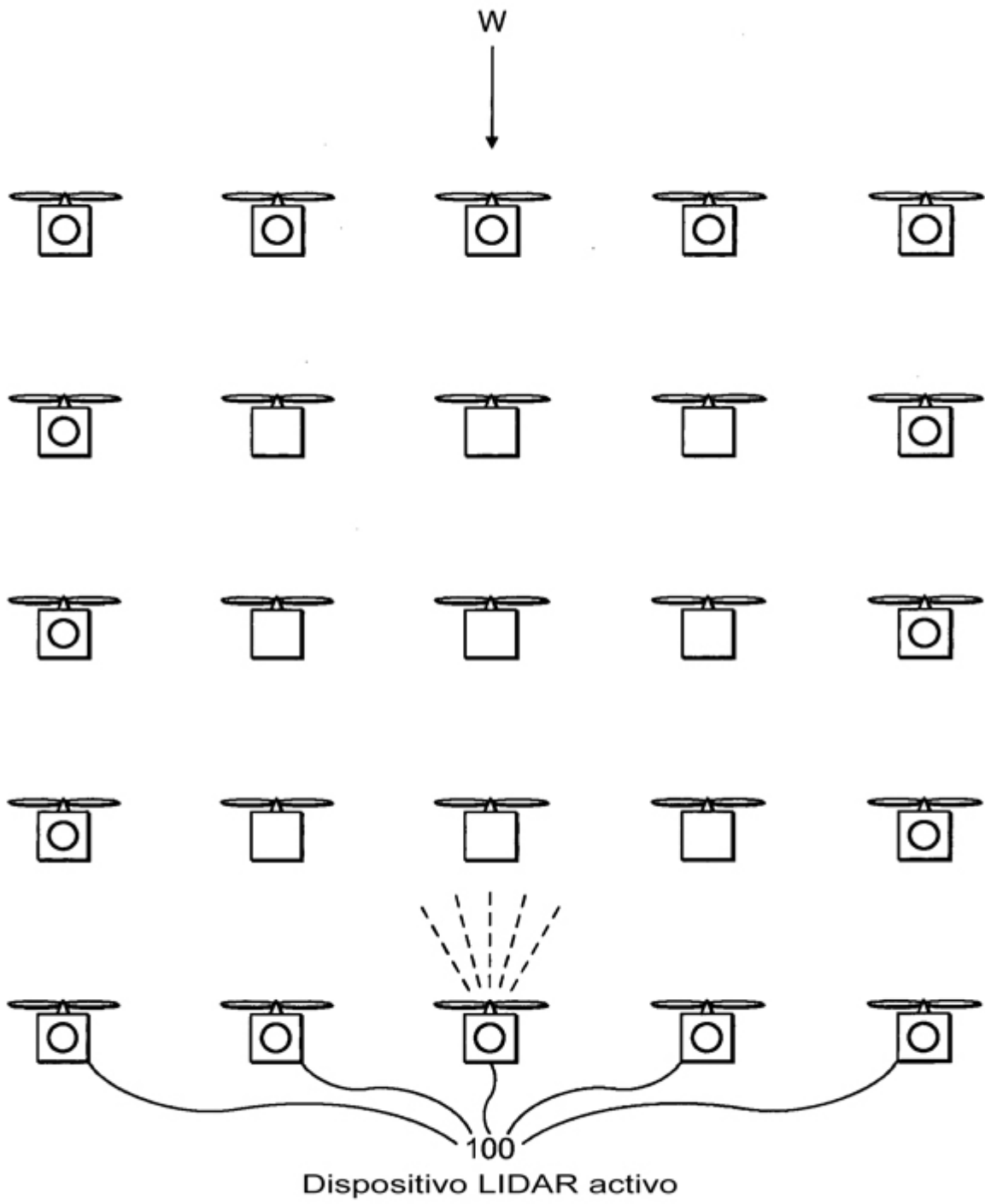


FIG. 5