

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 663 715**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **08.04.2011 PCT/DK2011/050118**

87 Fecha y número de publicación internacional: **13.10.2011 WO11124230**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **08.04.2011 E 11716470 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **28.02.2018 EP 2556248**

54 Título: **Turbina eólica**

30 Prioridad:

09.04.2010 US 322545 P
09.04.2010 GB 201005985

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
16.04.2018

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

SPRUCE, CHRIS

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 663 715 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

Turbina eólica

Antecedentes de la invención

5 La invención se refiere a una turbina eólica, a un controlador de turbina eólica y a un método de control de una turbina eólica. Se refiere en particular a una turbina eólica adecuada para su uso en la generación de electricidad a gran escala en un parque eólico, por ejemplo.

10 En la figura 1, la línea continua 10 de la gráfica 12 ilustra la variación de la salida de potencia con la velocidad del viento (medida a la altura del buje) para una turbina eólica típica usada para la generación de electricidad a gran escala. Tal como se conoce bien en la técnica, para una turbina eólica con un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), a velocidades del viento muy bajas, normalmente de entre 0 y 3 ó 4 m/s, la turbina eólica está inactiva. Es decir, las palas de la turbina eólica no rotan de tal manera que la turbina eólica genere energía eléctrica. Esto se debe a que se considera que no se dispone de energía suficiente procedente del viento para generar potencia a partir de la turbina eólica. Esta es la zona de inactividad por poco viento 14. A una velocidad del viento de conexión inferior $V_{mín}$, normalmente de entre 3 o 4 m/s, las palas de la turbina eólica comienzan a rotar para generar potencia a carga (eléctrica) incompleta o parcial. Esta se denomina la zona de carga parcial 16. La zona de carga parcial se encuentra normalmente entre velocidades del viento de 3 ó 4 m/s y 12 o 13 m/s. Para una turbina eólica con un convertidor total, puede no haber una zona de inactividad en la que rotan las palas pero no se genera energía eléctrica a partir de la turbina eólica. En una turbina eólica típica que tiene un convertidor total, tan pronto como la fuerza del viento supera las fuerzas de rozamiento en la cadena de transmisión y las palas de rotor comienzan a rotar, la turbina eólica empezará a generar energía eléctrica. Por tanto, en la presente invención, la velocidad del viento de conexión inferior $V_{mín}$ en una turbina eólica que tiene un convertidor total puede definirse como la velocidad del viento a la que las palas comienzan a rotar y se genera energía eléctrica.

25 A medida que aumenta la velocidad del viento, la turbina eólica entra en la zona de plena carga 18, a y por encima de la velocidad nominal velocidad del viento V_r , a la que las palas de la turbina eólica rotan para producir sustancialmente la misma potencia a cualquier velocidad del viento en esta zona. Es decir, en la zona de plena carga, la turbina eólica genera la máxima salida de potencia admisible del generador y la salida de potencia es sustancialmente independiente de la velocidad del viento. La salida de potencia se regula para que sea sustancialmente constante. La zona de plena carga se encuentra normalmente entre velocidades del viento de 12 ó 13 m/s y 25 m/s. Finalmente, a altas velocidades del viento a o por encima de $V_{máx}$, la velocidad del viento de desconexión superior, la turbina eólica está inactiva (las palas de la turbina eólica no rotan para generar energía eléctrica; y el generador de la turbina eólica se desconecta de la red de distribución de electricidad o red principal) y esta se denomina la zona de inactividad por fuerte viento 20. La velocidad del viento de desconexión superior, $V_{máx}$, es normalmente de 20 m/s o 25 m/s. A estas altas velocidades del viento, la turbina eólica se desconecta por motivos de seguridad, en particular para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica, que pueden dañarla.

35 Las turbinas eólicas habitualmente tienen mecanismos para cambiar el efecto aerodinámico del viento que actúa sobre sus palas. Estos mecanismos incluyen regulación de paso de pala (en la que cada pala de una turbina eólica se hace rotar alrededor de su eje longitudinal) o proporcionar flaps móviles como parte de la pala de turbina eólica. Estos mecanismos se usan en modos particulares a velocidades del viento particulares.

40 Habitualmente, se usa la regulación de paso de pala para compensar variaciones en la velocidad del viento a lo largo de la altura de la turbina eólica provocadas por el denominado cizallamiento del viento. Normalmente, para compensar esto, las disposiciones de turbina eólica incluyen palas que regulan el paso de modo cíclico a medida que rotan las palas a velocidades nominales del viento, tal como en la solicitud de patente estadounidense n.º US 2008/0206055. Esta variación en la velocidad del viento a lo largo de la altura de la turbina eólica también da como resultado cargas que actúan sobre las palas de la turbina eólica variando a través de las palas y se sabe que la regulación de paso de pala reduce las cargas asimétricas resultantes a través de una turbina eólica en estas circunstancias tal como se describe en la solicitud de patente europea n.º EP 1978246, la solicitud de patente estadounidense n.º US 2007/0286728, la solicitud de patente estadounidense n.º US 2007/0212209, la solicitud de patente estadounidense n.º US 2006/0145483, la solicitud de patente estadounidense n.º US2002/004725, y Bossanyi, E. A. "Individual Blade Pitch Control for Load Reduction"; Wind Energy, volumen 6, páginas 119-128.

50 En otras disposiciones, se aplica el mismo ángulo de paso a todas las palas, tales como se describe en la solicitud de patente europea n.º EP 1666723. En este sistema, se aplica un ángulo de paso común a todas las palas con el objetivo de reducir las tensiones sobre las palas a cargas bajas o totales.

55 También se usa la regulación de paso de pala para reducir las fuerzas en las palas de la turbina eólica con vientos fuertes tales como en la solicitud de patente europea n.º EP 1890034 en la que existe una interdependencia entre los ángulos de paso de las palas en estas condiciones de viento; y en la solicitud de patente alemana n.º DE 102005034899 en la que se someten a regulación de paso todas las palas de una turbina eólica conjuntamente para desconectar la turbina eólica. La turbina eólica descrita en la solicitud de patente europea n.º EP 1630415 incluye otro mecanismo para reducir las fuerzas durante condiciones de viento intenso, tales como una fuerte tempestad o

un huracán. La turbina eólica en este documento tiene secciones de pala exteriores que se pliegan para reducir las fuerzas de sustentación en estas circunstancias extremas.

5 El documento US6619918 describe una turbina eólica en la que puede controlarse el paso de pala dependiendo de parámetros medidos. La turbina eólica puede hacerse funcionar a una producción de energía reducida por encima de una velocidad máxima habitual controlando el paso de las palas según cargas mecánicas medidas.

10 Se describe una disposición que describe el uso de flaps en las palas de la turbina eólica para alterar las propiedades aerodinámicas de la pala en la solicitud de patente estadounidense n.º 2007/0003403. El objetivo de la disposición descrita es permitir que la turbina funcione a velocidades del viento por encima de la velocidad del viento de desconexión superior a la que si no la turbina se habría detenido para impedir que se aplicara una carga excesiva a la turbina eólica. Los flaps de palas particulares en una posición de rotación particular se ajustan de modo que adoptan la posición de los flaps de otras palas cuando estén en la misma posición de rotación. Dicho de otro modo, existe una interdependencia entre las posiciones de los flaps.

15 Sería ventajoso si una turbina eólica tuviera cargas mecánicas reducidas a altas velocidades del viento por encima de la velocidad del viento de desconexión superior. Esto ayudaría a impedir el daño a la turbina eólica. Además, la turbina eólica podría construirse para resistir menores cargas extremas y se reduciría el coste para construir la turbina eólica.

20 El inventor del sistema descrito en el presente documento es el primero en apreciar que las palas de una turbina eólica pueden controlarse independientemente de las demás palas (tal como mediante la regulación de paso de las palas) y/o controlarse independientemente uno o más componentes de cada pala (tal como moviendo flaps o aletas de cada pala) para reducir las cargas mecánicas de uno o más componentes de la turbina eólica (tales como las palas o la torre) cuando la velocidad del viento que actúa sobre las palas está por encima de la desconexión.

