

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 511 090**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/04**

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **09.02.2011 E 11706771 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **30.07.2014 EP 2553263**

54 Título: **Dispositivo de control para una instalación de energía eólica**

30 Prioridad:

**01.04.2010 DE 102010016292**

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

**22.10.2014**

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 2 511 090 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

Dispositivo de control para una instalación de energía eólica

5 La invención se refiere a un dispositivo de control para una instalación de energía eólica con un sistema eléctrico y un rotor que comprende varias palas de rotor, el cual se acciona por el viento y entrega una potencia de rotor mecánica al sistema eléctrico que la transforma al menos en parte en una potencia eléctrica, con un medio sensor de pala asociado al menos a una de las palas de rotor, que mide al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor dependiente de al menos una magnitud característica de un campo de viento que describe el viento en el emplazamiento del rotor y proporciona al menos una señal de sensor de pala que caracteriza esta al menos una propiedad. Además, la invención se refiere a un procedimiento para el control del funcionamiento de una instalación de energía eólica.

10 La solicitud de patente europea nº 09013565.8 da a conocer un sistema previsto para la aplicación en una instalación de energía eólica que comprende un rotor con dos o más palas para la medición de un campo de velocidades del viento, obteniéndose al menos una señal de sensor mediante la medición de una propiedad física en al menos una de las palas de rotor, la cual es característica para al menos una magnitud característica del campo de velocidades del viento. Se elabora una tabla para varias condiciones de viento que pone en relación la al menos una señal de sensor con los valores para la al menos una magnitud característica del campo de velocidades del viento. Mediante una unidad de búsqueda y a partir de la tabla se determina un valor para la al menos una magnitud característica del campo de velocidades del viento mediante los valores dados para una condición de viento actual, los cuales caracterizan la al menos una señal de sensor.

15 El documento US 6 320 272 da a conocer una instalación de energía eólica con una góndola y un sistema de anemometría láser montado sobre la góndola para la determinación de las velocidades del viento delante de la instalación de energía eólica.

20 La potencia eléctrica generada por una instalación de energía eólica es muy interesante y tiene una importante financiera tanto para el fabricante de la instalación de energía eólica, como también para el operador de la instalación de energía. La potencia generada de forma instantánea por la instalación de energía eólica depende, por un lado, del estado de las partes mecánicas de la instalación, inclusive de las palas de rotor, de la cadena cinemática, de los componentes eléctricos y del control de estas partes de la instalación y, por otro lado, de las magnitudes características del viento, como la intensidad del viento, la dirección del viento en relación a la orientación del rotor y el cizallamiento horizontal y vertical del viento, en la zona de la superficie barrida por el rotor. Estas magnitudes características son específicas para la ubicación de la instalación de energía eólica y dependen tanto de su situación geográfica como también de las condiciones atmosféricas. Si además están muy juntas varias instalaciones de energía eólica en un parque eólica, una instalación de energía eólica puede influir adicionalmente debido a sus sombras de viento en la generación de potencia eléctrica de otra instalación de energía eólica.

25 La potencia eléctrica esperada, que constituye habitualmente una parte de las obligaciones contractuales entre fabricante y operador, está definida en general por las condiciones generales predeterminadas por el fabricante, como por ejemplo el funcionamiento de la instalación de energía eólica en el suelo en caso de viento permanente. Entre las partes pueden producirse litigios cuando la potencia generada realmente no concuerda con la potencia esperada. Por consiguiente, tanto para el fabricante como también para el operador existe la necesidad de un método que posibilite una estimación exacta y fiable del estado de funcionamiento de la instalación de energía eólica, a fin de poder verificar si la potencia real de la instalación de energía eólica concuerda con las especificaciones del fabricante.

30 Una estimación exacta de la potencia eléctrica generada de forma instantánea por la instalación de energía eólica durante su vida útil ofrecería adicionalmente la ventaja para el operador de identificar problemas en las partes mecánicas de la instalación de energía eólica mediante comparación del valor estimado para la potencia eléctrica con el valor medido para la potencia eléctrica, cuando el valor estimado y el valor medido se desvían uno de otro por encima de una medida predeterminada (el valor estimado para la potencia eléctrica también se puede designar como potencia eléctrica esperada).

35 Actualmente no es posible la determinación de un valor estimado para la potencia eléctrica en una ubicación determinada ni de forma instantánea ni durante un intervalo de tiempo con una exactitud suficiente, dado que las magnitudes características del viento no se conocen en la superficie barrida por el rotor. Los dispositivos de medida dispuestos en el extremo superior de la góndola, como anemómetro y veleta, son demasiado inexactos dado que sólo miden el viento en un único punto espacial y no en la superficie barrida por el rotor. Además, debido a la góndola y debido al torbellino causado por cada pala se producen distorsiones en el campo de viento por lo que se dificulta una medición exacta.

40 Datos de viento de calidad mayor se pueden proporcionar por un mástil meteorológico. No obstante, la distancia entre el mástil y la instalación de energía eólica conduce a desviaciones desconocidas de la velocidad del viento en el

emplazamiento del rotor, por lo que se impide el cálculo de un valor estimado exacto para la potencia eléctrica. Este aspecto se vuelve todavía más problemático cuando sólo se usa un único o pocos mástiles para un gran parque eólico, que puede comprender hasta varios cientos de instalaciones de energía eólicas que están dispuestas de forma distribuida sobre una gran superficie. Una disminución de la distancia entre los mástiles y las instalaciones de energía eólica mediante el uso de un gran número de mástiles reduciría el problema, pero el coste necesario para ello sería demasiado grande y caro. Otra desventaja consiste en que cada mástil sólo puede medir el cizallamiento del viento en la dirección vertical, de modo que se desconoce el cizallamiento horizontal del viento.

Los sistemas ópticos montados en la góndola, como por ejemplo sistemas LIDAR (inglés: LIDAR = Light detection and ranging), pueden medir a través del plano de rotor en el campo de viento que ingresa, no obstante, la medición sólo se realiza a lo largo de un rayo láser, de modo que la zona analizable partiendo de la posición de medida está limitada a un cono cuya superficie de corte con la superficie barrida por el rotor sólo representa una parte de la misma. Por consiguiente las magnitudes características del viento sólo se pueden medir de forma insuficiente sobre la superficie barrida por el rotor.

Por ello existe el deseo de crear una posibilidad disponible preferentemente en todo momento para la determinación de un valor estimado exacto para la potencia eléctrica de una instalación de energía eólica.

La invención tiene por consiguiente el objetivo de poder constituir un valor estimado lo más exacto posible para la potencia eléctrica de una instalación de energía eólica. Preferentemente también debe ser posible una comparación de este valor estimado con la potencia eléctrica real de la instalación de energía eólica.

Este objetivo se consigue según la invención con un dispositivo de control según la reivindicación 1 con un procedimiento según la reivindicación 9. En las reivindicaciones dependientes se ofrecen perfeccionamientos preferidos de la invención.

El dispositivo de control según la invención para una instalación de energía eólica con un sistema eléctrico y un rotor que comprende varias palas de rotor, el cual se acciona por el viento y entrega una potencia de rotor mecánica al sistema eléctrico que la convierte al menos en parte en una potencia eléctrica, comprende – un medio sensor de pala asociado a al menos una de las palas de rotor, que mide al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor dependiente de al menos una magnitud característica de un campo de viento que describe el viento en el emplazamiento del rotor y proporciona al menos una señal de sensor de pala que caracteriza está al menos una propiedad, y – una unidad de estimación, que usando la al menos una señal de sensor de pala determina un valor estimativo para la potencia eléctrica.

Dado que la al menos una propiedad física de la pala de rotor depende de la al menos una magnitud característica del campo de viento, el valor estimado para la potencia de rotor eléctrica se determina en base a la información que procede directamente de la superficie barrida por el rotor. Por consiguiente ya no se producen inexactitudes debido a una distancia entre la superficie barrida y el emplazamiento de la medición. Además, la pala de rotor circula en la superficie barrida por el rotor, de modo que está disponible una multiplicidad de información sobre el campo de viento en el emplazamiento de la superficie barrida. Esto tiene como consecuencia que el valor estimado para la potencia eléctrica es relativamente exacto.

También se tienen en cuenta preferentemente una o varias propiedades de la instalación de energía eólica para la determinación del valor estimado para la potencia eléctrica. Pero dado que se conocen estas propiedades no supone una dificultad el tenerlas en cuenta. Tales propiedades pueden comprender, por ejemplo, las propiedades aerodinámicas y/o mecánicas del rotor y/o de la al menos una pala de rotor, la posición del medio sensor, las propiedades mecánicas y/o dinámicas de la cadena cinemática y/o las propiedades eléctricas del sistema eléctrico.

