

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 622 845**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 7/04** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **03.05.2012 PCT/DK2012/050149**

87 Fecha y número de publicación internacional: **15.11.2012 WO12152280**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **03.05.2012 E 12722674 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **22.03.2017 EP 2705252**

54 Título: **Método y aparato para proteger turbinas eólicas de fenómenos extremos**

30 Prioridad:

**06.05.2011 DK 201170221**  
**06.05.2011 US 201161483070 P**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**07.07.2017**

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**SPRUCE, CHRIS;**  
**BOWYER, ROBERT y**  
**PALMER, CHRISTOPHER**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

ES 2 622 845 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

Método y aparato para proteger turbinas eólicas de fenómenos extremos

**Campo de la invención**

5 Esta invención se refiere a turbinas eólicas y, en particular, a la detección de antemano de condiciones de viento extremas aguas arriba y al control de turbinas eólicas en respuesta a tales condiciones detectadas.

**Antecedentes de la invención**

Es importante que una turbina eólica tenga una información de antemano de la condición del viento que llegará en breve a la turbina. Tal información proporciona al controlador de turbina un tiempo suficiente para ajustar los parámetros de funcionamiento, tales como ángulo de paso de pala o velocidad de rotor, para que coincidan con las condiciones que se aproximan. Esto puede realizarse por una variedad de razones. A velocidades del viento más bajas, es importante maximizar la energía que puede extraerse del viento fijando parámetros tales como ángulo de paso de pala en una posición óptima. A velocidades del viento más altas, es importante ajustar los parámetros de turbina para evitar el funcionamiento en condiciones que pueden conducir a daños. Las turbinas eólicas tienen una potencia nominal y, cuando se supera esta potencia de salida, se ajustarán el ángulo de paso de pala y otros parámetros de funcionamiento para reducir la cantidad de energía que se extrae del viento. También es necesario que las turbinas eólicas estén diseñadas para resistir condiciones de funcionamiento extremas. Normalmente, estas condiciones extremas son fenómenos individuales excepcionales o un pequeño número de fenómenos acumulados que producen grandes cargas, a menudo desequilibradas, sobre la turbina eólica y dañarán la turbina o reducirán la vida útil global de los componentes de turbina, tales como las palas o la caja de engranajes en una cantidad significativa.

Se requiere que las turbinas eólicas cumplan parámetros de diseño en relación con condiciones extremas tal como se establece en la norma internacional IEC 61400-1 3ª edición 2005. La sección 6.3.2 de la norma define una variedad de condiciones de viento extremas que incluyen velocidad de viento extrema, turbulencia extrema y ráfagas extremas. Con el fin de cumplir estos requisitos, se requiere sobredimensionar considerablemente las turbinas eólicas para el uso habitual, lo que aumenta enormemente la cantidad de material usado en componentes de turbina tales como las palas, la caja de engranajes y la torre. Esto aumenta a su vez el coste de la instalación de la turbina eólica y el coste de la generación de energía.

Se han realizado muchas propuestas para determinar condiciones de viento de antemano. Generalmente, estas incluyen sensores situados en la turbina que determinan el viento aguas arriba. Se da a conocer un ejemplo en el documento EP-A-0970308, que da a conocer el uso de un líder o un aparato de detección remota similar, montado en la góndola en la turbina eólica, y que detecta las condiciones de varios diámetros de rotor aguas arriba de la turbina. Basándose en las condiciones detectadas, el controlador, que puede estar a bordo de la turbina o puede ser un controlador de central eólica independiente, puede ordenar a una turbina individual o grupo de turbinas cambiar sus parámetros de funcionamiento antes de que las condiciones de viento detectadas lleguen a la turbina. Se da a conocer otro ejemplo en el documento US-A-20060140764, en el que el líder está montado en el buje de rotor y tiene una pluralidad de direcciones de visión que están inclinadas alejándose del eje de rotación del buje, de modo que la rotación del buje garantiza un barrido cónico del aire aguas arriba por el haz. Las múltiples direcciones de visión pueden conseguirse también usando varios sistemas líder dedicados y/o usando líder multiplexados o un divisor de haz.

40 El estado de la técnica conocido proporciona varios ejemplos de detección de antemano de condiciones de viento en una turbina eólica. Sin embargo, nada en la técnica permite la detección de un cambio extremo en las ráfagas operativas y por tanto nada puede proteger a la turbina de las consecuencias de una ráfaga extrema de este tipo. La presente invención tiene como objetivo abordar esta deficiencia en el estado de la técnica anterior.