Sumario de la invención

La invención en sus diversos aspectos se define en la reivindicación independiente 1. Se definen características ventajosas en las reivindicaciones dependientes a continuación.

25 Se describe una realización preferida de la invención en más detalle a continuación y adopta la forma de una turbina eólica que comprende: un rotor que tiene una pluralidad de palas; y un controlador. El controlador está dispuesto para controlar independientemente cada una de la pluralidad de palas y/o uno o más componentes de las palas cuando la velocidad del viento que actúa sobre las palas está por encima de la velocidad del viento de desconexión y la turbina eólica no produce potencia, para reducir la carga mecánica experimentada por al menos parte de la turbina eólica.

30 La disminución de las cargas mecánicas a altas velocidades del viento por encima de la velocidad del viento de desconexión superior, ayuda a impedir el daño en la turbina eólica; conduce a una reducción de las cargas extremas y en algunas disposiciones las cargas de fatiga. Por tanto, pueden construirse las palas y otros componentes de la turbina eólica para resistir una menor carga extrema y se reduce el coste para construir la turbina eólica.

35 La presente invención puede aplicarse a turbinas eólicas que tienen un DFIG o un convertidor total.

40 Para los fines de la presente invención, el término "velocidad del viento de conexión" o "velocidad del viento de conexión inferior" significa la velocidad del viento a la que la turbina eólica comienza a generar energía eléctrica. Para un DFIG, esta será normalmente la velocidad del viento a la que la turbina se conecta a la red eléctrica principal. Para una turbina eólica con un convertidor de ancho total, esto es normalmente cuando las palas de rotor comienzan a rotar.

Breve descripción de los dibujos

Ahora se describirán realizaciones preferidas de la invención, a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos, en los que:

45 la figura 1 es una gráfica que muestra la salida de potencia frente a la velocidad del viento para una turbina eólica conocida y una turbina eólica que realiza un aspecto de la invención;

la figura 2 es una vista frontal de una turbina eólica conocida;

la figura 3 es una vista frontal de una pala de turbina eólica para su uso con realizaciones de la presente invención;

la figura 3A es una vista lateral de una sección transversal de la pala de turbina eólica de la figura 3;

la figura 4 es un diagrama esquemático que ilustra una realización de un aspecto de la invención;

50 la figura 5 es un diagrama de flujo que ilustra una realización de un aspecto de la invención.

la figura 6 es una vista de un rotor de turbina eólica; y

la figura 7 es un diagrama esquemático que ilustra una realización de un aspecto de la invención.

Descripción detallada de realizaciones preferidas

5 La figura 2 ilustra una turbina eólica 30 que realiza la presente invención. La turbina eólica 30 comprende una torre de turbina eólica 32 en la que se monta una góndola de turbina eólica 34. Un rotor de turbina eólica 36 que comprende una pluralidad de palas 38 se monta en un buje 40. El buje 40 se conecta a la góndola 34 a través de un árbol de baja velocidad (no mostrado) que se extiende desde la parte delantera de la góndola. La turbina eólica ilustrada en la figura 2 puede ser un modelo pequeño destinado para uso doméstico o en utilitarios ligeros, o puede ser un modelo grande, tales como los que son adecuados para uso en la generación de electricidad a gran escala en un parque eólico, por ejemplo. En este último caso, el diámetro del rotor podría ser de hasta 100 metros o más.

10 En la turbina eólica de la figura 2, se varía la sustentación proporcionada por cada una de las palas 38 variando la forma efectiva de la pala enfrentada al viento que actúa sobre la pala. Por ejemplo, puede regularse el paso de cada una de las palas, es decir, hacerse rotar alrededor de su eje longitudinal 42. Puede regularse el paso de las palas mediante un accionador, tal como un motor eléctrico o dispositivo hidráulico (no mostrado). La forma efectiva de cada una de las palas enfrentadas al viento que actúa sobre la pala puede variarse de manera adicional o alternativa mediante flaps, tales como flaps en los bordes de salida de las palas y/o aletas, tales como microaletas, ubicadas en las palas o que forman parte de las palas. Se describe a continuación una disposición de flaps.

15 La figura 3 ilustra una pala de turbina eólica 38 que tiene uno o más componentes en forma de una pluralidad de dispositivos aerodinámicos móviles en forma de flaps 44 ubicados a lo largo de un borde de salida 46 de la pala. En este ejemplo, los flaps están ubicados hacia el extremo libre 48 de la pala, y, en particular, aproximadamente a la mitad de la pala hacia el extremo libre. Los flaps están espaciados a lo largo del borde de salida de la pala. Se conectan cada uno de manera pivotante a la pala a lo largo de un eje de pivotado (mostrado mediante la línea discontinua 50) en un borde separado del borde de salida. Los flaps cambian la forma efectiva de la pala al hacerse pivotar o moverse alrededor del eje de pivotado. Los flaps se hacen pivotar alrededor del eje de pivotado mediante un accionador tal como un motor eléctrico, un dispositivo neumático o eléctrico (no mostrado). El cambio de la forma efectiva de la pala cambia la sustentación proporcionada por la pala. El ángulo de ataque (el ángulo agudo α entre la cuerda c de la pala y la línea de flujo de aire relativo v ilustrado en la figura 3A) de la pala cambia a lo largo de la pala ya que diferentes partes de la pala están expuestas a diferentes condiciones del viento a través de diferente cizallamiento del viento y diferente turbulencia en ubicaciones diferentes. Cada flap diferente tiene un efecto diferente sobre la sustentación que proporciona. De modo similar, si se proporcionan dispositivos aerodinámicos móviles en forma de microaletas en la pala, tienen, cada una, un efecto diferente sobre la sustentación proporcionada.

20 El dispositivo aerodinámico móvil (ya sean, por ejemplo, flaps o microaletas) puede moverse individualmente de modo que se optimice el coeficiente de potencia de cada elemento (flap o microaleta). Los flaps incluyen cada uno una galga extensométrica 53 montada en cada flap (a lo largo del flap) y/o la velocidad del viento y el dispositivo de detección de ángulo de ataque (no mostrado).

25 Volviendo a la figura 2, la turbina eólica 30 de la figura 2 tiene un anemómetro 56 ubicado en su góndola 34 para medir la velocidad del viento que incide sobre la turbina eólica 30. El viento que actúa sobre el anemómetro se ve perturbado por el rotor 36. Así que, para proporcionar una medida del flujo de corriente libre (no perturbado), se aplica una función a la velocidad del viento medida por el anemómetro para proporcionar una estimación de la velocidad del viento de corriente libre. Alternativamente, puede usarse un dispositivo LIDAR para medir lejos (por ejemplo, de 100 m a 200 m) las condiciones del viento de corriente libre delante de la turbina eólica. Las palas 38 de la turbina eólica también tienen galgas extensométricas 52 en las mismas para medir la carga que actúa sobre las palas. Las galgas extensométricas están ubicadas a lo largo de la dirección longitudinal o a lo largo del borde de la pala. Tal como se ilustra en la figura 3, las galgas extensométricas están situadas normalmente en el pie de pala 54 y al 20%, al 40%, al 50%, al 60%, al 75% y al 80% del radio de la pala.

30 La figura 4 muestra un ejemplo de la invención en forma de un controlador 100 para una turbina eólica 30. El controlador está ubicado en la góndola 34 de la turbina eólica. El controlador controla individual e independientemente la sustentación proporcionada por cada una de la pluralidad de palas 38 de una turbina eólica, tal como la de la figura 2, para aumentar el momento de impulsión de cada una de las palas de la turbina eólica individual e independientemente de todas las demás palas (de manera totalmente independiente). El control totalmente independiente de las palas de la turbina eólica maximiza la potencia del rotor por debajo de la velocidad nominal del viento y se realiza en dos condiciones:

35 (i) cuando la fuerza o velocidad del viento que actúa sobre las palas está por debajo de una velocidad del viento de conexión inferior V_{min} (y como resultado, se reduce la V_{min});

(ii) y/o la fuerza o velocidad del viento que actúa sobre las palas está entre la velocidad nominal del viento y la velocidad del viento de conexión inferior (funcionamiento a carga parcial).