El campo de viento describe las propiedades del viento en el emplazamiento del rotor, en particular en la zona de la superficie barrida por el rotor. Las propiedades del viento comprenden en particular la velocidad del viento, la dirección del viento, el cizallamiento horizontal del viento y el cizallamiento vertical del viento. La al menos una magnitud característica del campo de viento caracteriza al menos una de las propiedades del viento, en particular en forma de un valor medio espacial, que se constituye en base a los valores para la al menos una propiedad del viento en emplazamientos diferentes en la zona de la superficie barrida por el rotor. La al menos una magnitud característica del campo de viento caracteriza preferiblemente la velocidad del viento y/o la dirección del viento y/o el cizallamiento horizontal del viento y/o el cizallamiento vertical del viento. El campo de viento es o comprende, por ejemplo, un campo de velocidades del viento.

Según una mejora de la invención, la unidad de estimación comprende un estimador de campo de viento que usando la al menos una señal de sensor de pala determina un valor estimado para la potencia de rotor mecánica, y un estimador de potencia, que en base al valor estimado para la potencia de rotor mecánica determina el valor estimado para la potencia eléctrica. Preferentemente el estimador de campo de viento determina, usando la al menos una señal de sensor de pala, al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y el

valor estimado para la potencia de rotor mecánica, que se determina preferiblemente en base al al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento. Según una configuración de la invención, el al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento es al menos un valor estimado que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento.

5 El modo de proceder descrito arriba articula la determinación del valor estimado para la potencia eléctrica, en particular en varias etapas. En una primera de las etapas se determina preferiblemente el valor estimado para la potencia de rotor mecánica, y en una segunda de las etapas se determina preferiblemente el valor estimado para la potencia eléctrica en base a este valor. Esto ha demostrado ser ventajoso debido a la complejidad de la determinación del valor estimado para la potencia eléctrica. Dado que en la primera etapa se considera en particular la conversión de la potencia de rotor mecánica en la potencia eléctrica, para las etapas se puede recurrir respectivamente a modelizaciones. En la primera etapa, preferiblemente usando la al menos una señal de sensor de pala y/o la al menos una propiedad física medida de la al menos una pala de rotor se determina el al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento. Esto es ventajoso porque este al menos un valor describe el viento en el emplazamiento del rotor y la potencia de rotor mecánica depende del viento en el emplazamiento del rotor. Por consiguiente la primera etapa está articulada preferiblemente en varias etapas parciales. En una primera de las etapas parciales se describe preferentemente el viento en el emplazamiento del rotor, y en una segunda de las etapas se determina preferentemente en función del viento en el emplazamiento del rotor la potencia de rotor mecánica. En la primera etapa parcial, usando la al menos una señal de sensor de pala y/o la al menos una propiedad física medida de la al menos una pala de rotor, se determina el al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento, y en la segunda etapa parcial se determina preferiblemente, en particular en función de este al menos un valor, la potencia de rotor mecánica. Por consiguiente para las etapas parciales se puede recurrir respectivamente a la modelización apropiada. Pero el modo de proceder aquí descrito no se debe entender como limitante, de modo que la determinación del valor estimado para la potencia eléctrica también se puede realizar de otro modo.

El al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento caracteriza preferiblemente la velocidad del viento y/o la dirección del viento y/o el cizallamiento horizontal del viento y/o el cizallamiento vertical del viento, en particular en el emplazamiento de la superficie barrida por el rotor. Preferentemente a partir del al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento se puede derivar un valor o valor estimado para la al menos una magnitud característica del campo de viento. El al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento constituye preferiblemente al menos un valor o valor estimado para la al menos una magnitud característica del campo de viento.

El estimador de campo de viento calcula el al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y/o el valor estimado para la potencia de rotor mecánica, por ejemplo aplicando un o al menos un procedimiento para la identificación del sistema. Según una configuración de la invención, el estimador de campo de viento determina el al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y/o el valor estimado para la potencia de rotor mecánica aplicando una o al menos una transformación MBC (transformación Multi-Blade-Coordinate). Por ejemplo, la al menos una transformación MBC puede comprender una transformación MBC 1p o una transformación MBC 2p.

La unidad de estimación comprende preferiblemente una o al menos una tabla de campo de viento, en la que para condiciones de viento diferentes están depositados los valores que caracterizan la al menos magnitud característica del campo de viento y valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica, estando en relación los valores para la determinación de la potencia de rotor mecánica en particular con los valores que caracterizan la al menos una magnitud característica del campo de viento. El estimador de campo de viento determina el valor estimado para la potencia de rotor mecánica preferiblemente usando la tabla de campo de viento. En particular el estimador de campo de viento localiza un valor depositado en la tabla de campo de viento para la estimación de la potencia de rotor mecánica (al menos) en función de la al menos una señal de sensor de pala o de un valor o juego de valores derivados de ésta. En base al valor localizado de la tabla de campo de viento para la estimación de la potencia de rotor mecánica, el estimador de campo de viento constituye el valor estimado para la potencia de rotor mecánica. Preferentemente el valor localizado de la tabla de campo de viento se corresponde ya con el valor estimado para la potencia de rotor mecánica. La determinación del valor para la estimación de la potencia de rotor mecánica de la tabla de campo de viento se realiza preferiblemente mediante una unidad de búsqueda que está comprendida, por ejemplo, por el estimador de campo de viento. La tabla de campo de viento está depositada o almacenada en particular en el estimador de campo de viento. Los valores depositados en la tabla de campo de viento se pueden calcular, por ejemplo, mediante la modelización y/o localizar mediante ensayos. En particular la tabla de campo de viento se elabora de antemano y por consiguiente está predeterminada de modo que se puede utilizar por el estimador de campo de viento.

El medio sensor de pala mide la al menos una propiedad física, en particular varias veces una tras otra,

preferentemente de forma continua. El estimador de campo determina preferiblemente uno tras otro varios valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica y bajo promediación temporal o mediante promediación temporal de estos valores constituye el valor estimado para la potencia de rotor mecánica, que representa por ello un valor medio temporal para la potencia de rotor mecánica estimada. La promediación se realiza preferentemente durante un intervalo de tiempo preseleccionado. El valor estimado para la potencia de rotor mecánica constituye un valor medio continuo.

El estimador de potencia calcula el valor estimado para la potencia eléctrica, por ejemplo, aplicando un o al menos un procedimiento para la identificación del sistema. La unidad de estimación comprende preferiblemente una tabla de potencia en la que para condiciones de funcionamiento diferentes de la instalación de energía eólica están depositados valores de funcionamiento dependientes de la potencia de rotor mecánica y valores de potencia para la estimación de la potencia eléctrica, estando en relación los valores de potencia para la estimación de la potencia eléctrica preferentemente con los valores de funcionamiento dependientes de la potencia de rotor mecánica. El estimador de potencia determina el valor estimado para la potencia eléctrica preferentemente usando la tabla de potencia. En particular el estimador de potencia localiza un valor depositado en la tabla de potencia para la estimación de a potencia eléctrica (al menos) en función del valor estimado para la potencia de rotor mecánica. En base al valor localizado de la tabla de potencia para la estimación de la potencia eléctrica, el estimador de potencia constituye el valor estimado para la potencia eléctrica. El valor localizado de la tabla de potencia se corresponde ya con el valor estimado para la potencia eléctrica. La tabla de potencia está depositada o almacenada en particular en el estimador de potencia. Los valores depositados en la tabla de potencia se pueden calcular, por ejemplo, mediante la modelización y/o localizar mediante ensayos. En particular la tabla de potencia se elabora de antemano y por consiguiente está predeterminada de modo que se puede usar por el estimador de potencia.

Los valores de funcionamiento dependientes de la potencia mecánica comprenden preferiblemente al menos valores para la potencia de rotor mecánica. Pero adicionalmente estos valores de funcionamiento también pueden comprender valores para la velocidad de rotación del rotor y/o valores para la aceleración del rotor y/o valores para la temperatura ambiente y/o valores de consigna para la potencia eléctrica y/u otros valores. Los valores depositados en la tabla de potencia caracterizan preferiblemente estados de funcionamiento estacionarios de la instalación de energía eólica, en los que la velocidad de rotación del rotor es respectivamente constante o esencialmente constante. Pero en el caso de estados de funcionamiento estacionarios diferentes se pueden diferenciar las velocidades de rotación del rotor. Complementariamente o alternativamente es posible que los o algunos de los valores depositados en la tabla de potencia caractericen al menos un estado de aceleración y/o al menos un estado de deceleración de la instalación de energía eólica, aumentando la velocidad de rotación en el estado de aceleración y cayendo en el estado de deceleración.