45 Por consiguiente, la invención proporciona un sistema de control para una turbina eólica, tal como se define en la reivindicación 1.

La invención también proporciona un método para controlar una turbina eólica tal como se define en la reivindicación 12.

50 Las realizaciones de la invención tienen la ventaja de que mediante la diferenciación de un parámetro de viento adecuado, puede detectarse el inicio de una ráfaga operativa extrema. Esto permite que el controlador de sistema determine si hay una ráfaga operativa extrema tal como se define por la IEC 61400-1 comentada a continuación y, por tanto, si es necesario llevar a cabo una acción evasiva.

55 Según la invención, un filtro determina si la salida del diferenciador supera un valor predeterminado durante un periodo de tiempo predeterminado. Esto tiene la ventaja de que los cambios instantáneos, que pueden producirse por la turbulencia, no están indicados como fenómenos extremos y un fenómeno extremo solo se señala cuando el cambio detectado se mantiene durante un periodo de tiempo.

El valor predeterminado puede depender de la magnitud de la velocidad de viento detectada. Esto es ventajoso ya que cuanto más alta es la velocidad de viento, menor es el aumento de velocidad requerido para producir una sobrecarga y daños. El periodo de tiempo predeterminado puede ser de hasta 3 segundos pero normalmente es de 1 segundo.

- 5 En otra realización de la invención, el parámetro de viento detectado es la velocidad de viento, y las señales de velocidad de viento se descomponen en componentes axiales, laterales y, opcionalmente, verticales. El diferenciador actúa sobre la componente axial para determinar la tasa de cambio de la velocidad de viento axial. Este enfoque es ventajoso ya que puede proporcionar una medida más precisa de la velocidad de ráfaga. Alternativamente, el diferenciador puede actuar sobre o bien la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las componentes de viento lateral y axial, o la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las componentes de viento lateral, axial y vertical.

- 15 El dispositivo de detección puede detectar el parámetro de viento en una pluralidad de distancias a barlovento de la turbina eólica. Esto tiene la ventaja de que pueden detectarse cambios en el frente de viento que se aproxima, de modo que no se lleva a cabo ninguna acción evasiva innecesaria cuando una ráfaga operativa extrema detectada a una distancia lejana se degrada a un fenómeno que no está clasificado como extremo a medida que se aproxima a la turbina.

En una realización, el dispositivo de detección es un lidar de haces múltiples de puertas de selección múltiples.

La señal de control generada por el controlador en respuesta a una ráfaga operativa extrema detectada puede comprender una orden de parada de la turbina o de reducción de la capacidad normal de la turbina.

- 20 La invención también se refiere a una turbina eólica que tiene un sistema de control tal como se define anteriormente.

**Breve descripción de los dibujos**

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

- 25 la figura 1 es una representación esquemática de un frente de viento que incluye una ráfaga operativa extrema que se aproxima a una turbina eólica

la figura 2 muestra un diagrama esquemático de una primera realización de la invención; en la que se detecta una ráfaga operativa extrema basándose en una componente de velocidad axial; y

la figura 3 muestra un diagrama esquemático de una segunda realización de la invención.

30 **Descripción de una realización**

La norma internacional IEC 61400-1 3ª edición, establece los requisitos de diseño para turbinas eólicas. El capítulo 6.3.2 al que se hizo referencia anteriormente establece y define condiciones de viento extremas que incluyen fenómenos de cizalladura del viento, velocidades de viento pico debido a tormentas y cambios rápidos en la velocidad y dirección del viento. La magnitud de una ráfaga operativa extrema viene dado por:

$$V_{ráfaga} = \text{Min} \left\{ 1,35(V_{e1} - V_{buje}); 3,3 \left( \frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left( \frac{D}{\Lambda_1} \right)} \right) \right\}$$

$\sigma_1$  viene dado por  $\sigma_1 = I_{ref}(0,75V_{buje} + b)$ ;  $b = 5,6$  m/s

$I_{ref}$  es el valor esperado de la turbulencia de altura de buje a una velocidad de viento promedio de 10 min de 15 m/s

$V_{buje}$  es la velocidad de viento a la altura del buje;

$V_{e1}$  es la velocidad de viento extrema esperada, promediada a lo largo de 3 segundos, en un periodo de un año;

