

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 431 829**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/04** (2006.01)

**F03D 11/00** (2006.01)

**G01P 5/00** (2006.01)

**G01P 13/02** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.10.2010 E 10775762 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.08.2013 EP 2494192**

54 Título: **Sistema sensor eólico que utiliza señales de aspas**

30 Prioridad:

**28.10.2009 EP 09013565**

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

**28.11.2013**

73 Titular/es:

**SSB WIND SYSTEMS GMBH & CO. KG (100.0%)  
Neuenkirchener Strasse 13  
48499 Salzbergen, DE**

72 Inventor/es:

**BERTOLOTTI, FABIO y  
VAN SCHELVE, JENS**

74 Agente/Representante:

**CARPINTERO LÓPEZ, Mario**

ES 2 431 829 T3

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

## DESCRIPCIÓN

Sistema sensor eólico que utiliza señales de aspas

**Técnica anterior**

- 5 Las turbinas eólicas modernas utilizan casi exclusivamente aspas que son de paso ajustable alrededor de su eje longitudinal para regular el ángulo de ataque de las aspas, de manera que se elevan las aspas y las fuerzas de arrastre. El movimiento de paso colectivo entre todas las aspas unidas al rotor se utiliza para la regulación de la potencia aerodinámica extraída del viento, mientras que el control de paso individual se utiliza principalmente para aliviar o reducir las cargas experimentadas por las aspas durante la operación normal en condiciones de viento no estacionario.
- 10 Para el control de paso individual efectivo se necesita un conocimiento esencialmente instantáneo del campo de las velocidades del viento sobre el área de barrido del rotor. Las características del campo de velocidad del viento de particular importancia son la velocidad del viento, la dirección del viento, la cizalladura horizontal del viento, y la cizalladura vertical del viento. Estas características son las más adecuadas para el control cuando están espacialmente promediadas a lo largo del área de barrido del rotor, aunque esencialmente todas las turbinas
- 15 vendidas comercialmente hoy en día utilizan una sola medición puntual (espacial) proporcionada por un anemómetro y una veleta, ambos situados en la góndola y aguas abajo de las aspas del rotor. Su producción no proporciona información sobre la cizalladura del viento, y una descripción espacialmente incompleta de la velocidad y de la dirección del viento. Como consecuencia, estos valores medidos de la velocidad y de la dirección son a menudo sustancialmente diferentes de los valores promediados espacialmente preferidos sobre el área de barrido del rotor
- 20 debido al paso sobre el anemómetro y el aspa a remolinos turbulentos en el campo de la velocidad del viento. Además, al estar situados aguas abajo del rotor, el anemómetro y la veleta se someten al paso periódico de estelas turbulentas del aspa. Para eliminar la influencia no deseada de la estela en las mediciones, la señal del anemómetro y la veleta debe promediarse durante un largo período de tiempo, pero al hacerlo también se elimina de las señales la resolución en el tiempo requerida.
- 25 Las solicitudes de patente EP 2048507 A2 y US 2007/0086893 A1 presentan un sistema de anemómetro situado frente a, y esencialmente concéntrico con, el buje. El anemómetro puede medir dos o más componentes de la velocidad al mismo tiempo. Los problemas con la medición de un solo punto espacial todavía están presentes; la principal ventaja reivindicada es la capacidad de medir las condiciones del viento frente a las estelas turbulentas creadas por cada aspa. Aunque, en efecto, la estela de cada aspa se conduce aguas abajo, la influencia aerodinámica de las aspas se extiende de una manera fuerte también aguas arriba del plano del rotor, como es
- 30 evidente por la velocidad inducida del rotor, como es bien conocido en la técnica. Por consiguiente, la velocidad del viento real no se mide directamente, y de nuevo es necesaria una corrección sobre la base de la potencia instantánea extraída por las aspas. Esta corrección es difícil de medir o cuantificar, como se mencionó anteriormente.
- 35 En el documento US 7317260 se describe un procedimiento para identificar una combinación de velocidad y dirección del viento sobre la base de la deformación de la torre. Una descripción menos completa también se encuentra en el documento EP 1361445 A1. El procedimiento reivindicado utiliza la deformación de la torre que soporta la turbina eólica, junto con la velocidad del rotor, el ángulo de paso de las aspas, y el par motor del generador, para deducir una combinación de la velocidad del viento y de la dirección del viento. Sin embargo, la
- 40 velocidad y la dirección del viento no pueden estimarse de forma individual sin mediciones o suposiciones adicionales. La cizalladura del viento horizontal y vertical no son detectables. Por lo tanto, el procedimiento reivindicado no proporciona las cantidades de campo de viento-velocidad deseadas, como se describió anteriormente.
- 45 Un factor adicional de complicación en el procedimiento de operación reivindicado en el documento EP 1 361 445 A1, y encontrado en numerosas teorías de control, es el uso, dentro del proceso matemático utilizado para traducir las cantidades detectadas en los valores deseados, de una o más ecuaciones "de gobierno", por ejemplo, que describen la dinámica de la turbina eólica o un componente de la misma. Aunque las ecuaciones aeroelásticas de movimiento de una turbina eólica, o un componente de la misma, se pueden escribir de forma explícita, las fuerzas que aparecen en estas ecuaciones a menudo no pueden ser. Los ejemplos incluyen fuerzas "no lineales", debidas a
- 50 la fricción en cojinetes, así como las fuerzas aerodinámicas que dependen del estado aerodinámico instantáneo de las aspas del rotor. Estos estados no son conocidos o fácilmente medidos, debido a los efectos de la turbulencia cerca y lejos de la superficie de las aspas, así como la condición de rugosidad de la propia superficie del aspa.
- En el documento US 7.445.431 B2 se describe un procedimiento para medir el flujo local del aspa. El procedimiento emplea dispositivos para medir las propiedades de flujo, ya sea en la superficie de cada aspa del rotor, o en la proximidad inmediata. El campo de viento se deduce de las propiedades de flujo restando la velocidad del rotor y estimando la velocidad inducida del rotor. Como se mencionó anteriormente, la estimación de la velocidad inducida se basa en el conocimiento del estado aerodinámico instantáneo de las aspas del rotor, que es difícil de medir. Además, la velocidad del viento aparente sobre un aspa es casi igual a la velocidad del rotor, ya que este último valor es típicamente siete veces mayor que la velocidad del viento no perturbado. Por lo tanto, la resta de la

velocidad del rotor a partir de la velocidad aparente hace la cantidad resultante sensible al ruido y propensa a un error excesivo. Por último, la posición exterior de los sensores hace que los sensores sean difíciles de mantener, sustituir o poner en servicio, así como tienen tendencia a la caída de rayos, la acumulación de suciedad, y otros efectos atmosféricos.

- 5 En el documento DE 198 32 207 A1 se describe un procedimiento para determinar la velocidad promedio del viento sobre el área de barrido del rotor usando una correlación entre la velocidad del viento y el par de torsión del rotor y la alteración del par de torsión mediante la perturbación del flujo de viento a través de la torre de la turbina eólica.

Se utilizan habitualmente sistemas de detección de viento ultrasónicos (SODAR) o basados en radar en la industria de la energía eólica para proporcionar mediciones de viento de múltiples puntos, típicamente durante la evaluación del potencial eólico en un sitio. Las mediciones se hacen a menudo a lo largo de una línea, y por lo tanto, no cubren el área de barrido del rotor. Más importante aún, los sistemas SODAR y LIDAR son demasiado caros para su uso en turbinas eólicas comerciales (es decir, más allá de la fase de prototipo).

Por lo tanto, es deseable tener un sistema de medición del campo de velocidad del viento sobre el área de barrido de un rotor de turbina eólica que esté libre de las limitaciones antes mencionadas.

15 **Objetivos de la invención**

Un objetivo de la presente invención es un sistema de medición de viento que proporcione

1. velocidad del viento, dirección, cizalladura x, cizalladura y, y otros estados de campo de viento,
2. muestreo del estado del viento sobre toda el área de barrido del rotor,
3. velocidad de muestreo casi instantánea,
- 20 4. independencia de ambos supuestos y modelos incompletos de cantidades físicas,
5. buena capacidad de servicio y un fácil mantenimiento,
6. bajo coste.