Según un perfeccionamiento de la invención, el estimador de potencia determina los valores estimados para la potencia eléctrica adicionalmente en base al al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento. Esto puede ser por ello ventajoso, por ejemplo, porque se controla o regula el sistema eléctrico preferiblemente en función de las condiciones de viento. Las condiciones de viento pueden influir por consiguiente en la conversión de la potencia de rotor mecánica en la potencia eléctrica.

La potencia eléctrica se regula preferentemente en función de al menos un valor de consigna para la potencia eléctrica, en particular mediante una unidad de control. Preferiblemente está prevista una unidad de señalización que puede consultar el al menos un valor de consigna para la potencia eléctrica y ponerlo a disposición de la unidad de estimación y/o el estimador de potencia. La unidad de señalización consulta el al menos un valor de consigna preferentemente de la unidad de control. En particular el al menos un valor de consigna comprende un valor de consigna para la potencia activa eléctrica y/o un valor de consigna para la potencia reactiva eléctrica. La unidad de estimación y/o el estimador de potencia determina preferiblemente el valor estimado para la potencia eléctrica adicionalmente en base al al menos un valor de consigna para la potencia eléctrica. Esto es por ello ventajoso, por ejemplo, porque la conversión de la potencia de rotor mecánica en la potencia eléctrica se influye preferiblemente por el al menos un valor de consigna. La unidad de control, en la que está almacenado en particular el al menos un valor de consigna, está constituida preferentemente por el control principal (control de instalación general) de la instalación de energía eólica o por una parte de este control.

Según una configuración de la invención está previsto un medio sensor de aire, que mide al menos una propiedad física del aire en el emplazamiento de la instalación de energía eólica y proporciona al menos una señal de sensor de aire que caracteriza esta al menos una propiedad física del aire. Preferentemente se mide la propiedad física del aire en el emplazamiento del rotor. En particular el estimador de campo de viento determina el al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y/o el valor estimado para la potencia de rotor mecánica adicionalmente usando la al menos una señal de sensor de aire, de modo que los valores se pueden mejorar con vistas a su exactitud. El medio sensor de aire presenta preferiblemente un sensor de densidad de aire que mide la densidad del aire y/o un sensor de temperatura que mide la temperatura del aire, de modo que la al menos una propiedad física del aire comprende la densidad del aire y/o la temperatura del aire.

5 Según una configuración de la invención está previsto un medio sensor de rotor, mediante el que se mide al menos una propiedad física del rotor y se proporciona al menos una señal de sensor de rotor que caracteriza esta al menos una propiedad del rotor. La al menos una propiedad física del rotor comprende preferiblemente el ángulo del rotor y/o la velocidad de rotación del rotor (velocidad del rotor) y/o el ángulo de pala de la al menos una pala de rotor y/o la aceleración del rotor.

10 El estado de funcionamiento de la instalación de energía eólica está caracterizado preferiblemente por al menos una magnitud de estado de funcionamiento, que comprende la al menos una propiedad física del aire y/o la al menos una propiedad física del rotor. La al menos una magnitud de estado de funcionamiento se mide preferiblemente mediante el medio sensor de aire y/o mediante el medio sensor de rotor. Preferentemente la al menos una magnitud de estado de funcionamiento está caracterizada por al menos una señal de magnitud de estado de funcionamiento, que comprende en particular la al menos una señal de sensor de aire y/o la al menos una señal de sensor de rotor.

15 Según un perfeccionamiento de la invención, en la tabla de campo de viento adicionalmente para estados de funcionamiento diferentes de la instalación de energía eólica están depositados valores para la al menos una magnitud de estado de funcionamiento, estando en relación los valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica preferentemente adicionalmente con los valores para la al menos una magnitud de estado de funcionamiento. En particular el estimador de campo de viento localiza un valor depositado en la tabla de campo de viento para la estimación de la potencia de rotor mecánica usando la al menos una señal de sensor de pala y la al menos una señal de magnitud de estado de funcionamiento. El valor para la estimación de la potencia de rotor mecánica se localiza preferiblemente mediante la unidad de búsqueda.

20 El medio sensor de pala está dispuesto preferiblemente en el rotor. En particular el medio sensor de pala está dispuesto en la al menos una pala de rotor y/o en un buje de rotor del rotor con el que están conectadas las palas de rotor.

25 La al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor es o comprende preferiblemente al menos una propiedad mecánica de la al menos una pala de rotor. En particular esta al menos una propiedad es o comprende al menos una deformación de la al menos una pala de rotor, que es preferiblemente una o al menos una deformación elástica.

30 Según un perfeccionamiento de la invención, el medio sensor de pala comprende al menos un sensor de alargamiento que mide un alargamiento de la al menos una pala de rotor y/o al menos un sensor de torsión que mide una torsión de la al menos una pala de rotor y/o al menos un sensor de flexión que mide una flexión de la al menos una pala de rotor. En particular el sensor de alargamiento y/o el sensor de torsión y/o el sensor de flexión están dispuestos respectivamente en al menos una posición predeterminada de la al menos una pala de rotor o del buje de rotor. La al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor comprende por consiguiente un alargamiento y/o una torsión y/o una flexión de la al menos una pala de rotor, en particular en la o las al menos unas posiciones predeterminadas.

35 Según una configuración de la invención está previsto un equipo de medida para la potencia eléctrica, mediante el que se mide un valor actual de la potencia eléctrica. Por consiguiente tanto el valor estimado para la potencia eléctrica, como también el valor actual de la potencia eléctrica se ponen a disposición con finalidades de evaluación. En particular está previsto un sistema de adquisición de datos que recibe el valor estimado para la potencia eléctrica y el valor actual de la potencia eléctrica. Preferentemente estos valores se acumulan por el sistema de adquisición de datos y/o almacenan al menos temporalmente en éste. El sistema de adquisición de datos calcula preferiblemente la diferencia entre y/o el cociente del valor estimado para la potencia eléctrica y el valor actual de la potencia eléctrica. Pero el cálculo de esta diferencia y/o este cociente también se puede realizar en otro lugar o externamente. El sistema de adquisición de datos también se puede designar, por ejemplo, como unidad de adquisición de datos.

45 Según un perfeccionamiento de la invención está previsto un equipo de medida para la potencia mecánica, mediante el que se mide un valor actual de la potencia de rotor mecánica. Por consiguiente tanto el valor estimado para la potencia de rotor mecánica, como también el valor actual de la potencia de rotor mecánica se pueden poner a disposición con finalidades de evaluación. En particular el valor actual de la potencia de rotor mecánica y el valor estimado para la potencia de rotor mecánica se reciben por el sistema de adquisición de datos. Preferentemente estos valores se acumulan por el sistema de adquisición de datos y/o se acumulan al menos temporalmente en éste. El sistema de adquisición de datos calcula preferiblemente la diferencia entre y/o el cociente del valor estimado para la potencia de rotor mecánica y el valor actual de la potencia de rotor mecánica. Pero el cálculo de esta diferencia y/o este cociente también se puede realizar en otro lugar o externamente. El equipo de medida para la potencia mecánica y el equipo de medida para la potencia eléctrica también pueden estar englobados en un equipo de medida.

55 El sistema de adquisición de datos está enlazado preferentemente con el control principal de la instalación de energía eólica. En particular el sistema de adquisición de datos está constituido por el control principal o por una parte del mismo. Según un perfeccionamiento de la invención está previsto un sistema SCADA (inglés: SCADA = Supervisory

Control and Data Acquisition), mediante el que se puede transmitir en particular información que caracteriza el estado de funcionamiento de la instalación de energía eólica a uno o varios sistemas de procesamiento de datos, que están previstos preferentemente fuera de la instalación de energía eólica. El o los sistemas de procesamiento de datos están acoplados preferiblemente con la instalación de energía eólica, en particular con el sistema SCADA y/o el control principal. Preferentemente el sistema SCADA está constituido por el control principal o por una parte del mismo. El sistema de procesamiento de datos está enlazado preferiblemente con el sistema SCADA o comprendido por éste. Por consiguiente el sistema de adquisición de datos también se puede designar como unidad SCADA. Según un perfeccionamiento de la invención, el sistema SCADA comprende una unidad de cálculo central, que está conectada, por ejemplo, a través de una red local con una interfaz de la instalación de energía eólica, un sistema meteorológico de medida y/o un dispositivo de transmisión de red. El dispositivo de control y/o la unidad de estimación y/o el estimador de campo de viento y/o el estimador de potencia se pueden integrar por consiguiente en la supervisión de estado general (inglés, condition monitoring) de la instalación de energía eólica. Un sistema SCADA se conoce, por ejemplo, por el documento DE 2007 026 176 A1.