Dicho de otro modo, el ángulo de ataque de las palas y/o los elementos de pala (tal como flaps y aletas) de palas de una turbina eólica se controla para que coincida más estrechamente con los ángulos de ataque que suministran un momento de impulsión mayor o máximo a partir de la pala en cuestión. De este modo, se genera una mayor potencia a velocidades del viento por debajo de la velocidad nominal del viento. En particular, se usa regulación de paso de pala y/o dispositivos de control en pala individuales (dispositivos aerodinámicos móviles) para maximizar o mejorar la potencia del rotor a velocidades del viento justo por debajo de aquellas a las que la turbina comenzaría normalmente a generar potencia (la velocidad del viento de conexión inferior $V_{mín}$), por ejemplo, de aproximadamente 3 a 4 m/s. Esto da como resultado que la turbina eólica salga del modo de inactividad (por debajo de la velocidad del viento de conexión inferior para una turbina eólica con DFIG, por ejemplo) y suministrar potencia a la red eléctrica principal más rápido de lo que, si no, lo haría con vientos suaves, mejorando de ese modo la captación de energía en las zonas con las menores velocidades del viento (carga parcial) de la curva de potencia de la figura 1.

Adicionalmente, en este ejemplo, el controlador 100 también controla individual e independientemente la sustentación proporcionada por cada una de la pluralidad de palas 38 de la turbina eólica 30 cuando la velocidad del viento está por encima de la velocidad del viento de desconexión superior $V_{máx}$ y la turbina eólica 30 no produce potencia (se desconecta de la red principal o sistema de distribución eléctrica). Esto se logra mediante el control individual e independiente (de manera totalmente independiente) de la sustentación de cada pala (tal como mediante regulación de paso de las palas o moviendo dispositivos aerodinámicos móviles, tales como flaps 44 o aletas de las palas) de modo que se reducen las cargas mecánicas y disminuyen las cargas extremas o las cargas mecánicas extremas experimentadas por al menos una parte de la turbina eólica, tal como las palas, la torre y la cimentación de la turbina eólica.

Con más detalle, el controlador 100 de la figura 4 tiene una entrada 102 para introducir una representación o indicación de la fuerza del viento que actúa sobre la turbina eólica 30. Por ejemplo, una señal eléctrica que representa una medida de la velocidad del viento medida por un anemómetro 56, por ejemplo un anemómetro de cazoletas (tal como se ilustra en la figura 4) o anemómetro de detección y medida de la distancia por luz (LIDAR). La fuerza del viento puede medirse en la turbina eólica. La fuerza del viento que actúa sobre la turbina eólica puede incluir de manera adicional o alternativa mediciones del campo de viento aguas arriba del rotor 36 de la turbina eólica. De manera adicional o alternativa, la señal eléctrica puede representar o indicar la carga que actúa sobre las palas tal como se mide a partir de galgas extensométricas (mostradas como el número de referencia 52 en la figura 4) ubicadas en las palas de la turbina eólica. No pueden usarse galgas extensométricas cuando se usa LIDAR para medir la velocidad del viento.

El controlador 100 tiene al menos una salida, en este caso una pluralidad de salidas 106, para emitir señales de control, siendo cada salida para emitir señales de control a un accionador o accionadores 108 de cada una de las palas 38 de la turbina eólica 30 para controlar la sustentación proporcionada por cada una de la pluralidad de palas de la turbina eólica, incluyendo regulación de paso de pala y/o dispositivos de control a bordo individuales (tales como flaps, aletas o microaletas).

El controlador 100 también tiene al menos una entrada, en este caso una pluralidad de entradas 110. Algunas entradas son para señales eléctricas procedentes de una galga extensométrica 52, 53 o galgas extensométricas de cada pala 38 de la turbina eólica 30. Las galgas extensométricas 52, 53 pueden ser galgas extensométricas ya ubicadas en las palas de turbina eólica 38 o galgas extensométricas adicionales. Incluyen galgas extensométricas a lo largo del borde 52 espaciadas a lo largo del eje longitudinal 42 de las palas de turbina eólica (que proporcionan una indicación del momento de impulsión) y galgas extensométricas a lo largo del flap 53 (que proporcionan una indicación de cargas de impulsión por diseño) ubicadas en los flaps de la turbina eólica (si las palas de turbina eólica incluyen flaps).

“A lo largo del flap” se usa normalmente en la técnica para referirse a la dirección sustancialmente normal a la cuerda de la pala, donde la “cuerda” es la distancia entre el borde de ataque y el borde de salida, es decir, la dirección a lo largo del flap es la dirección en la que actúa la sustentación aerodinámica. “A lo largo del borde” se usa normalmente en la técnica para referirse a la dirección sustancialmente paralela a la cuerda de la pala. Las direcciones a lo largo del flap y a lo largo del borde no están necesariamente en el plano del rotor ya que puede regularse el paso de las palas.

Cuando los dispositivos de control en pala o dispositivos para variar la forma efectiva de la pala incluyen flaps o microaletas, la entradas 110 puede proceder de mediciones de las cargas de pala a partir de los propios dispositivos de control. También se proporciona una entrada 112 para señales eléctricas que indican la potencia que está generando la turbina eólica y/o una indicación de la velocidad de rotación del rotor de turbina eólica. También pueden proporcionarse una entrada o entradas 114 para recibir señales eléctricas que proporcionan una indicación de cargas de los componentes mecánicos de la turbina eólica distintos de las palas, tales como la cimentación de la turbina eólica.

Se proporciona energía eléctrica al controlador 100 y a las galgas u otros sensores en el terminal de entrada de potencia 104.

El método llevado a cabo por el controlador 100 puede implementarse como un programa informático en software en un ordenador o como hardware dedicado. El programa informático puede almacenarse en un medio legible por ordenador, tal como un CD-ROM o DVD-ROM.

5 El controlador 100 mide o toma muestras de la velocidad del viento o el tiempo entre las etapas de tiempo de control del controlador es un control de ancho de banda relativamente alto; esto no es una acción de control de supervisión de funcionamiento lenta. Es decir, la tasa de muestreo es normalmente menor de 100 ms, preferiblemente menor de 50 ms, y preferiblemente unas pocas decenas de ms.

10 El funcionamiento del controlador 100 se ilustra en el diagrama de flujo de la figura 5. El controlador recibe señales eléctricas en la entrada 102 del anemómetro 56 para producir una indicación o representación de la velocidad del viento (etapa 152) (esta indicación puede proporcionarse de manera adicional o alternativa por las galgas extensométricas 52, 53). El controlador evalúa si la velocidad del viento está por debajo de $V_{mín}$ (etapa 154). Para una turbina con DFIG, la turbina eólica puede estar inactiva por baja velocidad, mientras que para una turbina de convertidor total, el rotor no estará rotando. Si la velocidad del viento está por debajo de $V_{mín}$, entonces el controlador produce una señal eléctrica a partir de las salidas 106 para indicar a cada uno de los accionadores 108 de las palas 38 que aumenten independientemente el momento de impulsión de cada pala (etapa 156). Si una pala aumenta el momento de impulsión, entonces esto se refleja en señales eléctricas que indican que la velocidad de rotación del rotor ha aumentado. Esto significaría también que existe un aumento de la potencia generada por la turbina eólica y esto también se reflejaría en señales eléctricas apropiadas. Un aumento del momento de impulsión también se refleja mediante señales eléctricas procedentes de galgas extensométricas a lo largo del borde 52 (si están instaladas) de la pala particular en la entrada 110 del controlador para esa pala. Esto se debe a que si existe un aumento del momento de impulsión de la pala, habrá un aumento de la tensión y deformación correspondiente a través de la pala, lo que indicará la galga extensométrica. El momento de impulsión de cada pala se aumenta o maximiza mediante (i) la regulación de paso individual de la pala de modo que el ángulo de ataque de la pala coincida mejor o coincida con el ángulo de ataque que suministrará el momento de impulsión aumentado o máximo de la pala; y/o (ii) el uso de flaps o aletas en la pala para coincidir mejor o coincidir con el rendimiento aerodinámico del elemento de pala individual en las condiciones del viento imperantes en ese elemento dado.