**Descripción detallada**

25 La invención se puede aplicar a un rotor con dos o más aspas, que incluye rotores que tienen tres aspas unidas al rotor a través de un cojinete de paso.

**Características del campo de velocidad del viento**

Las características del campo de velocidad del viento utilizadas en esta invención son los valores de la velocidad del viento espacialmente promediados sobre el área de barrido del rotor. Como el promedio es sólo en el espacio, la variación en el tiempo de los datos no se ve afectada.

30 En la siguiente descripción se hace uso de un sistema de coordenadas, con las coordenadas  $\xi$ ,  $\eta$ ,  $\zeta$ , es decir, no giratorias, y por lo tanto fijas con la góndola. Vease la **figura 1**. La coordenada  $\zeta$  está apuntando a lo largo del eje de rotación del rotor, indicado por el vector unitario  $\mathbf{n}$ . (Las letras en negrita indican vectores, como es habitual en la técnica). La coordenada  $\eta$  apunta verticalmente hacia arriba, y el eje  $\xi$  completa el sistema de coordenadas ortogonales apuntando en la dirección horizontal.

35 Una primera característica de campo de velocidad del viento es la velocidad promedio del viento:

$$\mathbf{V}_m(t) = \frac{1}{A} \iint \mathbf{V}(t) dA \quad (1)$$

donde  $A$  es el área de barrido del rotor,  $t$  es el momento, y  $V(t)$  es el valor del campo de velocidad del viento en el área barrida por el rotor en el momento  $t$ . Por simplicidad en la exposición, vamos a suprimir la notación explícita " $(t)$ " que muestra la dependencia de tiempo de las variables.

40 La velocidad promedio del viento  $V_m$  tiene componentes  $V_1$ ,  $V_2$  y  $V_3$  a lo largo de las direcciones  $\xi$ ,  $\eta$ ,  $\zeta$ , respectivamente, y a partir de estos componentes se puede calcular directamente la dirección del viento en el plano horizontal (es decir, el plano definido por los ejes  $\xi$  y  $\zeta$ ):

$$\chi = \text{atan}(V_1/V_3) \quad (2)$$

Este ángulo mide la desviación de la dirección del viento desde el eje del rotor. Este ángulo es llamado a menudo

como "error de orientación" en la bibliografía, y es usualmente deseable para el control de la turbina para minimizar su valor.

Una segunda característica del campo de la velocidad del viento es el primer momento en horizontal del campo de velocidad del viento:

$$\psi_1 = \frac{1}{A} \iint \frac{\mathbf{V} \cdot \mathbf{n} - V_3}{V_3} \left( \frac{\xi}{D} \right) dA. \quad (3)$$

donde  $D$  es el diámetro del rotor, y donde  $\xi$  se mide desde el eje de rotación. La cantidad  $\psi_1$  es proporcional a la cizalladura del viento lineal en el plano horizontal.

Una tercera característica del campo de la velocidad del viento es el primer momento vertical del campo de la velocidad del viento:

$$\phi_1 = \frac{1}{A} \iint \frac{\mathbf{V} \cdot \mathbf{n} - V_3}{V_3} \left( \frac{\eta}{D} \right) dA. \quad (4)$$

donde  $\eta$  se mide desde el eje de rotación. La cantidad  $\phi_1$  es proporcional a la cizalladura del viento lineal en el plano vertical.

Momentos de orden superior proporcionan las características adicionales del campo de la velocidad del viento. El segundo momento es horizontal es

$$\psi_2 = \frac{1}{A} \iint \frac{\mathbf{V} \cdot \mathbf{n} - V_3}{V_3} \left( \frac{\xi}{D} \right)^2 dA. \quad (5)$$

y el segundo momento vertical es

$$\phi_2 = \frac{1}{A} \iint \frac{\mathbf{V} \cdot \mathbf{n} - V_3}{V_3} \left( \frac{\eta}{D} \right)^2 dA. \quad (6)$$

### El sistema de medición del campo de la velocidad del viento

El sistema de medición del campo de la velocidad del viento comprende sensores colocados en, dentro, sobre, o unidos de otro modo, a las aspas y al buje del rotor. Estos sensores producen señales de sensor dependientes de las características del campo de la velocidad del viento.

El sistema de medición del campo de la velocidad del viento utiliza al menos una señal de sensor sensible a al menos una característica del campo de la velocidad del viento. En la realización preferida, esta señal de sensor es proporcional a la tensión del aspa o a la desviación del aspa, medida en una posición predeterminada a lo largo del aspa. La presión de aire o las mediciones de la velocidad del aire en posiciones predeterminadas de la superficie del aspa también se pueden utilizar, pero no se prefieren debido a que son susceptibles fallos y obstrucciones.

La tensión se puede medir, por ejemplo, mediante fibras ópticas o galgas de tensión eléctricas montadas o integradas en la superficie en las aspas, o a partir de medidas de tensión de los pernos que sujetan el aspa al cojinete de paso. El momento de torsión del aspa se puede calcular, por ejemplo, mediante la medición del momento ejercido por el sistema de control del paso, bien conocido en la técnica, para mantener el aspa en la posición angular constante. Las mediciones de la deformación del aspa se pueden hacer, por ejemplo, mediante sistemas ópticos dentro de cada aspa. Los momentos de flexión del aspa se pueden deducir de las mediciones de la deformación del aspa y la geometría conocida del aspa.

Para ayudar en la descripción de las señales del sensor, introducimos un sistema de coordenadas fijas del aspa giratoria, como se muestra en la **figura 2**. La dirección  $x$  es la dirección del eje de rotación del rotor, el eje  $z$  es paralelo al eje de rotación del cojinete de paso, y la dirección  $y$  completa un sistema de coordenadas ortogonal derecho (y es paralelo al eje de rotación).

### Realización simple de la invención

Con referencia a la **figura 3**,  $S_0$  indica una señal de sensor desde un sensor **108** situado en el buje de rotor o en las aspas, por lo que la señal del sensor  $S$  es sensible a al menos una característica del campo de la velocidad del viento, indicado con  $C$ . La señal del sensor  $S$  se hace pasar a través de unos medios de calibración **110** que

proporcionan una ganancia y un desplazamiento variables de la señal del sensor, de modo que la señal del sensor se calibra esencialmente en todo momento, produciendo de ese modo una señal de sensor  $S_1$  equilibrada. Si está presente ruido en la señal del sensor, un filtro de paso bajo puede incorporarse en los medios de calibración para atenuar o eliminar este ruido.

5 En presencia de desalineación entre el eje del rotor y la dirección del viento, o en presencia de cizalladura del viento, la rotación del rotor (en un ángulo  $\theta$ ) produce una variación cíclica en la señal del sensor  $S_1$  sobrepuesta en un valor constante.  $A$  indica la amplitud de la variación cíclica,  $\bar{\theta}$  indica el ángulo  $\theta$  en el que se produce un máximo, y  $K$  indica el valor constante en la señal del sensor  $S_1$ . Los valores de  $A$ ,  $K$  y  $\theta$ , en combinación, caracterizan completamente la señal del sensor  $S_1$ .

10 Una tabla que asocia los valores de los sensores  $A$ ,  $K$  y  $\bar{\theta}$  con la velocidad de valor  $C$  de la característica del campo de vientos se construye mediante el registro de los valores  $C$  respecto a los valores triples  $\{A, K, \bar{\theta}\}$  cuando la turbina eólica funciona bajo condiciones variables de viento. Este funcionamiento se puede hacer a través de un código de simulación aerelástico exacto de la turbina eólica, o bien, haciendo funcionar la turbina eólica en el campo en combinación con los medios de medición independientes para establecer la característica del campo de la velocidad del viento  $C$ .