La invención se refiere además a una instalación de energía eólica con

- un sistema eléctrico y un rotor que comprende varias palas de rotor, el cual se acciona por el viento y entrega una potencia de rotor mecánica al sistema eléctrico que la convierte al menos en parte en una potencia eléctrica, y
- un dispositivo de control según la invención. La instalación de energía eólica se puede perfeccionar según todas las configuraciones descritas en relación con el dispositivo de control según la invención. En particular la instalación de energía eólica comprende un control principal mediante el que se puede controlar el funcionamiento de la instalación de energía eólica. El dispositivo de control está integrado preferentemente total o parcialmente en el control principal.

El rotor se gira mediante el viento alrededor del eje de rotor. En particular el rotor está montado en un soporte de máquina de la instalación de energía eólica de forma giratoria alrededor del eje de rotor. El soporte de máquina está conectado preferentemente de forma fija con una góndola y/o constituye ésta o una parte de la misma. En particular el soporte de máquina está dispuesto en el extremo superior de una torre.

Según un perfeccionamiento de la invención, el rotor y/o el soporte de máquina se puede girar alrededor de un eje de guiñada que discurre preferentemente transversalmente o esencialmente transversalmente al eje de rotor. El eje de guiñada discurre preferiblemente en o esencialmente en la dirección vertical. El giro del rotor y/o del soporte de máquina alrededor del eje de guiñada se describe mediante un ángulo de guiñada, del que depende en particular la orientación del eje de rotor respecto a la dirección del viento. Preferentemente el soporte de máquina está montado en la torre de forma giratoria alrededor del eje de guiñada.

El rotor comprende preferentemente dos o más, en particular tres o al menos tres palas de rotor, que se extienden respectivamente a lo largo de un eje de pala. Los ejes de pala discurren preferentemente transversalmente o esencialmente transversalmente al eje de rotor. Además, el rotor comprende preferiblemente un buje de rotor en el que están fijadas las palas de rotor. En particular las palas de rotor están montadas respectivamente en el buje de rotor de forma giratoria alrededor de su eje de pala correspondiente mediante un cojinete de pala. Para cada pala de rotor está previsto preferiblemente un accionamiento de ajuste de ángulo de pala, mediante el que se puede girar la pala de rotor correspondiente alrededor de su eje de pala. El giro de las palas de rotor alrededor de sus ejes de palas se describe respectivamente mediante un ángulo de pala, del que depende en particular el ángulo de ataque de la pala de rotor correspondiente respecto al viento.

El sistema eléctrico comprende preferiblemente al menos un generador eléctrico, que está acoplado mecánicamente con el rotor y se acciona por éste. El rotor está conectado en particular mediante su buje de rotor de forma fija en rotación con un eje de rotor, mediante el que el rotor está acoplado mecánicamente con el sistema eléctrico, en particular con el al menos un generador. Este acoplamiento se puede realizar intercalando uno o varios engranajes. El sistema eléctrico está acoplado preferiblemente con una red eléctrica, que es preferentemente una red externa. En particular el sistema eléctrico puede entregar la potencia eléctrica a la red.

La invención se refiere además a un procedimiento para el control del funcionamiento de una instalación de energía eólica, que presenta un sistema eléctrico y un rotor que comprende varias palas de rotor, el cual se acciona por el viento y entrega una potencia de rotor mecánica al sistema eléctrico que la convierte al menos en parte en una potencia eléctrica, midiéndose al menos una propiedad física de al menos una de las palas de rotor dependiente de al menos una magnitud característica de un campo de viento que describe el viento en el emplazamiento del rotor, y determinándose un valor estimado para la potencia eléctrica usando la al menos una propiedad física medida. El procedimiento según la invención se realiza preferiblemente con el dispositivo de control según la invención y/o con la instalación de energía eólica según la invención y se puede perfeccionar según todas las configuraciones descritas en este contexto.

Según un perfeccionamiento de la invención, usando la al menos una propiedad física medida se determina un valor estimado para la potencia de rotor mecánica. Además, en base al valor estimado para la potencia de rotor mecánica se determina en particular el valor estimado para la potencia eléctrica. Usando la al menos una propiedad física medida se determinan al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y el valor estimado para la potencia de rotor mecánica, que se determina preferentemente en base al al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento. Según una configuración de la invención, el al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud del campo de viento es al menos un valor estimado que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento.

La determinación del al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y/o del valor estimado para la potencia de rotor mecánica se realiza, por ejemplo, usando un o al menos un procedimiento para la identificación del sistema. Según una configuración de la invención, el al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y/o el valor estimado para la potencia de rotor mecánica se determina aplicando una o al menos una transformación MBC (Transformación Multi-Blade-Coordinate). Por ejemplo, la al menos una transformación MBC puede comprender una transformación MBC 1p o una transformación MBC 1 y una transformación MBC 2p.

Para condiciones de viento diferentes están depositados o se depositan preferiblemente los valores que caracterizan la al menos una magnitud características del campo de viento y valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica en una tabla de campo de viento, estando en relación los valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica en particular con los valores que caracterizan la al menos una magnitud característica del campo de viento. El valor estimado para la potencia de rotor mecánica se determina preferentemente usando la tabla de campo de viento. El valor estimado para la potencia de rotor mecánica se determina preferentemente usando la tabla de campo de viento. Un valor depositado en la tabla de campo de viento para la estimación de la potencia de rotor mecánica se localiza preferiblemente usando la al menos una propiedad física medida. Los valores depositados en la tabla de campo de viento se pueden calcular, por ejemplo, mediante la modelización y/o localizar mediante ensayos.

La al menos una propiedad física se mide en particular varias veces una tras otra, preferentemente de forma continua. Preferiblemente se determinan unos tras otros varios valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica, constituyéndose bajo promediación temporal o mediante promediación temporal de estos valores el valor estimado para la potencia de rotor mecánica, que representa por consiguiente un valor medio temporal para la potencia de rotor mecánica estimada. La promediación se realiza preferentemente a través de un intervalo preseleccionado. El valor estimado para la potencia de rotor mecánica constituye preferiblemente un valor medio temporal continuo.

La determinación del valor estimado para la potencia eléctrica se realiza, por ejemplo, usando un o al menos un procedimiento para la identificación del sistema. Para condiciones de funcionamiento diferentes de la instalación de energía eólica se depositan preferiblemente valores de funcionamiento dependientes por la potencia de rotor mecánica y valores de potencia para la estimación de la potencia eléctrica en una tabla de potencia, estando en relación los valores de potencia para la estimación de la potencia eléctrica preferentemente con los valores de funcionamiento dependientes de la potencia de rotor mecánica. El valor estimado para la potencia eléctrica se determina preferiblemente usando la tabla de potencia. Los valores depositados en la tabla de potencia se pueden calcular, por ejemplo, mediante la modelización y/o localizar mediante ensayos.

Según un perfeccionamiento de la invención, la determinación del valor estimado para la potencia eléctrica se realiza adicionalmente en base al al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento.

La potencia eléctrica se regula preferentemente en función de al menos un valor de consigna para la potencia eléctrica. Preferiblemente se consulta el al menos un valor de consigna para la potencia eléctrica, que comprende en particular un valor de consigna para la potencia activa eléctrica y/o un valor de consigna para la potencia reactiva eléctrica. El valor estimado para la potencia eléctrica se determina preferiblemente adicionalmente en bases al al menos un valor de consigna para la potencia eléctrica.

Según una configuración de la invención se mide al menos una propiedad física del aire en el emplazamiento de la instalación de energía eólica. La medición se realiza preferentemente en el emplazamiento del rotor. El al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y/o el valor estimado para la potencia de rotor mecánica se determinan preferiblemente adicionalmente usando la al menos una propiedad física medida del aire. La medición de la al menos propiedad física del aire comprende en particular la medida de la densidad del aire y/o la temperatura del aire, de modo la al menos una propiedad física del aire comprende preferentemente la densidad del aire y/o la temperatura del aire.

Según una configuración de la invención se mide al menos una propiedad física del rotor. La al menos una propiedad física del rotor comprende preferentemente el ángulo de rotor y/o la velocidad de rotación del rotor y/o el ángulo de pala de la al menos una pala de rotor y/o la aceleración del rotor.



5 El estado de funcionamiento de la instalación de energía eólica está caracterizado preferiblemente mediante al menos una magnitud de estado de funcionamiento, que comprende la al menos una propiedad física del aire y/o la al menos una propiedad física del rotor. Se mide preferiblemente la al menos una magnitud de estado de funcionamiento. En particular la al menos una magnitud de estado de funcionamiento medida comprende la al menos una propiedad física medida del aire y/o la al menos una propiedad física medida del rotor.