Las figuras 6 y 7 descritas a continuación explican cómo se aumenta o maximiza el momento de impulsión.

30 Si la velocidad del viento indica que la turbina eólica no está inactiva por baja velocidad del viento (por debajo de $V_{mín}$), entonces el controlador evalúa si la turbina eólica está funcionando a carga parcial (etapa 158) entre $V_{mín}$ (velocidad del viento de conexión inferior) y V_r (velocidad nominal del viento). Si la velocidad del viento indica que la turbina eólica está funcionando a carga parcial (la velocidad del viento está entre aproximadamente de 3 a 4 m/s y 13 m/s), entonces el controlador produce una señal eléctrica a partir de las salidas para indicar a cada uno de los accionadores de las palas 38 que aumenten independientemente el momento de impulsión de cada pala (etapa 160). Si una pala aumenta el momento de impulsión, entonces esto se refleja de nuevo en señales eléctricas que indican que la velocidad de rotación del rotor ha aumentado y que también existe un aumento de la potencia generada por la turbina eólica. Esto se refleja adicionalmente en la señal eléctrica procedente de las galgas extensométricas a lo largo del borde 52 (si están instaladas) de la pala particular en la entrada 110 del controlador para esa pala. El momento de impulsión de cada pala se aumenta o maximiza mediante (i) la regulación de paso individual de la pala de modo que el ángulo de ataque de la pala coincida mejor o coincida con el ángulo de ataque que suministrará el momento de impulsión aumentado o máximo de la pala; y/o (ii) el uso de flaps o aletas en la pala para coincidir mejor o coincidir con el rendimiento aerodinámico del elemento de pala individual en las condiciones del viento imperantes en ese elemento dado.

45 Si la velocidad del viento indica que la turbina eólica no está funcionando a carga parcial (velocidad del viento entre $V_{mín}$ y V_r), entonces el controlador evalúa si la turbina eólica está funcionando a plena carga (velocidad del viento entre la velocidad nominal del viento, V_r y la velocidad del viento de desconexión superior, $V_{máx}$) y, por tanto, está suministrando la máxima potencia admisible (etapa 162). Si la velocidad del viento indica que la turbina eólica está funcionando a plena carga (la velocidad del viento está entre aproximadamente 13 y 25 m/s), entonces la turbina eólica se controla de la manera bien conocida en la técnica mediante regulación de paso de las palas de manera colectiva y cíclica para regular la producción de potencia (etapa 164).

50 Si la velocidad del viento indica que la turbina eólica no está funcionando a plena carga, entonces el controlador evalúa si la velocidad del viento está por encima de la velocidad del viento de desconexión superior $V_{máx}$ y, por tanto, se desconecta la turbina eólica y no se produce potencia (etapa 166). En la desconexión, normalmente la turbina eólica está inactiva y rotando a aproximadamente 1 rpm, se regula el paso de las palas a 90° con respecto a la dirección de rotación y el freno de árbol está apagado. Si la velocidad del viento indica que se desconecte la turbina eólica y la velocidad del viento está por encima de $V_{máx}$ (la velocidad del viento está por encima de aproximadamente 25 m/s), entonces el controlador produce una señal eléctrica a partir de las salidas para indicar a cada uno de los accionadores de las palas que controlen independientemente cada una de las palas (etapa 168) para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica. Si se reducen las cargas, entonces esto se refleja de nuevo en la señal eléctrica procedente de la galga extensométrica a lo largo del borde 52 (si está instalada) y, en particular, la galga extensométrica a lo largo del flap 53 (si está instalada) de la pala particular en la entrada 110 del controlador para esa pala mediante una disminución de la tensión y la deformación correspondiente a través de la

pala, pero también a partir de otras galgas que indican tensiones en otros componentes de la turbina eólica tales como la cimentación. Las cargas pueden reducirse mediante (i) la regulación de paso individual de la pala de modo que el ángulo de ataque de la pala genera una sustentación reducida, o la menor sustentación posible; y/o (ii) el uso de flaps o aletas en la pala para reducir o producir la menor sustentación posible generada por la pala. Aunque se ha descrito que la velocidad del viento de desconexión superior es de aproximadamente 25 m/s, podría ser de otras velocidades del viento dependiendo del diseño de turbina eólica, tales como de 18 m/s, 20 m/s o 30 m/s.

El control individual de las palas es particularmente útil para atenuar las cargas experimentadas por la turbina eólica 36 durante las condiciones poco frecuentes de "EWM" (modelo de condiciones extremas de velocidad del viento) tal como se definen por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) en la norma 61400-1. Durante tal carga extrema, puede no estar disponible el mecanismo de orientación debido a la pérdida de conexión a la red eléctrica principal y así la propia turbina no puede alinearse con respecto al viento para reducir las cargas que experimenta. El controlador 100 puede determinar el error de orientación de 34 (es decir, la diferencia entre la dirección actual del viento y la dirección de la góndola), y el ángulo azimutal (es decir, la posición angular de una pala) de la pala dada, y entonces una tabla de consulta proporciona un ángulo de paso para cada pala en función del error de orientación, el ángulo azimutal y una velocidad del viento media durante 10 minutos. Los ángulos de paso se habrán elegido fuera de línea de modo que la sustentación y la resistencia aerodinámica generadas por cada pala estén por debajo de un determinado límite para la velocidad del viento y el error de orientación dados. Estos ángulos de paso se habrán elegido independientemente para cada pala para reducir tanto como sea posible las cargas mecánicas experimentadas por la turbina eólica. Alternativamente, la velocidad del viento local en cada pala y el ángulo de ataque de cada pala pueden medirse en tiempo real para mantener la sustentación y la resistencia aerodinámica generadas por cada pala por debajo de determinados límites.

Tal como se muestra mediante la línea discontinua 22 en la figura 1, esta disposición da como resultado una mayor salida de potencia a velocidades del viento por debajo de la nominal. Este sistema también puede reducir más rápidamente las cargas experimentadas por la turbina eólica 30 con fuertes vientos por encima de $V_{m\acute{a}x}$ para impedir el daño a la turbina eólica. Esta última ventaja conduce a la reducción de las cargas extremas y en cierta reducción de las cargas de fatiga. Por tanto, las palas pueden construirse para resistir una menor carga extrema y se reduce el coste para construir la turbina eólica.

Aunque se ha descrito que el sistema controla cada una de las palas de la turbina eólica individualmente con inactividad por baja velocidad del viento, por debajo de la velocidad nominal (carga parcial), y por encima de la de desconexión, el controlador podría controlar las palas en uno o algunos de estos regímenes.

El controlador 100 también puede controlar la turbina eólica 36 para orientar la turbina eólica, particularmente cuando se usa LIDAR para determinar las condiciones del viento. La orientación es la rotación de la góndola 34 alrededor del eje longitudinal de la torre 32 de la turbina eólica. Por debajo de la velocidad nominal, el controlador puede controlar la turbina eólica para orientar la turbina eólica de tal manera que antes de controlarse la sustentación proporcionada por cada pala 38 independientemente del control de las demás palas para aumentar el momento de impulsión de la pala, se orienta el rotor 36 para estar enfrentado al viento que actúa sobre el rotor tal como se mide por LIDAR. Por encima de velocidad del viento de desconexión, el controlador puede controlar la turbina eólica para orientar el rotor de la turbina eólica hacia o alejándose de la dirección del viento, tal como se mide por LIDAR, antes de controlarse la sustentación proporcionada por cada pala independientemente del control de las demás palas para reducir la carga mecánica de cada pala independientemente de las demás palas.