15 Durante la operación normal de la turbina, los valores del tiempo de ejecución de  $A$ ,  $K$  y  $\bar{\theta}$  se obtienen a partir de la señal del sensor  $S_1$ . Con referencia a la **figura 4**, los valores de tiempo de ejecución de  $A$ ,  $K$  y  $\bar{\theta}$ , que se muestran en **160**, y la tabla completa **140** se pone a disposición de unos medios de búsqueda **150** para asociar los valores de tiempo de ejecución de  $A$ ,  $K$  y  $\theta$  con un valor de la característica del campo de viento  $C$ . Esta asociación se realiza mediante la localización del valor almacenado de  $A_0$ ,  $K_0$  y  $\bar{\theta}_0$  que más se asemeja a los valores de tiempo de ejecución  $A$ ,  $K$  y  $\bar{\theta}$  correspondientes. El valor de la característica del campo de viento  $C_0$  asociado en la tabla con  $A_0$ ,  $K_0$  y  $\bar{\theta}_0$  es el valor indicado por el sistema de medición del campo de viento de esta invención, y se toma para representar el valor característico de viento existente en el plano de barrido del rotor de la turbina eólica, en el instante en que se hace la asociación mediante los medios de búsqueda.

25 **Realización preferida de la invención**

La realización preferida de la invención utiliza una pluralidad de señales de sensores. La identificación de los componentes cíclicos y constantes de las señales se realiza ahora mediante una transformación de coordenadas de múltiples aspas (MBC), o alternativamente, llamada como transformación Coleman en la literatura. Esta transformación es bien conocida en la técnica, y se puede utilizar cuando el rotor tiene tres o más aspas. Se describe la invención para tres aspas, y la extensión a cuatro o más aspas es un procedimiento sencillo para los expertos en la materia.

Se distingue entre dos tipos de transformaciones MBC:

35 un MBC estándar "1p" que produce las amplitudes de la constante, los componentes del coseno de  $\theta$  y del seno de  $\theta$  en las señales, y un MBC de orden superior "2p" que produce las amplitudes de los componentes del coseno (constante) de  $2\theta$ , y del seno de  $2\theta$  en las señales. Véase, por ejemplo, la publicación del Laboratorio Nacional de Energía Renovable "Multiblade Coordinate Transformation and its Application to a Wind Turbine Analysis" de G. Bir, NREL/CP-500-42553, enero 2008. Aquí,  $\theta$  es, como anteriormente, el ángulo alrededor del eje de rotación realizado por el rotor, usualmente dado por la posición angular de un aspa etiquetada en el rotor.

40 Con referencia a la **figura 5**, la unidad básica para el MBC "1P" **114** es un de conjunto señales **200** creado a partir

$$\left\{ S_n^1, S_n^2, S_n^3 \right\},$$

de tres señales del sensor, obtenidas mediante la medición del mismo tipo de magnitud física en cada aspa. Aquí, los superíndices 1, 2, 3 en  $S$  indican el número del aspa asociada con la señal del sensor, y  $n$  se refiere al tipo de datos de los sensores. En la realización preferida, varios conjuntos de señales se utilizan simultáneamente, como se describe más adelante. Cada conjunto de señales se procesa de la siguiente manera

45 1. Cada señal de sensor  $S_n^i$  se hace pasar a través de los medios de calibración dedicados **110** que proporcionan una ganancia y desplazamiento, posiblemente cambiando en el tiempo, a cada uno de dichas señales del sensor.

2. El conjunto de señales equilibradas, compuesto por las señales del sensor equilibradas, pasa a través de una transformación de coordenadas de múltiples aspas **114** para producir un conjunto de señales estacionarias, que consiste en una señal constante, una amplitud de la señal del seno, y una amplitud de la señal del coseno. (Este conjunto de señales estacionarias es equivalente a la constante, la amplitud cíclica, y el ángulo en la forma simplificada de la invención).

50 3. Los errores de solape se eliminan al pasar cada señal de componente del conjunto de señales estacionarias a través de un filtro de paso bajo **116**. El filtro de paso bajo **116** tiene un conjunto de frecuencias de corte por debajo

de tres veces la frecuencia de revolución del rotor. La combinación de las tres señales filtradas de paso bajo forma el conjunto de señales no solapadas estacionarias **210**, que etiquetamos  $G_n^1, G_n^2, G_n^3$ . Un conjunto de señales no solapadas estacionarias **210** existe para cada conjunto de señales **200** creado a partir de un tipo predeterminado de datos del sensor.

- 5 En general, cualquier número de conjuntos de señales se puede utilizar en el sistema de medición del viento de esta invención, a condición de que cada conjunto de señales sea "linealmente independiente de los otros", usando la nomenclatura bien conocida en el campo de las matemáticas. Es decir, cada conjunto de señales no es proporcional a la suma de los otros conjuntos de señales, cada uno multiplicado por un valor escalar fijo.

10 En una realización de la invención, se utilizan tres conjuntos de señales, que consisten en los momentos de flexión de la raíz del aspa en las direcciones fijas del aspa x e y, y el momento de torsión del aspa en la coordenada z (aspa fija). Se utiliza el estándar MBC "1P". Las características del campo de velocidad del viento elegidas para la tabla son la velocidad promedio,  $V_m$ , la dirección del viento en el plano horizontal,  $\chi$ , y los primeros momentos en  $\xi$  y  $\zeta$  (x e y), a saber,  $\psi_1$  y  $\phi_1$ , respectivamente, también conocida como la cizalladura del viento horizontal y vertical. La tabla a continuación asocia los nueve valores individuales que componen los tres conjuntos de señales no solapadas  
15 estacionarias con las cuatro características del campo de velocidad del viento.

Con referencia a la **figura 6**, una tabla **142** que asocia los valores del conjunto de señales no solapadas

$$\left\{ G_n^o, G_n^s, G_n^c \right\},$$

estacionarias para cada tipo de señal  $n = x, y$  y z, a los valores característicos del campo de velocidad del viento,  $V_3, X, \psi_1$ , y  $\phi_1$ , se crea mediante el registro de la velocidad de los valores característicos de los campos de viento en comparación con los valores del conjunto de señales no solapadas estacionarias cuando la turbina eólica se hace funcionar bajo condiciones variables de viento. Este funcionamiento se puede hacer a través de un código de simulación aeroelástica preciso de la turbina eólica o, alternativamente, haciendo funcionar la turbina eólica en el campo en combinación con medios de medición independientes para el establecimiento de las características del campo de velocidad del viento.  
20

La tabla de palabras se usa en este documento para indicar la etapa genérica de asociación de valores del conjunto de señales con la característica del campo de la velocidad del viento, e incluye, por ejemplo, procedimientos basados en redes neuronales, donde dicha asociación se realiza mediante el ajuste de las ponderaciones dentro de la red neuronal, así como procedimientos similares en los que el proceso de asociación incluye una única o repetidas aplicaciones de asignaciones funcionales.  
25

Durante la operación normal de la turbina, los conjuntos **162** de señales del sensor estacionarias no distorsionados de tiempo de ejecución y la tabla completa **142** están a disposición de unos medios de búsqueda **152** para asociar los valores de tiempo de ejecución de los conjuntos de señales del sensor estacionarias no distorsionadas con las características del campo de la velocidad del viento. Esta asociación se realiza mediante la búsqueda de la tabla de valores de conjuntos de señales del sensor estacionarias no distorsionados que más se ajustan a los límites del tiempo de ejecución, e informan de las características del campo de la velocidad del viento asociadas con los valores de la tabla como las características del campo de la velocidad de viento existentes en el momento en que se mide los conjuntos **162** de señales del sensor estacionarias no distorsionadas de tiempo de ejecución.  
30  
35

En una realización, los medios de búsqueda son un procedimiento de mínimos cuadrados que usan el error semidefinido positivo definido como los cuadrados de la diferencia entre los valores de la tabla y de tiempo de ejecución de los conjuntos de señales del sensor estacionarias no distorsionadas. El mínimo se encuentra mediante un procedimiento de búsqueda basado en gradiente. Este procedimiento matemático es bien conocido en la técnica. En otra realización, los medios de búsqueda utilizan la división binaria del dominio de los valores de los conjuntos de señales del sensor estacionarias no distorsionadas para encontrar un mínimo del error. Se pueden utilizar otros algoritmos conocidos en la técnica para la búsqueda de mínimos de funciones.  
40