10 Según un perfeccionamiento de la invención, en la tabla de campo de viento adicionalmente para estados de funcionamiento diferentes de la instalación de energía eólica están depositados los valores para la al menos una magnitud de estado de funcionamiento, estando en relación los valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica preferentemente adicionalmente con los valores para la al menos una magnitud de estado de funcionamiento. Un valor depositado en la tabla de campo de viento para la estimación de la potencia de rotor mecánica se determina preferiblemente usando la al menos una propiedad física medida y la al menos una magnitud de estado de funcionamiento medida.

15 Según un perfeccionamiento de la invención, la medición de la al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor comprende la medición de un alargamiento y/o una torsión y/o una flexión de la al menos una pala de rotor, en particular en respectivamente al menos una posición predeterminada de la misma. Por consiguiente la al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor comprende preferiblemente un alargamiento y/o una torsión y/o una flexión de la al menos una pala de rotor, en particular en la o las al menos unas posiciones predeterminadas.

20 Preferentemente se mide un valor actual de la potencia eléctrica. En este caso se calcula en particular la diferencia entre y/o el cociente del valor estimado para la potencia eléctrica y el valor actual de la potencia eléctrica.

Según un perfeccionamiento de la invención se mide un valor actual de la potencia de rotor mecánica. En este caso se calcula en particular la diferencia entre y/o el cociente del valor estimado para la potencia de rotor mecánica y el valor actual de la potencia de rotor mecánica.

La invención se describe a continuación mediante formas de realización preferidas en referencia al dibujo. En el dibujo muestran:

- 25 Fig. 1 un diagrama de bloques esquemático de una unidad de estimación de la instalación de energía eólica según la invención,
- Fig. 2 una vista parcial en perspectiva de la instalación de energía eólica
- Fig. 3 otra vista parcial en perspectiva de la instalación de energía eólica,
- 30 Fig. 4 un diagrama de bloques esquemático de una primera parte de una disposición de estimación de campo de viento visible en la fig. 1 según una configuración sencilla,
- Fig. 5 un diagrama de bloques esquemático de la primera parte de la disposición de estimación de campo de viento según una configuración preferida,
- Fig. 6 un diagrama de bloques esquemático de la primera parte de la disposición de estimación de campo de viento según otra configuración,
- 35 Fig. 7 un diagrama de bloques esquemático de una segunda parte de la disposición de estimación de campo de viento visible en la fig. 1,
- Fig. 8 un diagrama de bloques esquemático de la segunda parte de la disposición de estimación de campo de viento con elementos correctores, y
- 40 Fig. 9 un diagrama de bloques esquemático de la segunda parte de la disposición de estimación de campo de viento con una unidad de búsqueda.

45 En las figuras 2 y 3 se pueden ver diferentes representaciones de la instalación de energía eólica 1 según la invención, que comprende una torre 2 en cuyo extremo superior está montada una góndola 3 (soporte de máquinas) de forma giratoria alrededor de un eje de guiñada 4, estando caracterizado el giro de la góndola 3 alrededor del eje de guiñada por el ángulo de guiñada  $\Gamma$ . En la góndola 3 está montado un rotor 5 de forma giratoria alrededor de un eje de rotor 6 y se gira alrededor de éste por el viento 7, estando caracterizada la posición de rotación del rotor 5 por el ángulo de rotor  $\theta$ . El rotor 5 comprende un buje de rotor 8 en el que están fijadas tres palas de rotor 9, 10 y 11, las cuales se extienden a lo largo de sus ejes de pala 12, 13 ó 14 respectivos alejándose desde el buje de rotor 8. Los ejes de pala 12, 13 y 14 discurren respectivamente transversalmente al eje e rotor 6 y forman entre sí un ángulo de respectivamente  $120^\circ$ . Las palas de rotor están montadas en el buje de rotor 8 de forma giratoria alrededor de sus ejes de pala mediante cojinetes de pala 15, estando caracterizado el giro de las palas de rotor alrededor de sus ejes de pala respectivamente por un ángulo de pala  $\beta_i$ . El índice  $i$  caracteriza en este caso la pala de rotor correspondiente, caracterizando  $i=1$  la pala de

rotor 9,  $i=2$  la pala de rotor 10 e  $i=3$  la pala de rotor 11. Para el giro de la pala de rotor alrededor de sus ejes de pala están previstos accionamientos de ajuste de ángulo de pala 16 que descansan preferentemente en la zona de los cojinetes de pala 15. El ángulo de rotor  $\theta$  se describe por la posición de una determinada de las palas de rotor, aquí la pala de rotor 9 respecto a una posición de referencia 44. Según la posición instantánea visible en la fig. 2 de la pala de rotor 9, el ángulo de rotor es por consiguiente  $\theta = 0$ .

En la góndola 3 está dispuesto un generador eléctrico 17, que es parte de un sistema eléctrico 19 de la instalación de energía eólica 1 y se acciona por el rotor 5 intercalando un engranaje 35. El rotor 5 está conectado a través de un árbol de rotor 18 con el engranaje 35, que está conectado en el lado de salida con el árbol de generador 36. El árbol de rotor 18, el engranaje 35 y el árbol de generador 36 constituyen por consiguiente una cadena cinemática de la instalación de energía eólica 1. La instalación de energía eólica 1 se controla mediante una unidad de control 20 designada también como control principal, que comprende una unidad de estimación 21 para la estimación de la potencia eléctrica  $P$  generada por el sistema eléctrico 19. La potencia eléctrica  $P$  se regula mediante la unidad de control 20, y a saber preferiblemente tanto con vistas a su potencia activa como también con vistas a su potencia reactiva. Para la regulación de la potencia eléctrica  $P$  la unidad de control 20 controla el sistema eléctrico 19 y los accionamientos de ajuste de ángulo de pala 16. El control principal 20 comprende además un sistema SCADA 51, mediante el que se puede transmitir la información a uno o varios sistemas de tratamiento de datos 52, que están conectados con la instalación de energía eólica 1 y están previstos en particular fuera de ésta.

La unidad de estimación 21 representada más detalladamente en la fig. 1 comprende una disposición de estimación de campo de viento 22 con un estimador de campo de viento 32 y varios equipos de medida 41, 42 y 43, que en base a magnitudes físicas medidas ponen a disposición señales de sensor de pala 23, señales de sensor de rotor 24 y señales atmosféricas (señales de sensor de aire) 25 y las transmiten al estimador de campo de viento 32. En este caso las señales de sensor de pala 23 caracterizan propiedades físicas de al menos una de las palas de rotor, las señales de sensor de rotor 24 caracterizan propiedades físicas del rotor 5 y las señales de sensor de aire 25 caracterizan propiedades físicas de la atmósfera o del aire. El equipo de medida 41 también se designa medio sensor de pala, el equipo de medida 42 también como medio sensor de rotor y el equipo de medida 43 también como medio sensor de aire.

La unidad de estimación 21 usa las señales 23, 24 y 25 para determinar tanto los valores estimados para magnitudes características de un campo de viento, como también un valor estimado  $T_E$  para la potencia de rotor mecánica  $T$  que se entrega por el rotor a través del árbol de rotor 18. El campo de viento describe en este caso el viento 7 en la zona de la superficie  $F$  barrida por el rotor 5. Los valores estimados se le entregan a un estimador de potencia 26 de la unidad de estimación 21.

Una unidad de señalización 27 de la unidad de estimación 21 consulta, en particular de la unidad de control 20, el valor de consigna  $P_S$  para la potencia eléctrica y lo transmiten al estimador de potencia 26, que determina un valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica en base al valor de consigna  $P_S$  y el valor estimado  $T_E$  para la potencia de rotor mecánica y lo transmite a un sistema de adquisición de datos 28. Además, un equipo de medida 29 mide, en particular en el sistema eléctrico 19, el valor actual de la potencia eléctrica  $P$  y la transmite al sistema de adquisición de datos 28. Preferentemente el equipo de medida 29 también mide, en particular en la cadena cinemática, el valor actual de la potencia de rotor mecánica  $T$  y lo transmite al sistema de adquisición de datos 28. El sistema de adquisición de datos 28 acumula y/o almacena el valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica y el valor actual de la potencia eléctrica  $P$  y calcula la diferencia entre estos dos valores. El equipo de medida 29 presenta por consiguiente preferentemente un equipo de medida para la potencia eléctrica, mediante la que se puede medir el valor actual de la potencia eléctrica  $P$ , y un equipo de medida para la potencia mecánica mediante el que se puede medir el valor actual de la potencia de rotor mecánica  $T$ . La unidad de estimación 21 comprende preferiblemente el equipo de medida 29. Además, la unidad de estimación 21 también puede comprender el sistema de adquisición de datos 28.