El controlador 100 también puede controlar la turbina eólica 30 cuando se usa LIDAR para determinar las condiciones del viento, usando la información obtenida a partir del dispositivo de LIDAR. El dispositivo de LIDAR puede medir las condiciones del viento aguas arriba del rotor 36, digamos a de 100 metros a 200 metros aguas arriba del rotor. Esta información anticipada de las condiciones del viento (por ejemplo, puede detectarse una ráfaga de viento) se proporciona al controlador 100. Por encima de la velocidad del viento de desconexión, el controlador 100 puede controlar la turbina eólica usando la información anticipada sobre el viento, tal como se mide por LIDAR, de modo que cada pala 38 se controla independientemente de las demás palas para reducir la carga mecánica de cada pala independientemente de las demás palas, antes de que la ráfaga de viento incida sobre la turbina eólica.

La figura 6 ilustra un ejemplo de cómo se determina el momento de impulsión de cada pala. La figura 6 muestra tres palas 38_1, 38_2 y 38_3 conectadas a un buje 40. Las palas hacen rotar el buje 40 y un árbol de baja velocidad 41 que está conectado a una caja de engranajes (no mostrada). El momento de impulsión (o par de torsión) del árbol 41 es la suma de los momentos de impulsión de las tres palas, es decir:

$$M_T = M_1 + M_2 + M_3$$

donde M_1 , M_2 , M_3 son el momento de impulsión en el plano del rotor para cada una de las tres palas.

Los momentos de impulsión pueden determinarse a partir de galgas extensométricas montadas en las palas que miden la deformación a lo largo del flap de la pala y la deformación a lo largo del borde de la pala. Conociendo la deformación a lo largo del flap y a lo largo del borde y el ángulo de paso actual, puede determinarse el momento de impulsión en el plano del rotor.

La figura 7 muestra un ejemplo de cómo se aumenta o maximiza el momento de impulsión de cada pala, mediante regulación de paso de la pala. En la etapa 170, se determina el momento de impulsión M_1 en el plano del rotor de la primera pala a partir del ángulo de paso actual de la pala ϕ_1 , la deformación a lo largo del flap del pie de la pala ϵ_{flap} y la deformación a lo largo del borde del pie de la pala ϵ_{borde} .

5 En la etapa 171, un algoritmo de control calcula una demanda de ángulo de paso óptimo ϕ_{D1_opt} que maximiza el momento de impulsión M_1 en el plano del rotor. El algoritmo de control puede ser un algoritmo de aprendizaje, que aprende qué demanda de ángulo de paso da como resultado el momento de impulsión M_1 máximo en el plano del rotor. Alternativamente, 171 puede comprender una tabla de consulta que representa gráficamente las velocidades del viento medidas frente a los ángulos de demanda de paso.

10 Los aerogeneradores tienen normalmente un controlador de velocidad, indicado como 172 en la figura 7 que fija la velocidad de rotación del rotor. La salida del controlador de velocidad 172 es una demanda de paso común ϕ_{D_com} para las tres palas del rotor para mantener la velocidad de rotación dentro de un intervalo de funcionamiento correcto.

15 En 173, se combinan la demanda de ángulo de paso óptimo ϕ_{D1_opt} y la demanda de paso común ϕ_{D_com} (es decir, se superpone la demanda de ángulo de paso óptimo ϕ_{D_opt} sobre la demanda de paso común ϕ_{D_com}) para proporcionar el ángulo de demanda de paso ϕ_{D1} que se proporciona al accionador de paso 174 (es decir, un elemento de accionamiento de paso hidráulico o eléctrico) que se usa para fijar el ángulo de paso ϕ_1 de la pala.

20 La figura 7 se muestra en detalle con respecto a una pala. Sin embargo, el procedimiento se lleva a cabo para las tres palas. La figura 7 muestra cómo se combinan también la demanda de ángulo de paso óptimo para las palas segunda y tercera con la demanda de paso común ϕ_{D_com} y se envían a un accionador de paso respectivo. Debe observarse que las etapas de calcular la demanda de ángulo de paso óptimo ϕ_{Di_opt} para cada pala se llevan a cabo independientemente; dicho de otro modo, las etapas 170 y 171 son independientes para cada pala y no dependen una de otra.

25 La figura 7 se ha descrito con respecto a maximizar el momento de impulsión a través de la regulación de paso individual de las palas. Sin embargo, el momento de impulsión también puede maximizarse a través del uso de flaps y, por tanto, las etapas 170 y 171 pueden adaptarse para controlar ángulos de flap en las palas para aumentar el momento de impulsión para cada pala.

30 La invención se ha descrito con referencia a implementaciones a modo de ejemplo, meramente a efectos de ilustración. La invención no ha de limitarse a estas, ya que al experto se le ocurrirán muchas modificaciones y variaciones. La invención ha de entenderse a partir de las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Turbina eólica (30), comprendiendo la turbina eólica:
un rotor (36) que tiene una pluralidad de palas (38); y
un controlador (100), caracterizada porque:
5 el controlador (100) está dispuesto para controlar independientemente cada una de la pluralidad de palas (38) y/o uno o más componentes de cada pala independientemente de las demás palas cuando la velocidad del viento que actúa sobre las palas está por encima de la velocidad del viento de desconexión ($V_{m\acute{a}x}$) y la turbina eólica (30) no produce potencia, para reducir la carga mecánica experimentada por al menos una parte de la turbina eólica.
- 10 2. Turbina eólica según la reivindicación 1, en la que la al menos una parte de la turbina eólica comprende cada pala (38) de la turbina eólica.
3. Turbina eólica según la reivindicación 1 ó 2, en la que la al menos parte de la turbina eólica comprende al menos una de la torre (32) o la cimentación de la turbina eólica.
- 15 4. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la velocidad del viento de desconexión ($V_{m\acute{a}x}$) es de sustancialmente 18 m/s.
5. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la velocidad del viento de desconexión ($V_{m\acute{a}x}$) es de sustancialmente 20 m/s.
6. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la velocidad del viento de desconexión ($V_{m\acute{a}x}$) es de sustancialmente 25 m/s.
- 20 7. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la velocidad del viento de desconexión ($V_{m\acute{a}x}$) es de sustancialmente 30 m/s.
8. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que se varía la carga mecánica variando la forma efectiva de la pala (38) enfrentada al viento que actúa sobre la pala.
- 25 9. Turbina eólica según la reivindicación 8, en la que se varía la forma efectiva de cada pala mediante al menos un dispositivo aerodinámico móvil.
10. Turbina eólica según la reivindicación 9, en la que el al menos un dispositivo aerodinámico móvil comprende al menos un flap (44) de la pala (38).
11. Turbina eólica según la reivindicación 9 o reivindicación 10, en la que el al menos un dispositivo aerodinámico móvil comprende al menos una aleta de la pala (38).
- 30 12. Turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones 9 a 11, en la que se varía la forma efectiva de cada pala (38) variando el paso de cada pala.
13. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la velocidad del viento que actúa sobre la turbina eólica (30) se evalúa basándose en una medida de la velocidad del viento y/o carga que actúa sobre las palas (38) y/o la velocidad de rotación del rotor (36) y/o la posición de al menos uno del al menos uno o más componentes de cada pala y/o la potencia de salida del generador.
- 35 14. Turbina eólica según la reivindicación 13, en la que la velocidad del viento se mide mediante un anemómetro (56) de la turbina eólica (30).
15. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la turbina eólica (38) está dispuesta además de tal manera que antes de o sustancialmente al mismo tiempo que se controla independientemente cada una de la pluralidad de palas y/o uno o más componentes de cada pala, el rotor (36) se orienta para reducir las cargas mecánicas experimentadas por al menos una parte de la turbina eólica.
- 40 16. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la turbina eólica (30) comprende un anemómetro de detección y medida de la distancia por luz (LIDAR) que está dispuesto para proporcionar información sobre las condiciones del viento en una dirección del viento aguas arriba de la turbina eólica; y
45 la turbina eólica está dispuesta además de tal manera que el control de cada una de la pluralidad de palas (38) y/o uno o más componentes de cada pala independientemente se basa en la información sobre las condiciones del viento en una dirección del viento aguas arriba de la turbina eólica.
17. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que el controlador (100) está dispuesto además

para controlar independientemente cada una de la pluralidad de palas (38) y/o uno o más componentes de cada pala para aumentar un momento de impulsión de cada pala independientemente de las demás palas cuando la velocidad del viento que actúa sobre la turbina eólica es inferior a la velocidad nominal del viento (V_r) de la turbina eólica.