- 40 D es el diámetro de rotor

$\Lambda_1$  es el parámetro de escala de turbulencia, según  $\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7z & z \leq 60\text{m} \\ 42\text{m} & z \geq 60\text{m} \end{cases}$

La velocidad de viento está definida como:

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) - 0,37V_{\text{ráfaga}} \operatorname{sen}\left(\frac{3\pi t}{T}\right) \left(1 - \cos\left(1 - \frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{en otro caso} \end{cases}$$

La figura 1 ilustra una realización de la invención en la que un líder o un aparato de detección remota similar 20 está montado en una turbina eólica 30. La turbina eólica tiene palas 40 y un buje 50. El líder está montado en la superficie superior de la góndola de turbina detrás de las palas de rotor con una dirección de visión que se extiende generalmente delante de las palas. Pueden usarse ubicaciones alternativas para el líder, por ejemplo puede montarse en el buje para rotar con el buje para proporcionar un barrido cónico. En la figura 1, la dirección de visión del líder se muestra mediante las líneas discontinuas 60. Si no rota con el buje, el líder puede estar dotado de un mecanismo de barrido independiente para proporcionar un barrido cónico.

El líder puede ser un líder de puertas de selección múltiples. Esto quiere decir que el líder puede detectar las condiciones de viento en una pluralidad de distancias con respecto a la turbina eólica. Esto hace posible monitorizar el progreso de un fenómeno extremo detectado que puede reducir su intensidad a medida que se aproxima a la turbina eólica. Esto es importante, dado que impide que se lleve a cabo una acción evasiva que es innecesaria si la gravedad del fenómeno disminuye a medida que se aproxima a la turbina. Reaccionar a un fenómeno extremo es indeseable a menos que sea absolutamente necesario y producirá una pérdida temporal en la producción de energía. Sin embargo, detectar las condiciones de viento relativamente lejos de la turbina es deseable, dado que proporciona más tiempo a la turbina para reaccionar.

El líder es un líder de haces múltiples que tiene al menos dos haces que le permiten detectar la dirección de movimiento. Aunque no es esencial, el líder puede tener tres o más haces. Estos haces pueden producirse mediante cualquier método adecuado, por ejemplo usando un único dispositivo líder con un divisor de haz o multiplexor o usando una pluralidad de dispositivos.

En la figura 1, el líder 20 detecta las condiciones de viento en dos intervalos: 50 m y 100 m. Esto es solo a modo de ejemplo y puede elegirse un número diferente de intervalos dependiendo del lugar y el número de intervalos que el líder elegido puede medir. Se muestra un frente de viento 70 avanzando hacia la turbina. Este frente cambia de intensidad en un punto justo antes del intervalo de 100 m, mostrándose el cambio mediante una serie de líneas separadas de manera cercana 80 que representan una ráfaga que se encuentra dentro de la definición de ráfaga operativa extrema proporcionada anteriormente. En el intervalo de 50 m, el líder no detecta la ráfaga, dado que no ha avanzado todavía lo suficientemente lejos hacia la turbina. Para determinar si las condiciones de viento detectadas en el intervalo de 100 m deben tratarse como ráfaga operativa extrema, el controlador de turbina eólica diferencia una medida de la señal de velocidad de viento proporcionada por el líder para determinar la tasa de cambio de velocidad. En la práctica, las señales de velocidad de viento cambiarán frecuentemente de manera instantánea una gran cantidad. Sin embargo, al determinar si el cambio puede tratarse como fenómeno extremo, es importante determinar si esta tasa de cambio se mantiene a lo largo de un periodo de tiempo, por ejemplo entre aproximadamente de 0,5 a 2 segundos. Esto puede conseguirse filtrando la señal diferenciada. Si la señal alcanza el umbral, entonces el controlador puede ordenar la acción evasiva. Para un líder con puertas de selección múltiples, el controlador puede determinar si la señal alcanza el umbral (este umbral puede variar de una puerta de selección a otra) para puertas de selección consecutivas, antes de ordenar la acción evasiva; de nuevo, esto es para reducir las activaciones falsas.