Las magnitudes características del campo de viento comprenden en particular la velocidad del viento y/o la dirección del viento y/o el cizallamiento del viento. La dirección del viento comprende preferiblemente la dirección del viento en el plano horizontal y/o la dirección del viento en el plano vertical. El cizallamiento del viento comprende preferiblemente el cizallamiento horizontal del viento y/o el cizallamiento vertical del viento. Las magnitudes características del campo de viento describen por consiguiente las propiedades del viento 7 en la zona de la superficie  $F$  barrida por el rotor 5.

El estimador de campo de viento 32 recibe y/o acumula preferiblemente los datos siguientes:

- datos de las señales de sensor de pala 23 (datos de pala de rotor) de al menos una o cada pala de rotor,
- datos de las señales de sensor de rotor 24 (datos de rotor), que comprenden el ángulo de rotor  $\theta$  y/o la velocidad de rotación  $\Omega$  del rotor 5 y/o el ángulo de pala  $\beta_i$  de al menos una o cada pala de rotor y/o preferentemente también la aceleración del rotor  $d\Omega/dt$ ,
- datos de las señales de sensor de aire 25 (datos atmosféricos), que comprenden la densidad del aire  $\rho$  y/o la

temperatura del aire  $\Theta_a$  en el emplazamiento de la instalación de energía eólica 1, en particular en la zona del rotor.

5 El equipo de medida 42 comprende preferiblemente una unidad sensora de rotor 45, mediante la que se pueden detectar el ángulo de rotor  $\theta$  y/o la velocidad de rotación  $\Omega$  y/o los o el al menos un ángulo de pala  $\beta_i$  y/o preferentemente también la aceleración del rotor  $d\Omega/dt$ . Además, el equipo de medida 43 comprende preferentemente un sensor de densidad del aire 46 mediante el que se puede detectar la densidad del aire  $\rho$ , y/o un sensor de temperatura del aire 47 mediante el que se puede detectar la temperatura del aire  $\Theta_a$ .

10 A partir de las señales 23, 24 y 25 o a partir de sus datos se determinan los valores estimados para las magnitudes características del campo de viento. Estos valores estimados comprenden los valores estimados para la velocidad del viento y/o para la dirección del viento y/o para el cizallamiento horizontal del viento y/o para el cizallamiento vertical del viento. Además, se determina el valor estimado  $T_E$  para la potencia de rotor mecánica que entrega el rotor 5 en la cadena cinemática de la instalación de energía eólica 1. Estos valores estimados se transmiten preferiblemente a través de una línea de información 30 a la unidad de control 20 de la instalación de energía eólica 1 y se pueden usar con finalidades de control. Los valores estimados también se transmiten preferiblemente al sistema de adquisición de datos 28, de modo que se pueden usar por éste.

El valor estimado  $T_E$  para la potencia de rotor mecánica se le transmite al estimador de potencia 26, que usa esta información para el cálculo del valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica. Este valor estimado  $P_E$  caracteriza una potencia eléctrica que se debería generar por el sistema eléctrico 19, cuando la potencia de rotor mecánica se corresponde con el valor estimado  $T_E$ .

20 Según una configuración el estimador de potencia 26 calcula el valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica (al menos) en base al valor estimado  $T_E$  dado para la potencia de rotor mecánica usando información que se obtiene mediante al menos un procedimiento de identificación del sistema. Según otra configuración, el estimador de potencia 26 usa un modelo del sistema eléctrico 19 para llegar al valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica.

25 Según una configuración preferida el valor estimado  $T_E$  para la potencia de rotor mecánica, la velocidad de rotación  $\Omega$  del rotor 5 y la temperatura atmosférica (temperatura del aire)  $\Theta_a$  se promedian temporalmente durante un intervalo de tiempo preseleccionado (p ej. en forma de valores medios temporales continuos) y luego se le transmite al estimador de potencia 26. Adicionalmente la unidad de señalización 27, mediante la que se consulta el valor de consigna  $P_S$  para la potencia eléctrica, transmite una información sobre el valor de consigna  $P_S$  indicado actualmente por la unidad de control para la potencia eléctrica al estimador de potencia 26, comprendiendo el valor de consigna preferiblemente tanto la potencia activa como también la potencia reactiva. Esta información se promedia igualmente temporalmente durante un intervalo de tiempo, que se corresponde con el o esencialmente el intervalo de tiempo preseleccionado, a través del que se determinan o se han determinado los datos mecánicos. El estimador de potencia 26 usa tanto el valor estimado  $T_E$  para la potencia de rotor mecánica, como también el valor de consigna  $P_S$  para la potencia eléctrica, a fin de calcular el valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica.

35 Según una configuración el estimador de potencia 26 usa una tabla 53 (tabla de potencia) o una herramienta funcional equivalente para la elaboración de relaciones, para almacenar los valores estimados para la potencia eléctrica cuando la instalación de energía eólica 1 se hace funcionar en condiciones diferentes. Para la simplificación las relaciones almacenadas se determinan respectivamente en el caso de un funcionamiento de la instalación de energía eólica 1 en el estado estacionario. Sin embargo, las o una parte de las relaciones almacenadas también se pueden determinar en el caso de un funcionamiento de la instalación de energía eólica 1 en el estado de aceleración y/o en el estado de deceleración, cuando son aceptables los costes adicionales provocados de este modo. Los valores estimados almacenados en la tabla 53 para la potencia eléctrica (es decir, los valores esperados para la potencia eléctrica) dependen funcionalmente de la potencia de rotor mecánica, de la velocidad del rotor, de la temperatura ambiente (preferentemente temperatura del aire) y de los ajustes (preferentemente valores de consigna) para la potencia activa y reactiva. Según otra configuración, la tabla 53 depende funcionalmente de las magnitudes siguientes: de la potencia de rotor mecánica estacionaria, de la velocidad del rotor, de la temperatura ambiente, de los ajustes para la potencia activa y reactiva y de las velocidades de cambio de las magnitudes mencionadas.

50 Según otra configuración el estimador de potencia 26 usa un modelo del sistema eléctrico 19 para el cálculo del valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica en base a ecuaciones de control exactas o aproximadas o en base a modelos para uno o varios componentes del sistema eléctrico 19. También es posible una mezcla de un cálculo basado en tablas y basado en modelos.

55 Si el sistema eléctrico 19 es sensible a parámetros adicionales, medibles, como por ejemplo, para la temperatura de los devanados del generador y/o para la temperatura de la unidad electrónica de potencia, el estimador de potencia 26 se configura preferentemente de manera que depende adicionalmente funcionalmente de estos parámetros adicionales medibles. Durante el funcionamiento de la instalación de energía eólica 1 se miden estos parámetros adicionales medibles y se usan por el estimador de potencia 26, para calcular el valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica.

Si el valor estimado  $P_E$  para la potencia eléctrica se determina mediante el estimador de potencia 26, el estimador de potencia 26 transmite una información sobre este valor estimado al sistema de adquisición de datos 28, que almacena la información y la procesa, y la transmite eventualmente a un usuario final, como el operador de la instalación de energía eólica. Además, la información se puede transmitir a los otros sistemas de procesamiento de datos 52. Para ello el sistema de adquisición de datos 28 está enlazado con el sistema SCADA 51 y también se puede designar por consiguiente como unidad SCADA. El sistema de adquisición de datos 28 recibe además el valor estimado  $T_E$  para la potencia de rotor mecánica del estimador de campo de viento 32. Según la configuración preferida, el valor actual de la potencia de rotor mecánica y el valor actual de la potencia eléctrica se miden por el equipo de medida 29, transmitiéndose la información sobre estos valores al sistema de adquisición de datos 28. Esta información también se puede designar como información SCADA. Una medición de la potencia de rotor mecánica actual se puede realizar, por ejemplo, porque se mide el par de fuerzas transmitido entre el engranaje 35 y el generador 17. Pero alternativamente la potencia de rotor mecánica actual también se puede medir en el árbol de rotor o en otro emplazamiento en la cadena cinemática. Para la medición del par de fuerzas se usa en particular un transductor de par de fuerzas, que está dispuesto preferentemente en un árbol en la cadena cinemática, como por ejemplo, el árbol de rotor o el árbol de generador. Por ejemplo, el transductor de par de fuerzas comprende galgas extensiométricos mediante las que se puede detectar la deformación del árbol o de un cuerpo de medición dispuesto en éste.

Una comparación entre el valor estimado para la potencia eléctrica y el valor actual de la potencia eléctrica, así como una comparación entre el valor estimado para la potencia de rotor mecánica y el valor actual de la potencia de rotor mecánica se realiza mediante el sistema de adquisición de datos 28. Preferentemente estas comparaciones también se realizan por unidades previstas fuera de la instalación de energía eólica, que pueden recibir la información SCADA.