En otra realización de la invención, los conjuntos de señales **200** se construyen usando señales de los sensores que miden desviaciones de las aspas en las direcciones x e y fijas del aspa y el giro del aspa en la coordenada z (aspa fija), en el que mediciones se realizan a una posición predeterminada a lo largo de cada aspa. Se utiliza el estándar MBC "1P". Las características del campo de la velocidad del viento elegidas para la tabla **142** son la velocidad promedio,  $V_m$ , la dirección del viento en el plano horizontal,  $\chi$ , y los primeros momentos en  $\xi$  y  $\zeta$  (x e y), A saber,  $\psi_1$  y  $\phi_1$ , respectivamente, también conocidos como la cizalladura del viento horizontal y vertical. La tabla a continuación asocia los nueve valores individuales que componen los tres conjuntos de señales estacionarias no distorsionadas con las cuatro características del campo de la velocidad del viento.  
45  
50

En otra realización más de la invención, se utilizan tres conjuntos de señales, que consisten en desviaciones de las aspas en las coordenadas x, y y z (aspa fija), medidas en un punto predeterminado a lo largo de cada aspa. En el procesamiento de cada uno de estos conjuntos de señales, los datos del conjunto de señales **200**, que se muestra en la figura 7, se pasa a través del estándar MPC "1p" **114** y MBC "2p" de orden superior **118**, para producir un conjunto de señales del sensor estacionarias no distorsionadas **220** con 5 valores escalares, a saber,  
55

$\{G_n^o, G_n^s, G_n^c\}$  desde el MBC "1p", y dos valores adicionales  $H_n^s, H_n^c$ .

Como se utilizan tres conjuntos de señales, hay un total de 15 valores escalares previstos para la entrada siguiente en la tabla **144**. Estos valores son:

$$\begin{matrix} G_x^{r0} & G_x^{rs} & G_x^{rc} & H_x^s & H_x^c \\ G_y^{r0} & G_y^{rs} & G_y^{rc} & H_y^s & H_y^c \\ G_z^{r0} & G_z^{rs} & G_z^{rc} & H_z^s & H_z^c \end{matrix}$$

- 5 Las características del campo de la velocidad del viento elegidas para la tabla son la velocidad promedio,  $V_m$ , la dirección del viento en el plano horizontal,  $\chi$ , y el primer y segundo momentos en x e y, a saber,  $\psi_1, \phi_1, \psi_2, \phi_2$ , respectivamente. La tabla **144** a continuación asocia los quince valores individuales que componen los tres conjuntos de señales del sensor estacionarias no distorsionadas con las seis características del campo de la velocidad del viento.
- 10 Durante la operación normal de la turbina, los conjuntos **162** de señales del sensor estacionarias no distorsionados de tiempo de ejecución y la tabla completa **144** están a disposición de unos medios de búsqueda **154** para asociar los valores de tiempo de ejecución de los conjuntos de señales del sensor estacionarias no distorsionados con las características del campo de la velocidad del viento. Esta asociación está formada por la búsqueda de la tabla de valores de conjuntos de señales del sensor estacionarias no distorsionadas que más se ajusten a los límites de tiempo de ejecución e informan de las características del campo de la velocidad del viento asociadas a los valores de la tabla como las características del campo de la velocidad del viento existentes en el momento en el que se miden los conjuntos **162** de señales del sensor estacionarias no distorsionadas.
- 15
- 20 Señalamos que pueden elegirse otras características del campo de la velocidad del viento, tales como, por ejemplo, los tres componentes de la velocidad en lugar del componente normal del viento  $V_3$  y la dirección del viento en el plano horizontal  $\chi$ . La mejor elección depende de la estrategia empleada para el control global de la turbina. También señalamos que el sistema descrito en el presente documento se puede utilizar conjuntamente con procedimientos para determinar las características del viento en base a soluciones a las ecuaciones que rigen para parte o toda la turbina eólica - en particular en un uso conjunto en el que parte de las características del viento se determinan mediante soluciones para las ecuaciones que rigen, y parte de las características del viento se determinan con el sistema enseñado en este documento.
- 25

**REIVINDICACIONES**

1. Un sistema de medición del campo de velocidad del viento para su uso en una turbina eólica que tiene un rotor con dos o más aspas, que comprende:

5 - al menos una señal de sensor obtenida mediante la medición de una cantidad física en al menos una de las aspas, siendo la cantidad física indicativa de al menos una característica del campo de velocidad del viento;

- una tabla (140, 142, 144) construida para una pluralidad de condiciones de viento mediante la asociación de valores que caracterizan los componentes cíclicos y constantes del al menos una señal de sensor con los valores de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento, y;

10 - unos medios de búsqueda (150, 152, 154) para determinar a partir de la tabla un valor de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento para valores dados de una condición de viento actual, que caracterizan los componentes cíclicos y constantes de la al menos una señal de sensor.

2. Sistema de medición de acuerdo con la reivindicación 1, para su uso en una turbina eólica que tiene un rotor con tres o más aspas, que comprende:

15 - al menos un conjunto de señales de sensor, comprendiendo cada al menos un conjunto de señales de sensor una señal de sensor por aspa obtenida mediante la medición de la misma cantidad física en cada una de las aspas, siendo la cantidad física indicativa de al menos una característica del campo de la velocidad del viento;

20 - una transformación de coordenadas de aspas múltiples para transformar el al menos un conjunto de señales de sensor en un conjunto de señales estacionarias;

en el que la tabla (140, 142, 144) está construida para una pluralidad de condiciones de viento mediante la asociación de valores que caracterizan el al menos un conjunto de señales estacionarias con valores de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento, y

25 en el que los medios de búsqueda (150, 152, 154) están adaptados para determinar a partir de la tabla un valor de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento para valores dados de una condición de viento actual que caracterizan el al menos un conjunto de señales estacionarias.

3. Sistema de medición de acuerdo con la reivindicación 2, que comprende:

30 - un primer conjunto de señales de sensor que comprende una señal de sensor por aspa obtenida mediante la medición de la misma primera cantidad física en cada una de las aspas, siendo la primera cantidad física indicativa de al menos una característica del campo de la velocidad del viento;

35 - un segundo conjunto de señales de sensor que comprende un señal de sensor por aspa obtenida mediante la medición de la misma segunda cantidad física en cada una de las aspas, siendo la segunda cantidad física indicativa de al menos una característica del campo de la velocidad del viento, no siendo el segundo conjunto de señales de sensor esencialmente proporcional al primer conjunto de señales del sensor;

- una primera transformación de coordenadas de múltiples aspas para transformar el primer conjunto de señales del sensor en un primer conjunto de señales estacionarias;

- una segunda transformación de coordenadas de múltiples aspas para transformar el segundo conjunto de señales del sensor en un segundo conjunto de señales estacionarias;

40 en el que la tabla (140, 142, 144) está construida para una pluralidad de condiciones de viento mediante la asociación de valores que caracterizan el primer conjunto de señales estacionarias y valores que caracterizan el segundo conjunto de señales estacionarias, con los valores de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento, y;

45 en el que los medios de búsqueda (150, 152, 154) están adaptados para determinar a partir de la tabla un valor de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento, para valores dados de una condición actual del viento que caracterizan el primer conjunto de señales estacionarias y valores que caracterizan el segundo conjunto de señales estacionarias.

4. Sistema de medición de acuerdo con las reivindicaciones 2 ó 3, que también comprende un filtro para eliminar errores de distorsión presentes en un conjunto de señales estacionarias.

50 5. Sistema de medición de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el filtro es un filtro de paso bajo (116) con una frecuencia de corte del filtro por debajo de tres veces la frecuencia de rotación del rotor.