El controlador examina la velocidad de viento detectada y descompone esta velocidad en componentes de velocidad lateral y axial, representando la componente lateral la velocidad de desplazamiento en una dirección paralela al plano de rotación del rotor de turbina eólica, o normal a su eje de rotación, y representando la componente axial la velocidad paralela al eje de rotación. Una vez que se ha determinado la componente axial, se diferencia para proporcionar la aceleración o tasa de cambio de la componente axial. Si esta aceleración supera el umbral proporcionado, entonces se lleva a cabo la acción. El umbral puede superarse durante un periodo de tiempo tal como se mencionó anteriormente para que el cambio de dirección se trate como cambio extremo. El periodo de tiempo puede depender de la magnitud de la aceleración, de modo que puede ser necesario detectar un frente de viento que cambia más rápidamente durante un tiempo más corto que uno que apenas supera el umbral de fenómeno extremo para que se lleve a cabo la acción evasiva.

Como alternativa para examinar de manera sencilla la componente de velocidad axial, el controlador puede examinar el cambio de velocidad de viento total determinando  $\sqrt{(V_{lat}^2 + V_{ax}^2)}$  donde  $V_{lat}$  es la velocidad lateral y  $V_{ax}$  es la velocidad axial. Otra alternativa, si el líder tiene 3 o más haces, es usar la magnitud absoluta del viento calculando  $\sqrt{(V_{lat}^2 + V_{ax}^2 + V_{vert}^2)}$  donde  $V_{vert}$  es la componente de velocidad vertical del viento.

Una vez que el controlador detecta que el umbral se ha superado durante el tiempo predeterminado, ordena a la turbina llevar a cabo la acción evasiva. Esto puede requerir una parada controlada o una parada de emergencia de la turbina o alguna otra acción tal como variar el ángulo de paso de pala para la potencia de salida. La elección de la acción evasiva dependerá de la gravedad del fenómeno extremo.

Las figuras 2 y 3 ilustran las dos realizaciones descritas. En la figura 2, un lidar 20 montado en una turbina eólica emite una pluralidad de haces 60 para detectar un parámetro del frente de viento a barlovento 70. En esta realización, el lidar es un lidar de haces múltiples que tiene una pluralidad de haces o direcciones de visión, mostrándose dos en la figura, y que detecta la velocidad del viento. El controlador actúa sobre la salida de señal de velocidad mediante el lidar 20 en 80 para descomponer esta velocidad en dos componentes: una velocidad axial en la dirección del eje de rotación del rotor de turbina eólica, y una velocidad lateral que es la velocidad en el plano del rotor o normal al eje de rotación. Un diferenciador 85 actúa sobre la velocidad axial para proporcionar una salida  $dV_{ax}/dt$  que es la aceleración axial del viento y por tanto es indicativa de un cambio en las condiciones de viento que podría indicar una ráfaga operativa extrema. Esta salida se proporciona a un filtro 90 que filtra la señal a lo largo de un periodo de tiempo predeterminado. En esta realización, el periodo de tiempo predeterminado es de 1 segundo. Un detector de umbral 95 recibe la salida del filtro y una indicación de velocidad de viento y determina si se ha superado el umbral. El detector de umbral incluye una tabla de consulta de umbrales a diferentes velocidades de viento. En 100, donde la salida del detector de umbral indica un fenómeno extremo, el controlador ordena una acción evasiva y provoca por consiguiente que se ajuste un parámetro de la turbina eólica. Este parámetro puede ser una parada total.

La realización de la figura 3 es similar a la de la figura 2, excepto porque el controlador actúa sobre la señal de salida mediante el lidar 20 en 80 para determinar la velocidad de viento descomponiendo la medición de velocidad de viento del lidar en sus componentes axial y lateral y tomando entonces la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las dos componentes  $\sqrt{(V_{lat}^2 + V_{ax}^2)}$ . El diferenciador 85 actúa sobre la velocidad medida resultante para proporcionar una salida para el filtro 90  $dV/dt$  que es una medida de aceleración del viento y por tanto indicativa de una ráfaga operativa extrema.

Por tanto, las realizaciones de la invención permiten que se detecten ráfagas operativas extremas y se lleve a cabo una acción evasiva antes de que los fenómenos lleguen a la turbina eólica. Esto se consigue determinando la aceleración de al menos una componente axial del viento y la velocidad de viento. Esto permite cambiar las restricciones de diseño en la turbina, de modo que no tienen que resistir la carga producida por cambios extremos en la dirección del viento. A su vez, esto permite a los diseñadores de turbinas eólicas usar componentes más ligeros, reduciendo el coste de las turbinas eólicas y por tanto el coste de la producción de energía. Alternativamente, permite que los componentes existentes se hagan funcionar a potencias de salida nominales más altas, incrementando por tanto la energía que puede extraerse de una turbina dada.