Cuando la diferencia entre el valor estimado para la potencia eléctrica y el valor actual de la potencia eléctrica en la media temporal sobrepasa un primer valor umbral predeterminado, se envía preferiblemente una primera señal al usuario final, que indica un empeoramiento del estado de la cadena cinemática y/o de los componentes eléctricos de la instalación de energía eólica. Cuando la diferencia entre el valor estimado para la potencia eléctrica y el valor actual de la potencia eléctrica en la media temporal sobrepasa un segundo valor umbral predeterminado, se envía preferiblemente una segunda señal al usuario final, que indica un fuerte empeoramiento del estado de la cadena cinemática y/o de los componentes eléctricos de la instalación de energía eólica o un error en el sistema. En particular la segunda señal también se transmite a la unidad de control 20 de la instalación de energía eólica 1.

Las magnitudes características del campo de viento comprenden preferiblemente valores de velocidades del viento promediados sobre la superficie barrida por el rotor. Dado que el valor medio se constituye espacialmente, los cambios temporales de los datos no están influidos preferiblemente por esta promediación.

En referencia a la fig. 2 se introduce un sistema de coordenadas ortogonal, que no rota con el rotor y fijo en la góndola, con las coordenadas  $\xi$ ,  $\eta$  y  $\zeta$ . La coordenada  $\zeta$  indica a lo largo del rotor 6 y se caracteriza por un vector unitario  $e$  (vectores indicados por letras en negrita). La coordenada  $\eta$  indica verticalmente hacia arriba y la coordenada  $\xi$  indica en la dirección horizontal. Una primera magnitud del campo de viento es la velocidad media del viento  $V_m$ :

$$V_m(t) = \frac{1}{F} \iint V(t) dF ,$$

designando  $F$  la superficie barrida por el rotor,  $t$  el tiempo y  $V(t)$  la velocidad del viento en la superficie  $F$  barrida por el rotor respecto al tiempo  $t$ . Para la simplificación de la representación se omite a continuación la notación explícita " $(t)$ " que designa la dependencia temporal de las variables.

La velocidad media del viento  $V_m$  comprende las componentes  $V_1$ ,  $V_2$  y  $V_3$ , señalando  $V_1$  en la dirección  $\xi$ ,  $V_2$  en la dirección  $\eta$  y  $V_3$  en la dirección  $\zeta$ : A partir de estas componentes se puede calcular directamente la dirección del viento en el plano horizontal y en el plano vertical:

$$\chi_H = \arctan(V_1 / V_3)$$

$$\chi_V = \arctan(V_2 / V_3)$$

- 5 El ángulo  $\chi_H$  y  $\chi_V$  caracterizan la desviación de la dirección del viento del eje de rotor 6. El ángulo horizontal  $\chi_H$  también se designa en la literatura como "error de guiñada" y se usa habitualmente con finalidades de control con el objetivo de minimizar su valor. El ángulo vertical  $\chi_V$  también contiene en particular el ángulo de inclinación de la góndola 3, que constituye un valor fijo geoméricamente. Mediante el ángulo de inclinación se pueden tener en cuenta, por ejemplo, peculiaridades locales del terreno en el emplazamiento de la instalación de energía eólica. En general el ángulo de inclinación no se puede regular durante el funcionamiento de la instalación de energía eólica. Lo correspondiente puede ser válido para el ángulo de guiñada  $\Gamma$ .

Una segunda magnitud característica del campo de viento es el primer momento horizontal  $\psi_1$  del campo de viento:

$$\psi_1 = \frac{1}{F} \iint \frac{\mathbf{V} \cdot \mathbf{e} - V_3}{V_3} \left(\frac{\xi}{D}\right) dF ,$$

- 10 designando  $D$  el diámetro del rotor y midiéndose  $\xi$  del eje del rotor 6. La magnitud  $\psi_1$  es proporcional al cizallamiento lineal del viento en el plano horizontal y también se puede designar por consiguiente como cizallamiento horizontal del viento.

Una tercera magnitud característica del campo de viento es el primer momento vertical  $\phi_1$  del campo de viento:

$$\phi_1 = \frac{1}{F} \iint \frac{\mathbf{V} \cdot \mathbf{e} - V_3}{V_3} \left(\frac{\eta}{D}\right) dF ,$$

- 15 midiéndose  $\eta$  del eje de rotor 6. La magnitud  $\phi_1$  es proporcional al cizallamiento lineal del viento en el plano vertical y por consiguiente también se puede designar como cizallamiento vertical del viento.

Momentos de orden mayor del campo de viento constituyen magnitudes características adicionales del campo de viento. El segundo momento horizontal  $\psi_2$  es

$$\psi_2 = \frac{1}{F} \iint \frac{\mathbf{V} \cdot \mathbf{e} - V_3}{V_3} \left(\frac{\xi}{D}\right)^2 dF$$

- 20 y el segundo momento vertical  $\phi_2$  es

$$\phi_2 = \frac{1}{F} \iint \frac{\mathbf{V} \cdot \mathbf{e} - V_3}{V_3} \left(\frac{\eta}{D}\right)^2 dF .$$

El medio sensor de pala 41 de la disposición de estimación de campo de viento 22 comprende sensores que están fijados preferentemente en, dentro de, sobre o de otra manera en las palas de rotor o el buje de rotor. Estos sensores producen señales de sensor de pala 23 que dependen de las magnitudes características del campo de viento.

- 25 La disposición de estimación de campo de viento 22 usa, en particular aplicando un procedimiento de identificación del sistema, al menos una de las señales de sensor de pala 23 que depende de al menos una de las magnitudes características del campo de viento.

- 30 Según la configuración preferida, esta señal de sensor de pala es proporcional al alargamiento de la pala o flexión de la pala de al menos una de las palas de rotor, medido en un emplazamiento predeterminado a lo largo de la misma. Se pueden usar igualmente las mediciones de la presión del aire o de la velocidad del aire en los lugares predeterminados de la superficie de pala, pero no son preferibles debido a su sensibilidad respecto a la suciedad y averías. El medio sensor 41 comprende por consiguiente preferiblemente al menos un sensor de alargamiento 48 y/o al menos un sensor de flexión 49. El alargamiento de la pala se puede medir, por ejemplo, mediante fibras ópticas montadas en la superficie de pala o embebidas en ésta, mediante galgas extensiométricas fijadas en la pala o mediante mediciones de alargamiento en los pernos mediante los que está fijada la pala en el cojinete de pala. El momento de torsión de la pala
- 35

se puede determinar, por ejemplo, porque se mide el par de fuerzas que se aplica por el dispositivo de ajuste de ángulo de pala 16 correspondiente, a fin de mantener la pala en una posición angular de pala constante. Las mediciones de deformación de pala se pueden realizar, por ejemplo, mediante sistemas ópticos que están previstos en el interior de la pala. Tales sistemas ópticos pueden comprender, por ejemplo, cámaras instaladas en el rotor que detectan y pueden valorar las desviaciones de posición, condicionadas por la deformación de pala, de un campo de marcas dispuesto en la pala de rotor. Los momentos de flexión de pala se pueden derivar, por ejemplo, de los valores obtenidos mediante las mediciones del alargamiento de pala y de la geometría conocida de la pala. Aunque sólo se describen mediante una pala de rotor, las mediciones aquí descritas se pueden realizar en varias o en cada una de las palas de rotor.

En referencia a la fig. 3 para la descripción de las señales de sensor de pala 23 se introduce un sistema de coordenadas ortogonal, que rota con el rotor, fijo en la pala con las coordenadas  $x$ ,  $y$  y  $z$ . La dirección  $x$  discurre según la fig. 3 a lo largo del eje de rotor 6, el eje  $z$  es paralelo al eje de giro del cojinete de pala 15 que coincide con el eje de pala 14 correspondiente, y la dirección  $y$  completa el sistema de coordenadas que forma un sistema rectangular. Dado que aquí se trata de un sistema de coordenadas fijo en la pala, se puede rotar junto con la pala alrededor del eje de pala 14, de modo que se pueden modificar las posiciones visibles de la fig. 3 de los ejes de coordenadas  $x$  e  $y$ .