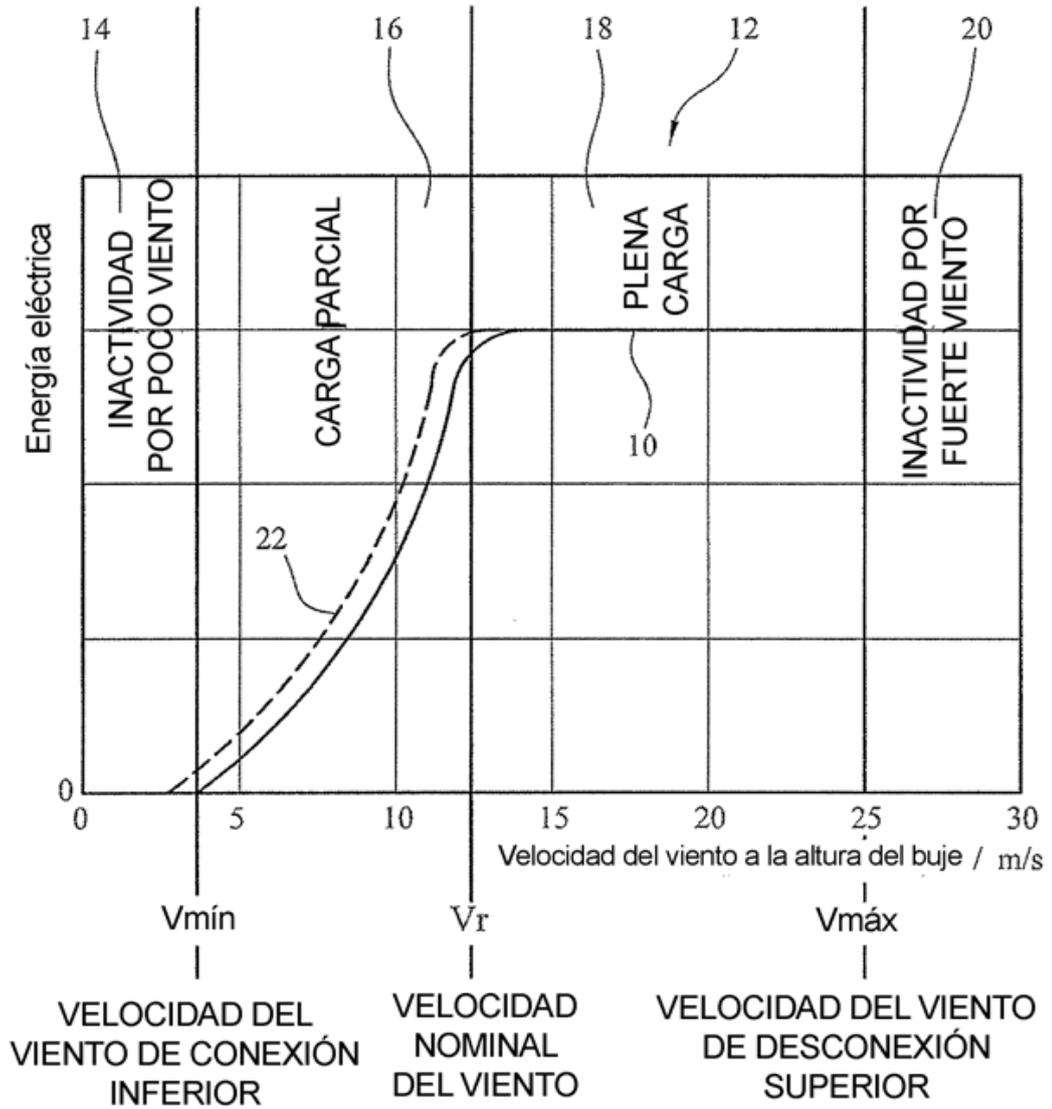


FIG. 1

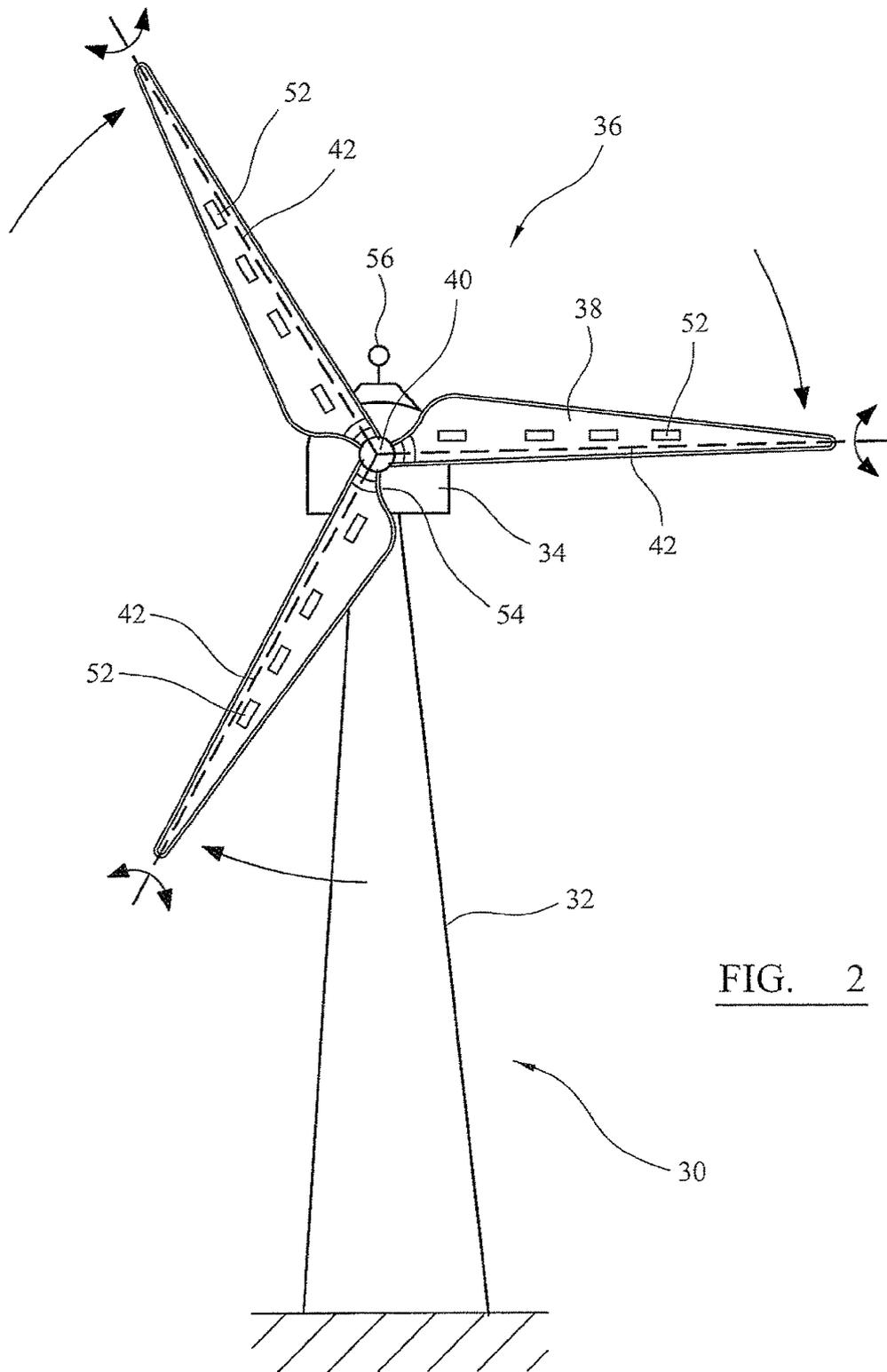


FIG. 2

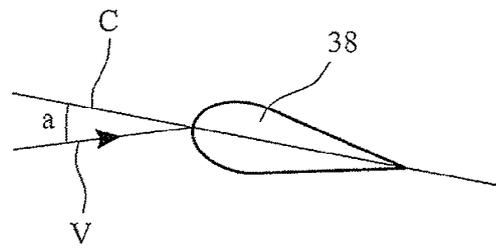