6. Sistema de medición de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que también comprende medios de calibración (110) para calibrar una señal de sensor proporcionando una ganancia y/o desplazamiento variable a la señal del sensor.
- 5 7. Sistema de medición de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que una cantidad física comprende al menos una de una tensión del aspa y una desviación del aspa, y en el que la cantidad física es medida en una posición predeterminada en al menos una de las aspas.
8. Sistema de medición de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que una característica del campo de la velocidad del viento comprende al menos una de la velocidad del viento, la dirección del viento, la cizalladura horizontal del viento y la cizalladura vertical del viento.
- 10 9. Sistema de medición de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que también comprende:
- al menos un conjunto de señales del sensor, comprendiendo cada al menos un conjunto de señales del sensor una señal de sensor por aspa obtenida mediante la medición de la misma cantidad física en cada una de las aspas, siendo la cantidad física indicativa de al menos una característica del campo de la velocidad del viento;
- 15 - un sistema de transformación para transformar el al menos un conjunto de señales del sensor en un conjunto de señales estacionarias, comprendiendo el conjunto de señales estacionarias valores que caracterizan los valores constantes y la variación cíclica de cada señal del sensor;
- en el que la tabla (140, 142, 144) está construida para una pluralidad de condiciones de viento mediante la asociación de valores que caracterizan el al menos un conjunto de señales estacionarias con valores de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento, y;
- 20 en el que los medios de búsqueda (150, 152, 154) están adaptados para determinar a partir de la tabla un valor de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento para valores dados de una condición del viento actual que caracterizan el al menos un conjunto de señales estacionarias.
10. Un procedimiento para medir un campo de la velocidad del viento en una turbina eólica que tiene un rotor con dos o más aspas, que comprende las etapas de:
- 25 - obtener al menos un señal de sensor mediante la medición de una cantidad física en al menos una de las aspas, siendo la cantidad física indicativa de al menos una característica del campo de la velocidad del viento;
- construir una tabla (140, 142, 144) para una pluralidad de condiciones de viento mediante la asociación de valores que caracterizan los componentes cíclicos y constantes de la al menos una señal de sensor con valores de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento;
- 30 - determinar a partir de la tabla un valor de la al menos una característica del campo de la velocidad del viento para valores dados de una condición de viento actual que caracterizan los componentes cíclicos y constantes de la al menos una señal del sensor.
- 35 11. Un programa de ordenador para medir un campo de velocidad del viento en una turbina eólica que tiene un rotor con dos o más aspas, comprendiendo el programa de ordenador unos medios de código de programa para hacer que un sistema de medición del campo de la velocidad del viento como se define en las reivindicaciones 1 ó 9, para realizar las etapas del procedimiento de medición de un campo de la velocidad del viento como se define en la reivindicación 10, cuando el programa informático se ejecuta en un ordenador que controla el sistema de medición
- 40 del campo de la velocidad del viento.
12. Una turbina eólica que tiene un rotor y dos o más aspas, que comprende un sistema de medición del campo de la velocidad del viento como se define en las reivindicaciones 1 ó 9.
13. Un sistema de control de una turbina eólica para su uso en una turbina eólica que tiene un rotor con dos o más aspas, que comprende:
- 45 - un sistema de medición del campo de la velocidad del viento como se define en las reivindicaciones 1 ó 9;
- unos medios para el control de una característica de la turbina eólica en base a un valor de al menos una característica del campo de la velocidad del viento medida por el sistema de medición del campo de la velocidad del viento para una condición actual del viento.