Son posibles muchas modificaciones a las realizaciones descritas anteriormente y se les ocurrirán a los expertos en la técnica sin apartarse de la invención. Por ejemplo, el controlador puede montarse en, y ser parte de, una turbina individual, o puede ser un controlador remoto que controla múltiples turbinas que forman un parque eólico o parte de un parque eólico.

**REIVINDICACIONES**

1. Sistema de control para una turbina eólica, que comprende:  
un dispositivo de detección (20) montado en la turbina eólica para detectar la velocidad de viento en una posición a barlovento de la turbina eólica;
- 5 un controlador para recibir y procesar señales del dispositivo de detección para detectar una ráfaga operativa extrema a barlovento de la turbina eólica, y para generar una o más señales de control para variar un parámetro de funcionamiento de la turbina eólica en respuesta a la ráfaga operativa extrema detectada, caracterizado porque el controlador comprende un diferenciador (85) para diferenciar una medición de la velocidad de viento detectada, y un filtro (90) para filtrar la señal diferenciada, y en el que el controlador  
10 está configurado para detectar la ráfaga operativa extrema cuando, tal como se determinó mediante el filtro, la salida del diferenciador supera (95) un valor predeterminado durante un periodo de tiempo predeterminado.
2. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que el valor predeterminado depende de la magnitud de la velocidad de viento detectada.
- 15 3. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que el controlador comprende además un divisor para descomponer las señales de velocidad de viento del dispositivo de detección en componentes axial y lateral, y en el que el diferenciador actúa sobre la componente axial.
4. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que el controlador comprende además un divisor para descomponer las señales de velocidad de viento del dispositivo de detección en componentes axial, lateral  
20 y vertical, y en el que el diferenciador actúa sobre la componente axial.
5. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que el controlador comprende además un divisor para descomponer las señales de velocidad de viento del dispositivo de detección en componentes axial y lateral, y en el que el diferenciador actúa sobre la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las componentes axial y lateral.
- 25 6. Sistema de control según la reivindicación 1, en el que el controlador comprende además un divisor para descomponer las señales de velocidad de viento del dispositivo de detección en componentes axial, lateral y vertical, y en el que el diferenciador actúa sobre la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las componentes axial, lateral y vertical.
7. Sistema de control según cualquier reivindicación anterior, en el que el dispositivo de detección es un líder de haces múltiples.
- 30 8. Sistema de control según la reivindicación 7, en el que el líder es un líder de puertas de selección múltiples.
9. Sistema de control según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal de control generada por el controlador en respuesta a una ráfaga operativa extrema detectada comprende una orden de parada de turbina.
- 35 10. Sistema de control según la reivindicación 8, en el que la señal de control generada por el controlador en respuesta a una ráfaga operativa extrema detectada, activada a lo largo de puertas de selección múltiples, comprende una orden de parada de turbina.
11. Turbina eólica que incluye un sistema de control según cualquier reivindicación anterior.
12. Método para controlar una turbina eólica, que comprende:  
40
  - detectar la velocidad de viento en una posición a barlovento de la turbina eólica usando un dispositivo de detección montado en la turbina;
  - recibir y procesar las señales del dispositivo de detección en un controlador, en el que procesar las señales comprende diferenciar una medición de la velocidad de viento detectada;
  - 45 • filtrar la señal diferenciada para determinar si la señal diferenciada supera un valor predeterminado durante un periodo de tiempo predeterminado, detectando de este modo una ráfaga operativa extrema; y
  - generar una o más señales de control para variar un parámetro de funcionamiento de la turbina eólica en respuesta a la ráfaga operativa extrema detectada.
- 50 13. Método según la reivindicación 12, en el que el valor predeterminado de la velocidad de viento diferenciada depende de la magnitud de la velocidad de viento detectada.