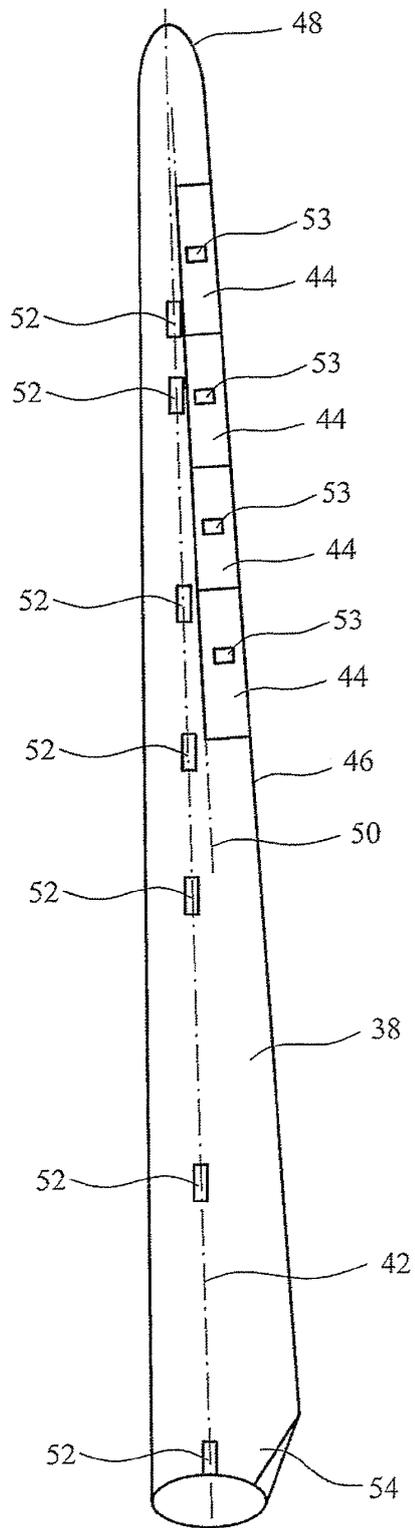


FIG. 3

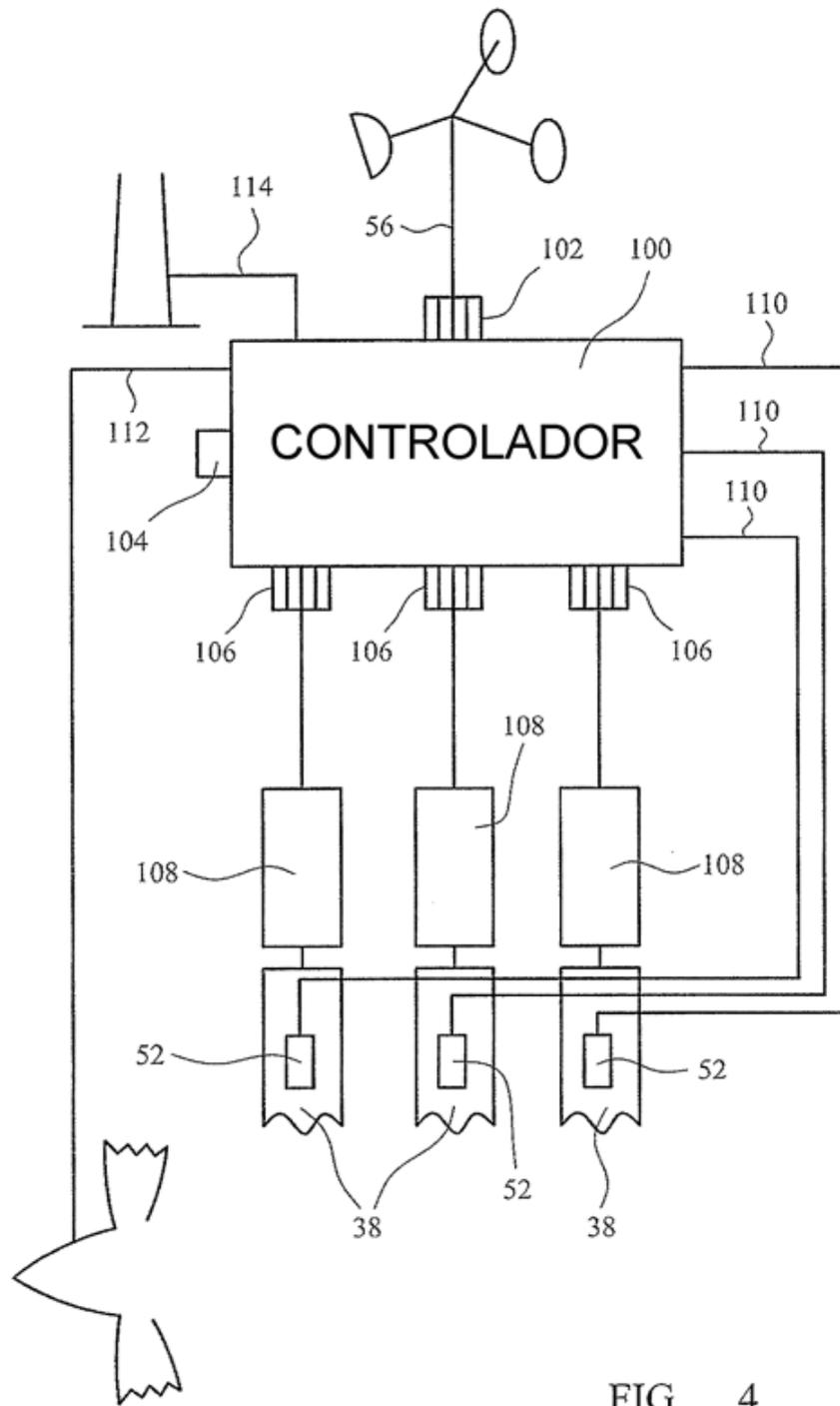
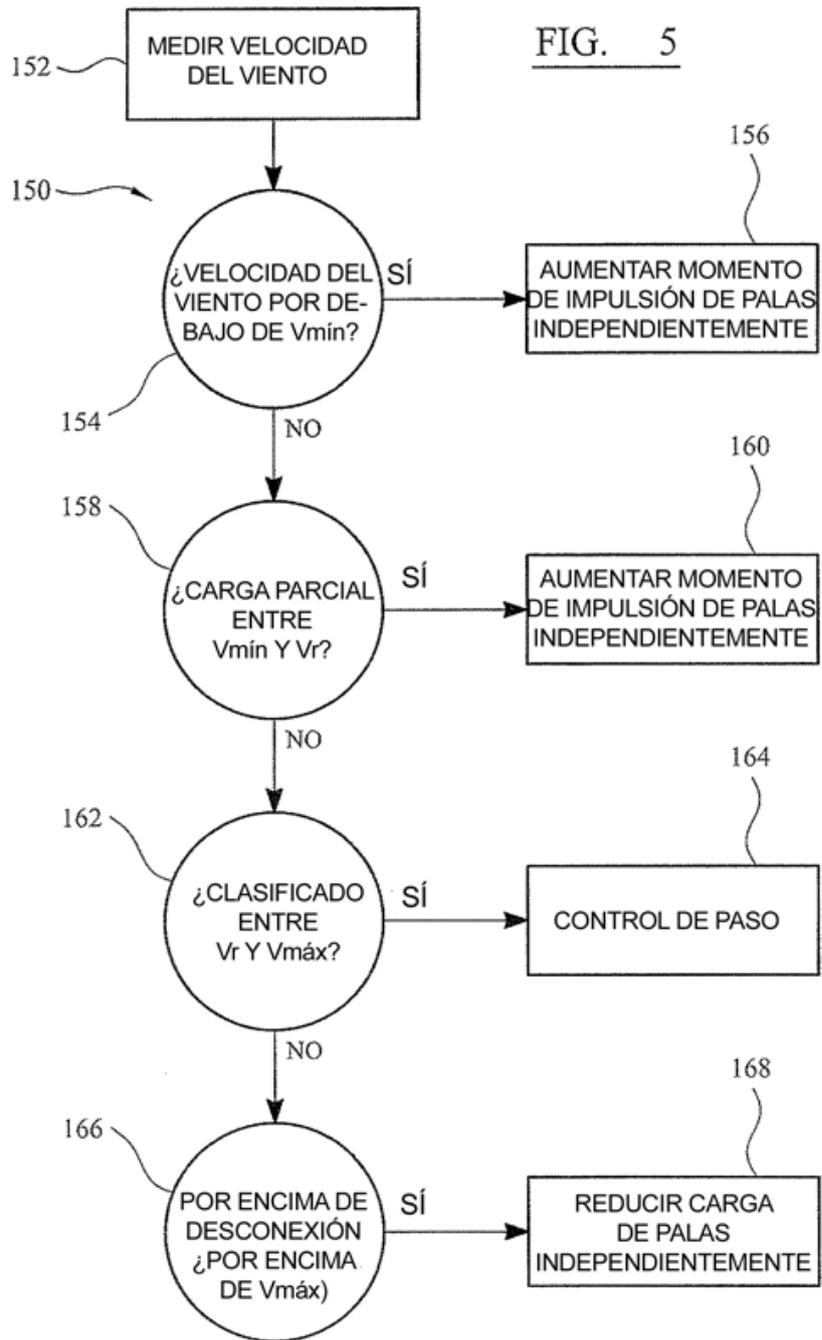