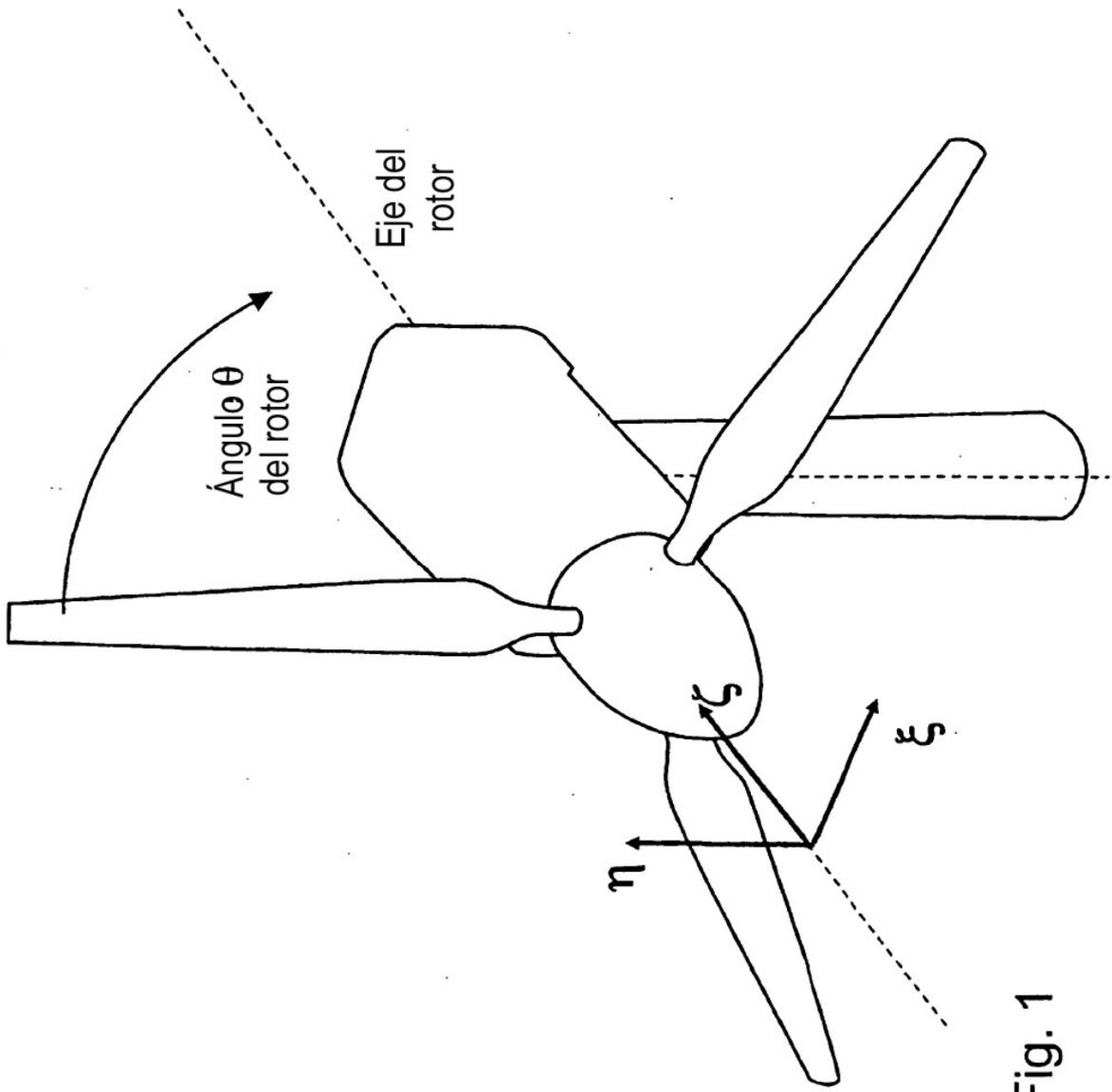


Fig. 1

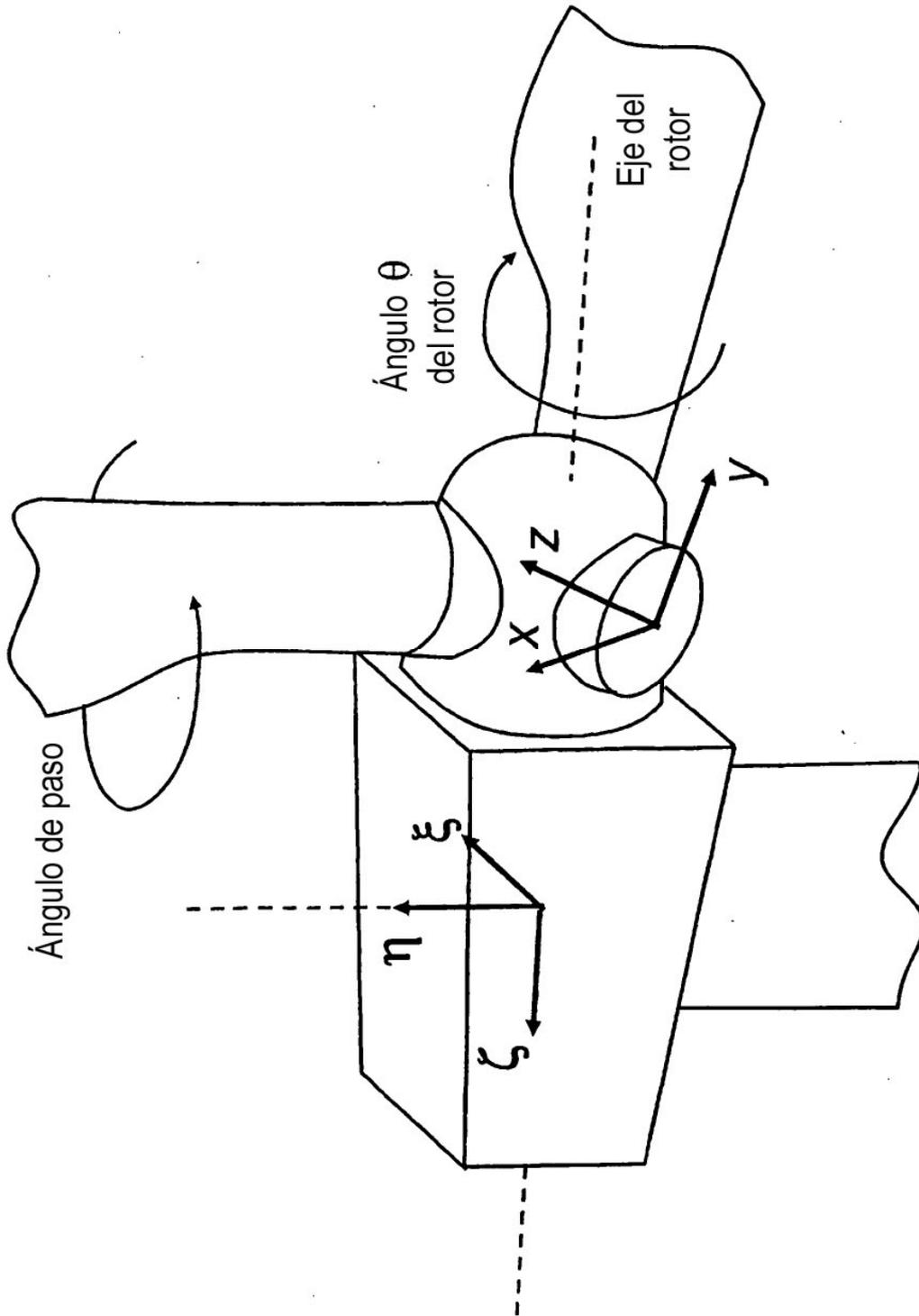


Fig. 2