14. Método según la reivindicación 12, que comprende además descomponer la velocidad de viento detectada en señales de componente axial y lateral, y diferenciar la componente axial.
15. Método según la reivindicación 12, que comprende además descomponer la velocidad de viento detectada en señales de componente axial, lateral y vertical, y diferenciar la componente axial.
- 5 16. Método según la reivindicación 12, que comprende además descomponer las señales de velocidad de viento en señales de componente axial y lateral, y diferenciar la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las componentes axial y lateral.
- 10 17. Método según la reivindicación 12, que comprende además descomponer las señales de velocidad de viento en señales de componente axial, lateral y vertical, y diferenciar la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las componentes axial, lateral y vertical.
18. Método según cualquiera de las reivindicaciones 12 a 17, en el que la señal de control generada por el controlador en respuesta a una ráfaga operativa extrema detectada comprende una orden de parada de turbina.

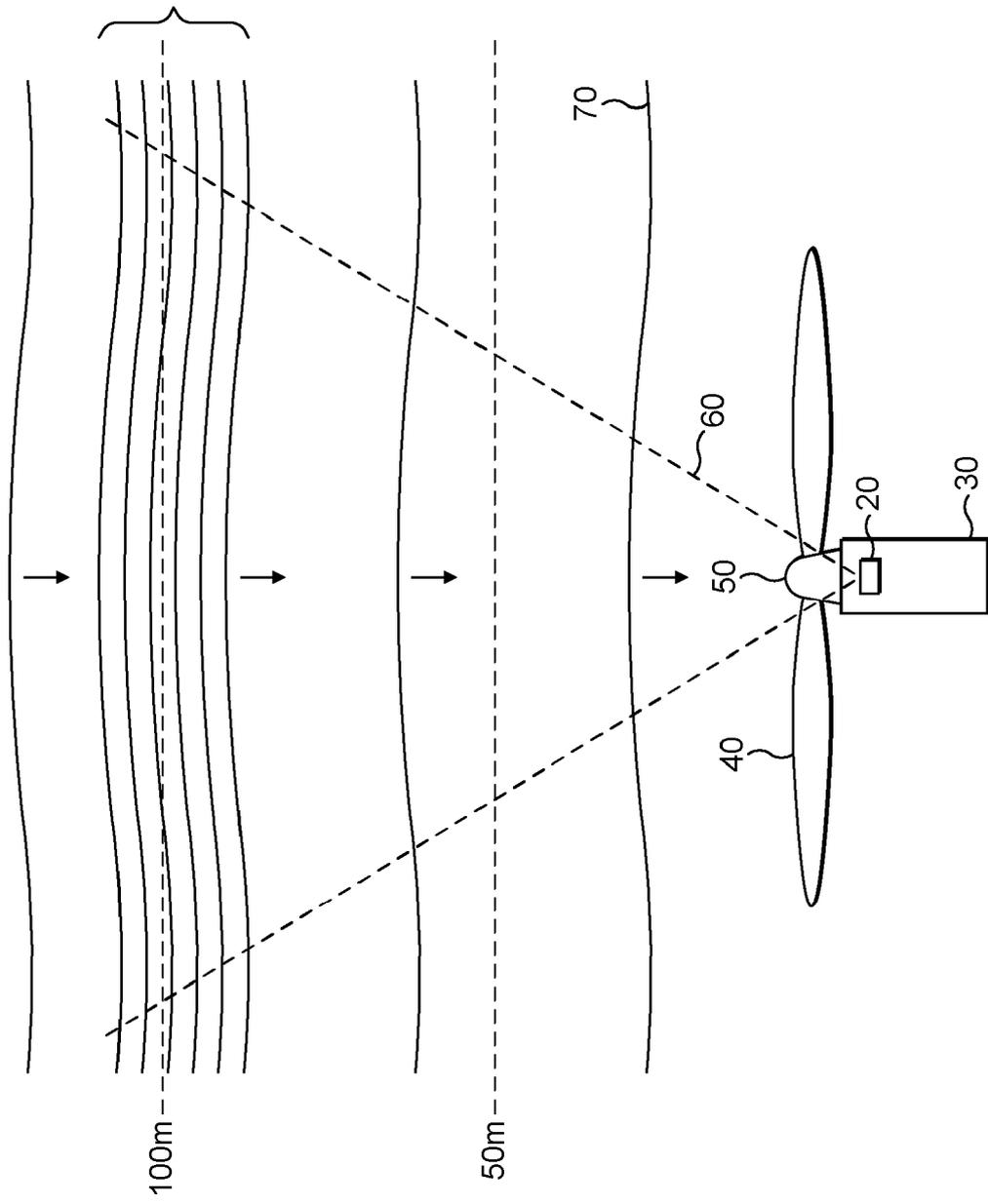


FIG. 1

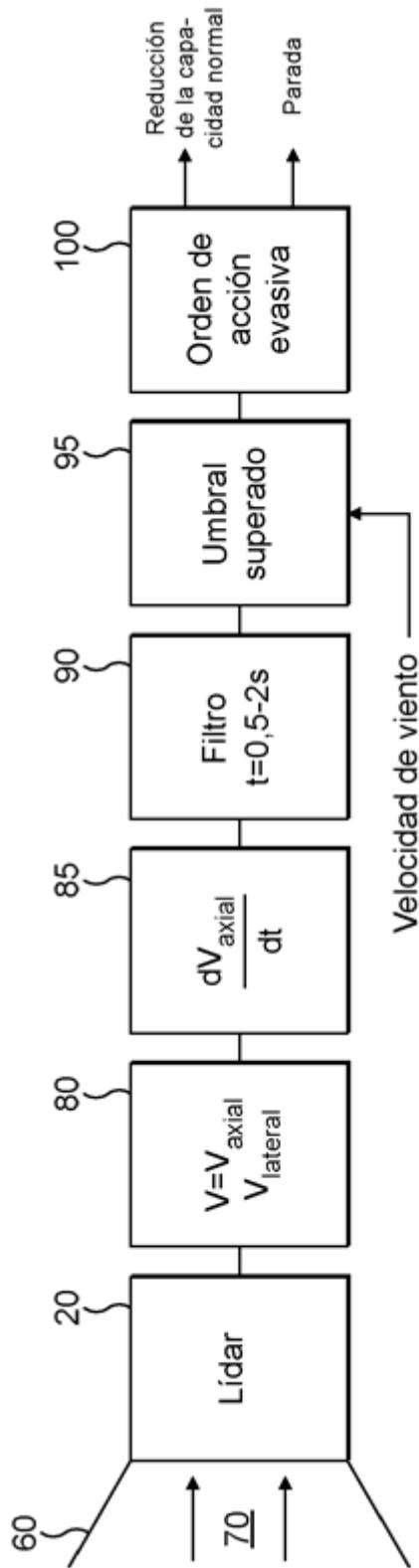


FIG. 2

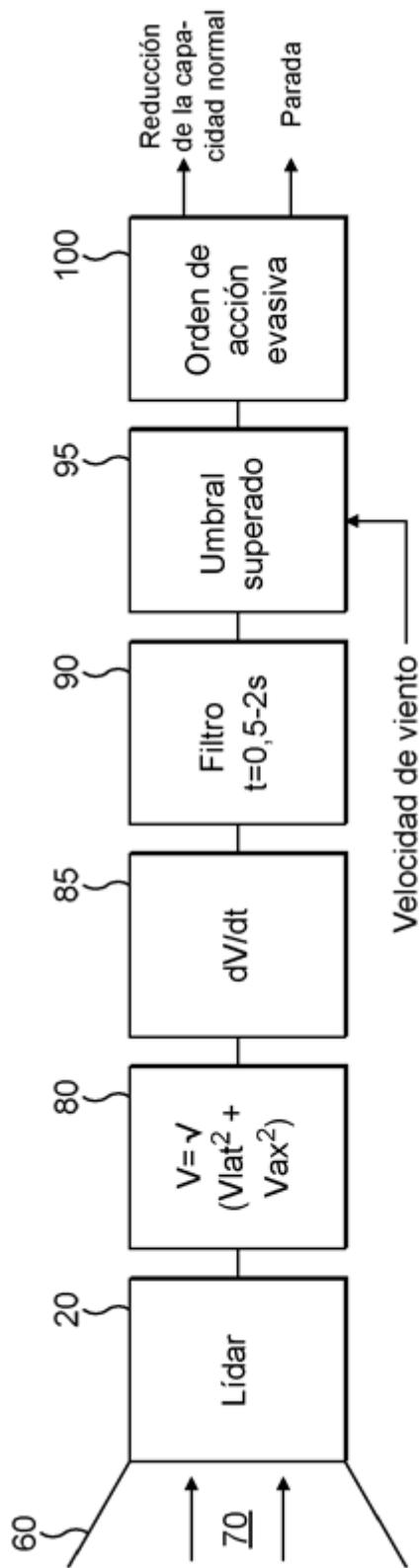


FIG. 3