FIG. 4



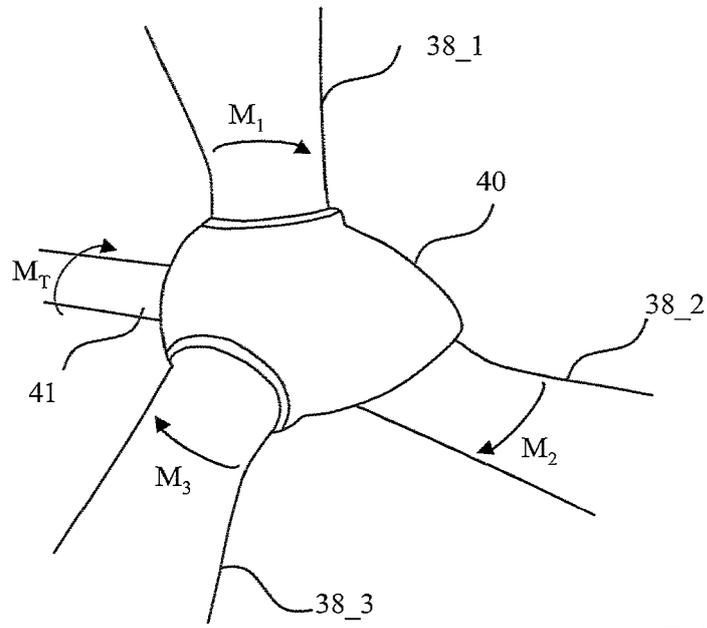


FIG. 6

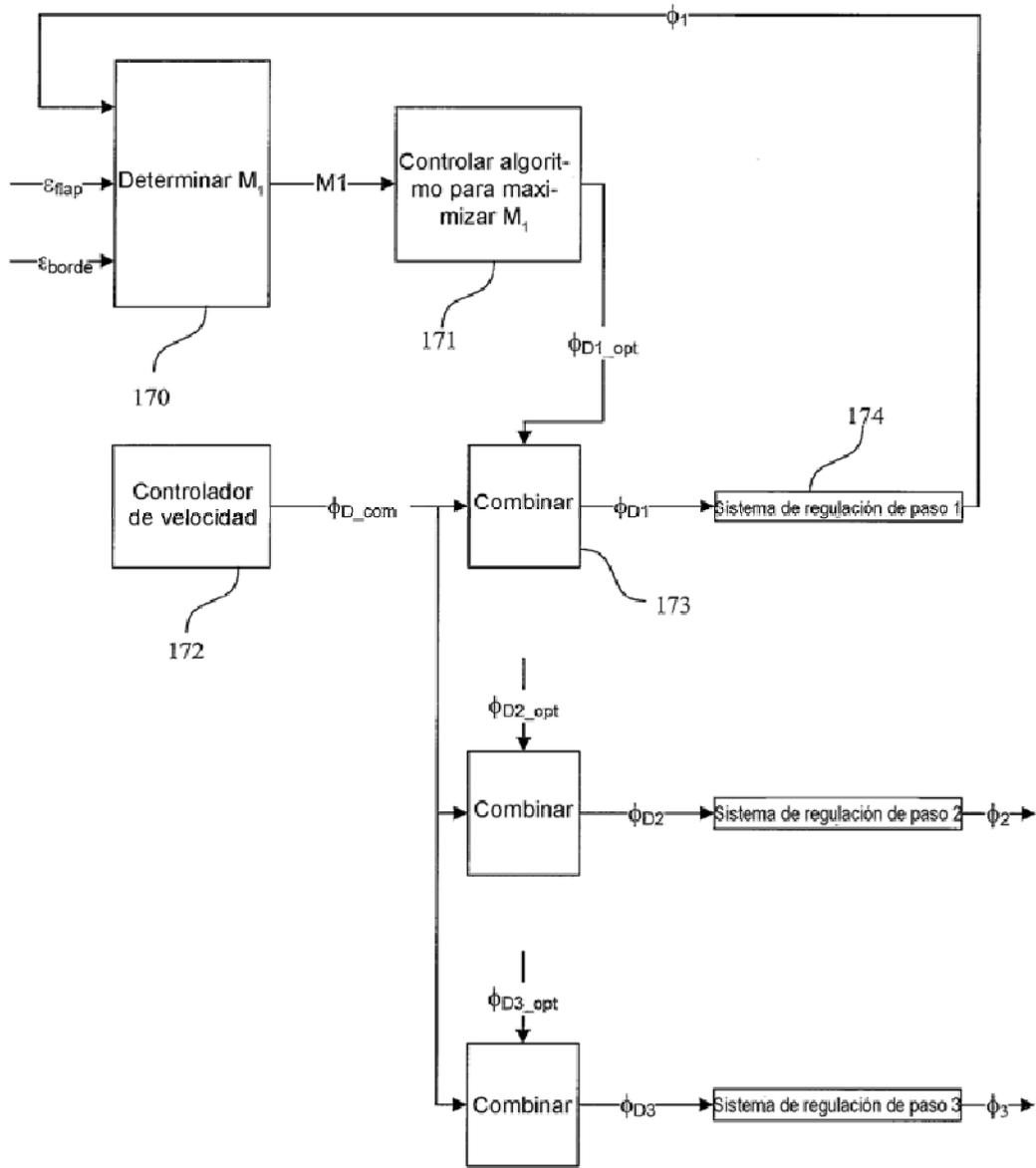


FIG. 7