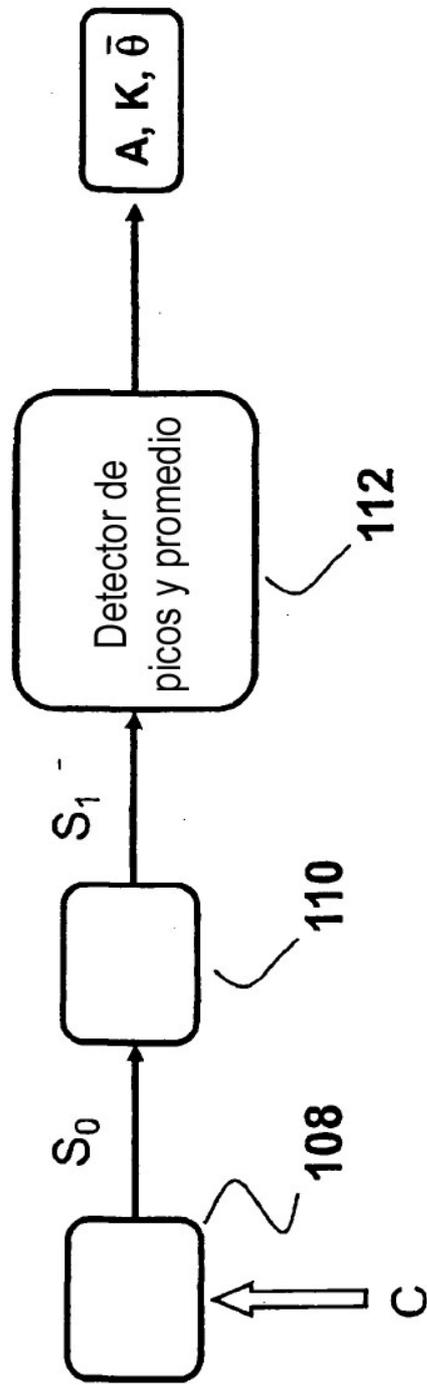


Fig. 3

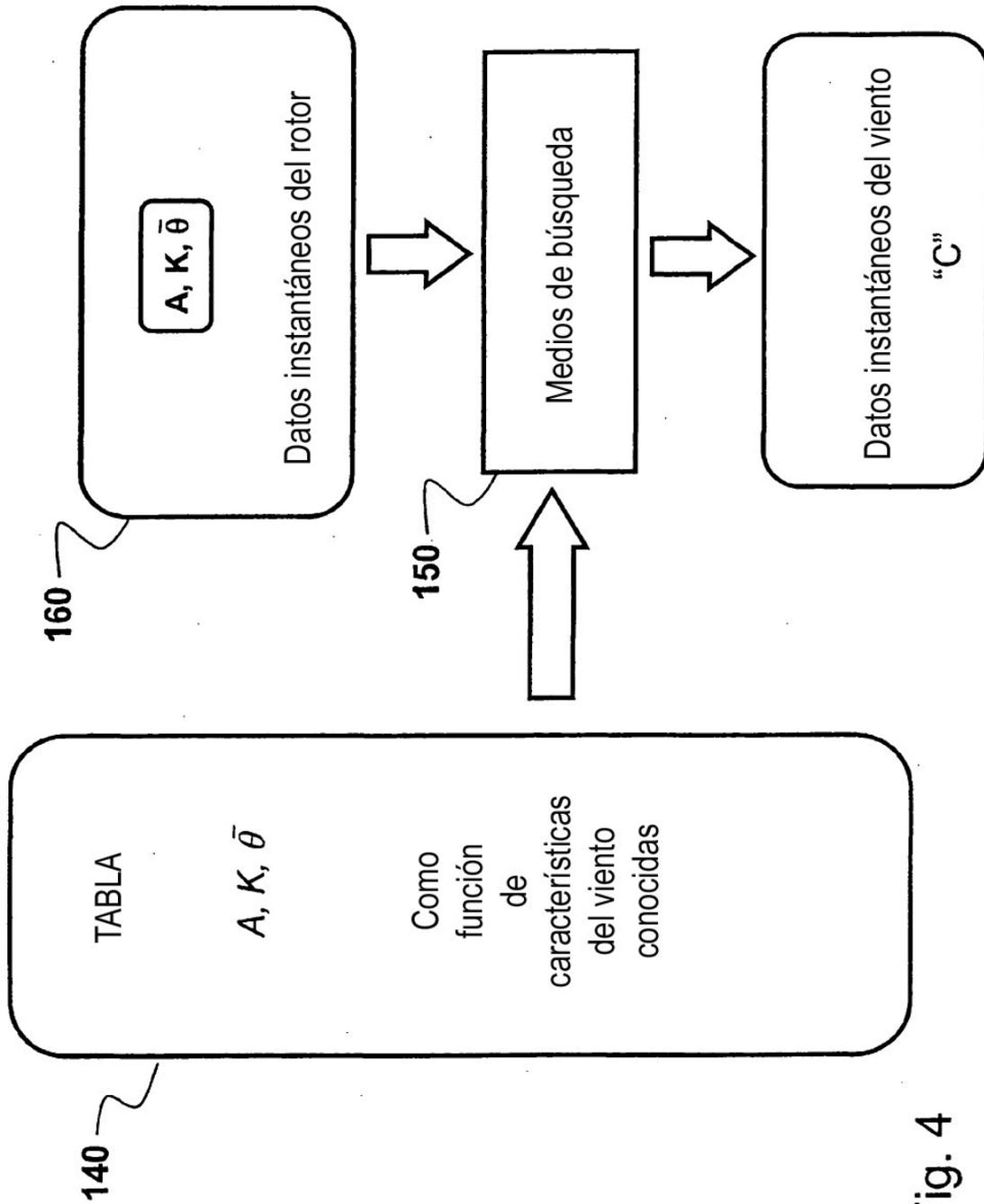
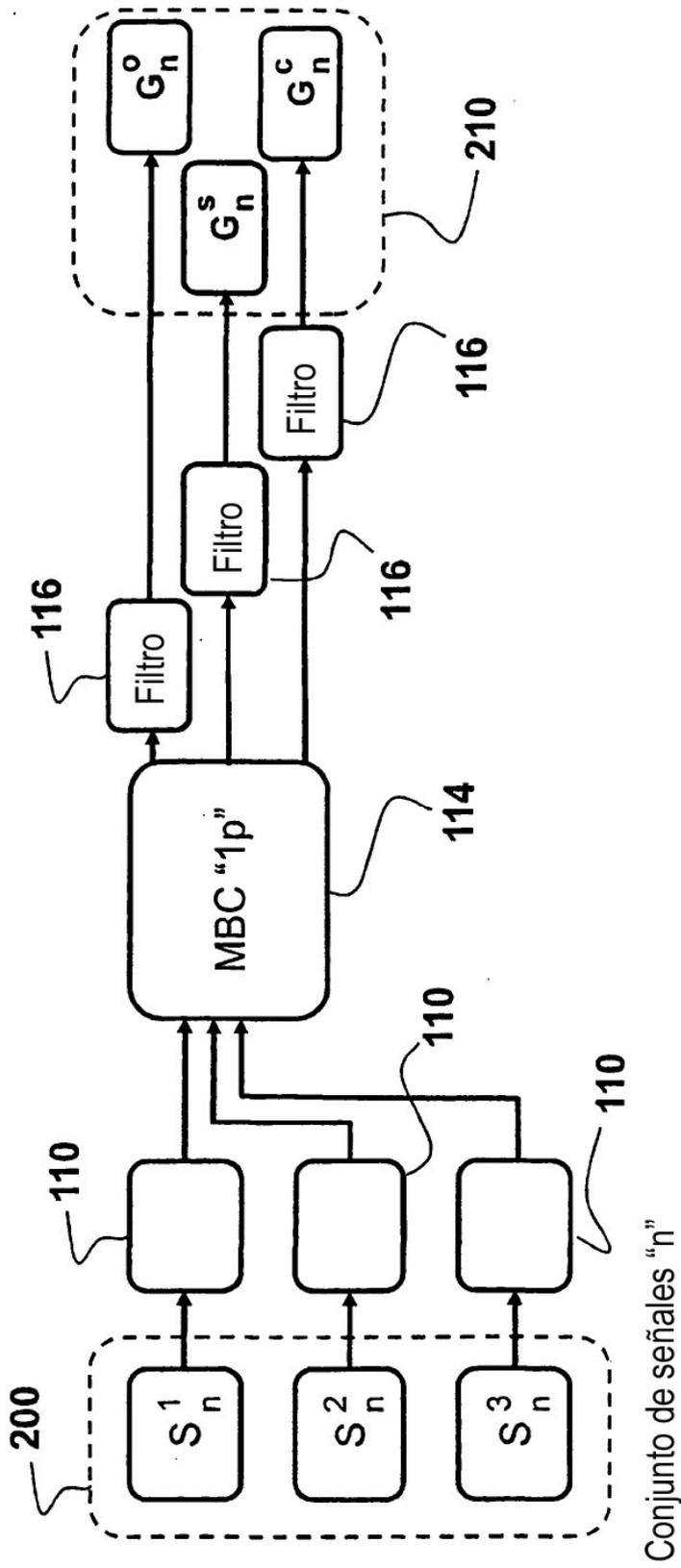


Fig. 4



Corrección de ganancia

Fig. 5

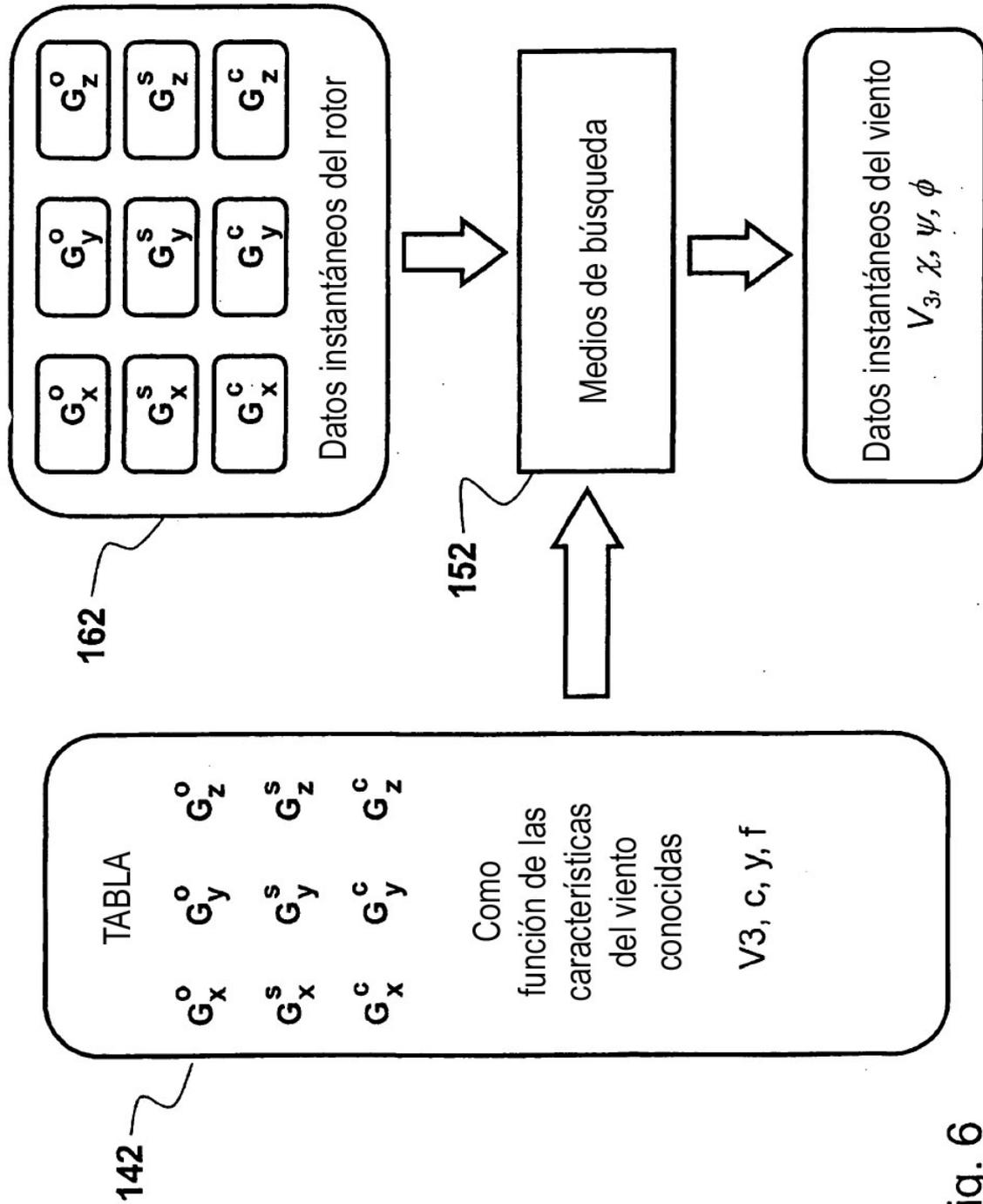


Fig. 6

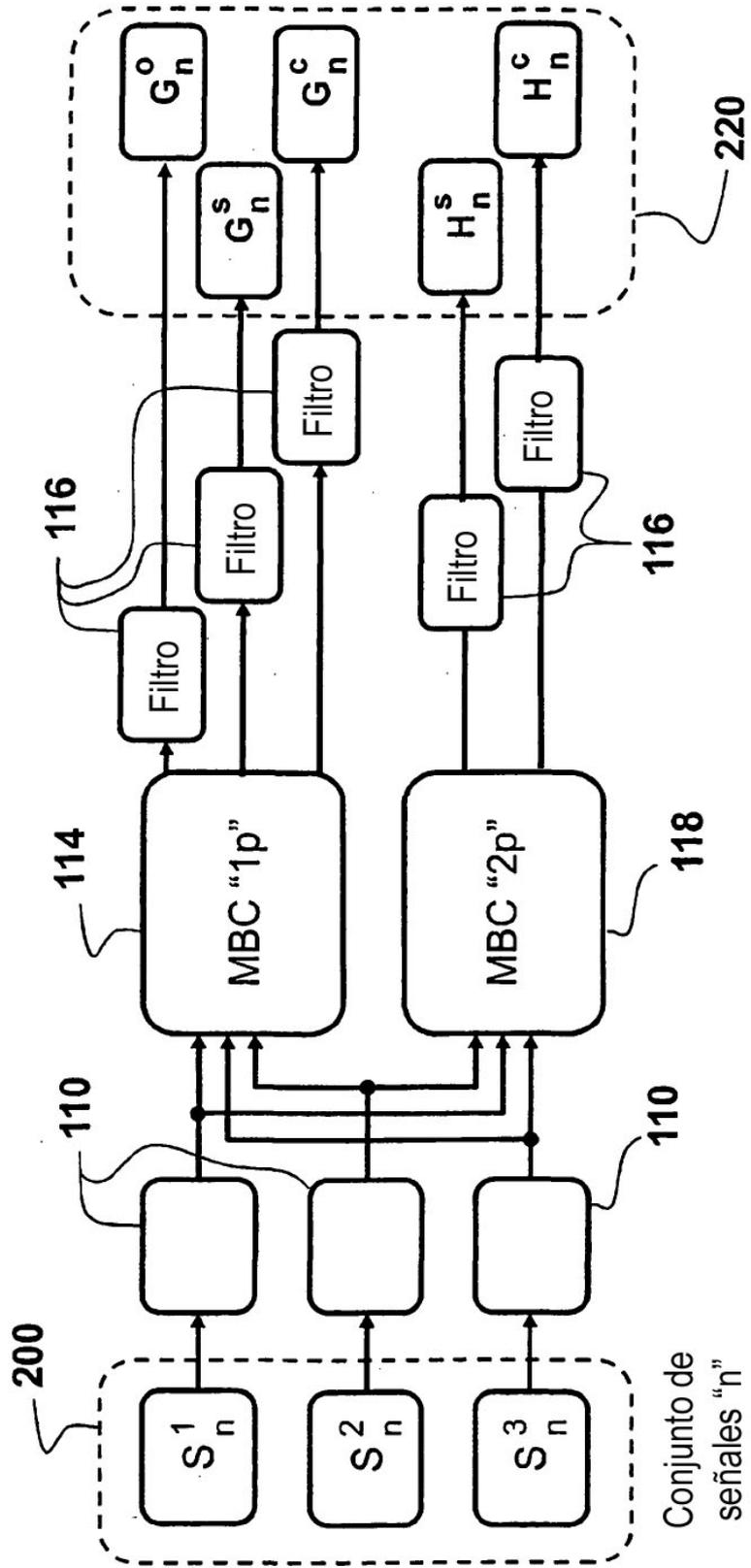


Fig. 7

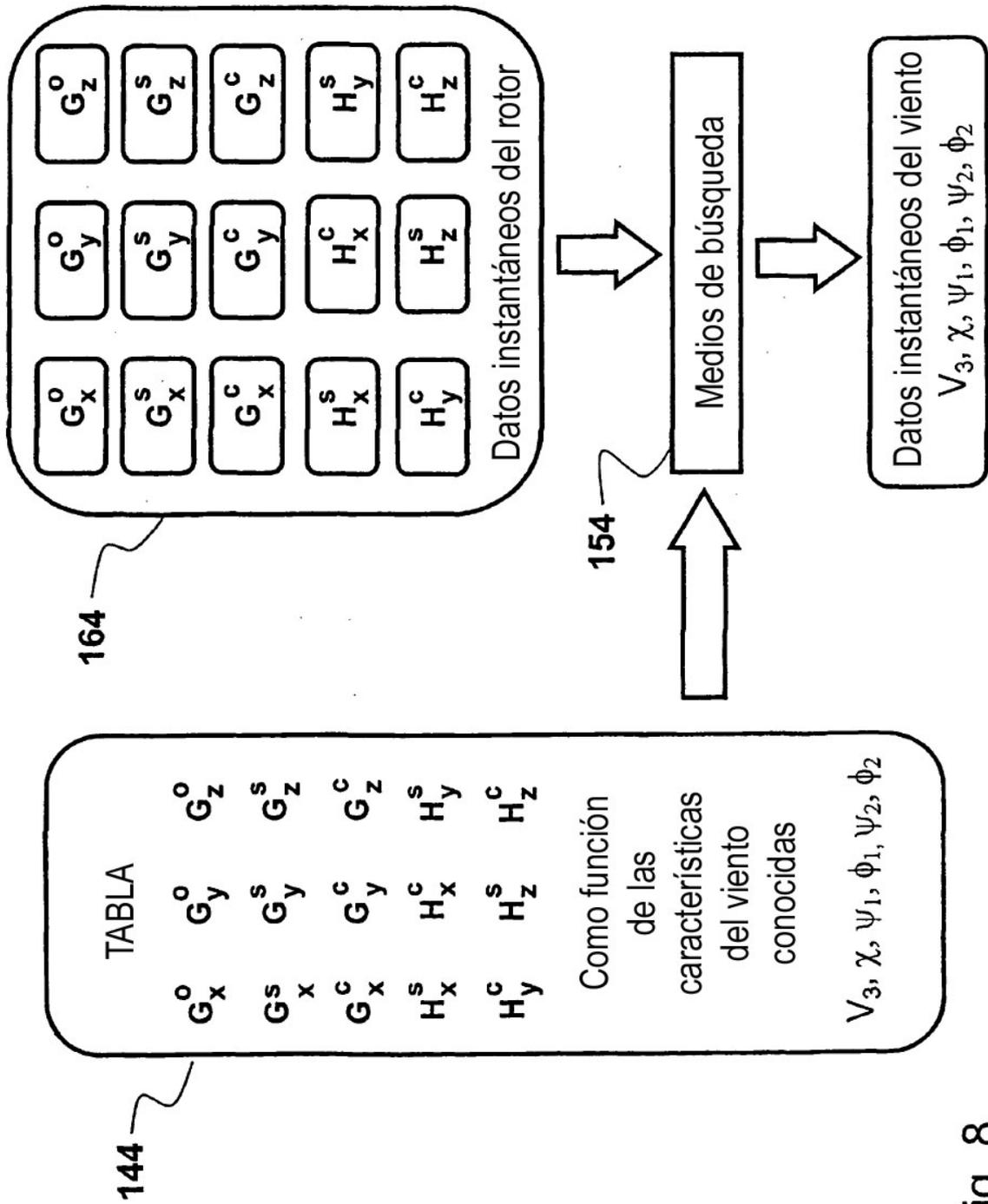


Fig. 8