En referencia a la fig. 4 se describe una configuración sencilla de la disposición de estimación de campo de viento 22, designando  $S$  una señal de sensor de pala de un sensor del medio sensor 41 dispuesto en el buje de rotor o en una de las palas de rotor, el cual mide una propiedad física de la pala de rotor, dependiendo la señal de sensor de pala  $S$  de al menos una magnitud característica del campo de viento que se designa con  $C$ . En el caso de una orientación errónea entre el eje de rotor 6 y la dirección de viento o al aparecer un cizallamiento del viento, la rotación del rotor que se describe por un ángulo  $\theta$  genera una variación cíclica en la señal de sensor de pala  $S$  que se superpone a un valor contante. En este contexto  $A$  designa la variación cíclica,  $\bar{\theta}$  el ángulo  $\theta$  en el que aparece el máximo o la amplitud y  $K$  el valor constante de la señal. Los valores  $A$ ,  $K$  y  $\bar{\theta}$  caracterizan por consiguiente completamente en combinación la señal de sensor de pala. En la fig. 4 están representados además un dispositivo para la adaptación de amplificación 37 con una amplificación  $\gamma$  (y eventualmente una compensación), un dispositivo para la detección de un valor pico y un valor medio 50, así como un filtro 39. Los valores de las señales  $A$ ,  $K$  y  $\bar{\theta}$  resultantes constituyen preferiblemente los valores que caracterizan la al menos una magnitud característica  $C$  del campo de viento.

Se elabora una tabla, que pone en relación los valores  $A$ ,  $K$  y  $\bar{\theta}$  que caracterizan la señal de sensor de pala con el valor  $C$  para la magnitud característica del campo de viento, dado que los valores para  $C$  se registran a través de los valores del triplete  $\{A, K, \bar{\theta}\}$  cuando la instalación de energía eólica 1 se hace funcionar con condiciones de viento diferentes. Este desarrollo se puede realizar mediante un programa de simulación aerostático exacto para la instalación de energía eólica o alternativamente mediante un funcionamiento de la instalación de energía eólica en el campo de viento en combinación con dispositivos de medición independientes para la localización de las magnitudes características  $C$  del campo de viento.

Según la configuración preferida se usa una multiplicidad de señales de sensor de pala. La identificación de las componentes cíclicas y constantes de las señales se realiza en este caso mediante una así denominada transformación Multi-Blade-Coordinate (transformación MBC), que en la literatura también se designa alternativamente como transformación de Coleman. Esta transformación se conoce por el estado de la técnica y se puede usar cuando el rotor presenta tres o más palas de rotor. Aunque la descripción de la configuración se realiza mediante tres palas de rotor, para el especialista es posible de manera sencilla una ampliación a cuatro o más palas de rotor.

Se diferencia entre dos tipos de transformaciones MBC: 1) una transformación MBC 1p estándar que proporciona la información siguiente sobre las señales: las componentes constantes, así como las amplitudes de las componentes  $\cos(\theta)$  y  $\sin(\theta)$ . 2) Una transformación MBC 2p de orden mayor que proporciona la información siguiente sobre las señales: las amplitudes de las componentes  $\cos(2\theta)$  y  $\sin(2\theta)$ . En este caso  $\theta$  designa (como arriba) el ángulo del rotor 5 alrededor del eje de rotor 6 que se da en general mediante la posición angular de una pala de rotor determinada o marcada.

En referencia a la fig. 5 la base para la transformación 1p y para la transformación MBC 2p es un juego de señales que se compone de tres señales de sensor de pala  $\{S_n^1, S_n^2, S_n^3\}$  y se obtiene de modo que en cada pala se mide el mismo tipo de propiedad física. Las cifras 1, 2 y 3 de superíndice en  $S$  designan el número de pala. Además, el índice  $n$  de  $S$  caracteriza el tipo de datos de sensor o el tipo de propiedad física (p. ej. flexión, alargamiento, torsión, etc.) de la pala de rotor correspondiente, en base a la que se localizan o se han localizado los datos de sensor. El juego de señales se procesa como sigue:

1. Cada señal de sensor de pala  $S_n^i$  atraviesa un dispositivo para la adaptación de amplificación 37 con una amplificación  $\gamma_n^i$  y una compensación (en este caso no están excluidas una amplificación de uno y/o una compensación de cero). De este modo se calibra la señal de sensor de pala esencialmente en cualquier

momento, de modo que se produce una señal de sensor de pala adaptada.

2. El juego de señales que se compone de las señales de sensor de pala adaptadas atraviesa una transformación MBC 1p 38 de modo que se consigue un juego de señales estacionario, que se compone de una señal constante, una señal para la amplitud senoidal y una señal para la amplitud cosenoidal (el juego de señales estacionario está construido preferentemente comparablemente al juego de señales con la constante, la amplitud cíclica y el ángulo  $A$ ,  $K$  o  $\bar{\theta}$  según la configuración sencilla arriba descrita).
3. Error de aliasing se suprime en tanto que el juego de señales estacionarias atraviesa un filtro paso bajo 9, de modo que se obtiene un juego de señales estacionario sin error de aliasing. El filtro paso bajo 39 presenta preferentemente una frecuencia nominal que se sitúa por debajo de la frecuencia trifásica sencilla del rotor.

10 Las señales resultantes se designan con  $G_n^o$ ,  $G_n^s$  y  $G_n^c$  para la componente constante (superíndice "O"), para la componente senoidal (superíndice "S") y para la componente cosenoidal (superíndice "C"). Los valores de las señales  $G_n^o$ ,  $G_n^s$  y  $G_n^c$  resultantes constituyen preferiblemente los valores que caracterizan la al menos una o varias magnitudes características del campo de viento.

15 En general se puede usar un número cualesquiera de juegos de señales en la disposición de estimación de campo de viento 22, supuesto que cada juego de señales es en el sentido matemático "linealmente independiente" de los otros juegos de señales. Es decir, que cada juego de señales no es proporcional a una combinación lineal de los otros juegos de señales.

20 Según una configuración se usan tres juegos de señales que se constituyen a partir de los momentos de flexión de la raíz de pala en las direcciones  $x$  e  $y$  fijas en la pala, así como a partir del par de fuerzas de pala en la coordenada  $z$  fija en la pala. Se usa una transformación MBC 1p estándar, comprendiendo las magnitudes características del campo de viento seleccionadas para la detección o determinación la velocidad media del viento  $V_m$ , las direcciones del viento en el plano horizontal  $\chi_H$  y en el plano vertical  $\chi_V$ , así como los primeros momentos en  $\xi$  y  $\eta$ , a saber  $\psi_1$  (cizallamiento horizontal del viento) y  $\phi_1$  (cizallamiento vertical del viento). Los valores obtenidos por la transformación constituyen preferiblemente los valores que caracterizan las magnitudes características  $V_m$ ,  $\chi_H$ ,  $\chi_V$ ,  $\psi_1$  y  $\phi_1$  del campo de viento.

25 Según otra configuración se usan tres juegos de señales que se constituyen a partir de las flexiones de pala en las direcciones  $x$  e  $y$  fijas en la pala, así como a partir de la torsión (p. ej. alabeo o torsión) de la pala en la coordenada  $z$  fija en la pala y se miden en los emplazamientos predeterminados a lo largo de cada pala de rotor. Se usa una transformación MBC 1p estándar, comprendiendo las magnitudes características del campo de viento seleccionadas para la detección o determinación la velocidad media del viento  $V_m$ , las direcciones del viento en el plano horizontal  $\chi_H$  y en el plano vertical  $\chi_V$ , así como los primeros momentos en  $\xi$  y  $\eta$ , a saber  $\psi_1$  (cizallamiento horizontal del viento) y  $\phi_1$  (cizallamiento vertical del viento). Los valores obtenidos por la transformación constituyen preferiblemente los valores que caracterizan las magnitudes características  $V_m$ ,  $\chi_H$ ,  $\chi_V$ ,  $\psi_1$  y  $\phi_1$  del campo de viento.

30 Según otra configuración de la invención se usan tres juegos de señales que se constituyen a partir de las flexiones de pala en las coordenadas  $x$ ,  $y$  y  $z$  fijas en la pala, midiéndose las flexiones de pala en emplazamientos predeterminados a lo largo de cada pala. Según la fig. 6 se usan tanto una transformación MBC 1p 38 estándar, como también una transformación MBC 2p 40 de orden superior, de modo que se obtiene un juego de señales estacionario sin error de aliasing con valores escalares. En este caso la transformación MBC 1p proporciona los valores  $G_n^o$ ,  $G_n^s$  y  $G_n^c$ , y la transformación MBC 2p proporciona los valores  $H_n^s$  y  $H_n^c$ . Este enfoque proporciona por consiguiente en conjunto quince valores escalares (cinco por pala) en cada condición de viento. Las magnitudes del campo de viento seleccionadas para la detección o determinación comprenden la velocidad media del viento  $V_m$ , las direcciones del viento en el plano horizontal  $\chi_H$  y en el plano vertical  $\chi_V$ , así como los primeros y segundos momentos en  $\xi$  y  $\eta$ , a saber  $\psi_1$ ,  $\phi_1$ ,  $\psi_2$  y  $\phi_2$ . Los valores  $G_n^o$ ,  $G_n^s$ ,  $G_n^c$ ,  $H_n^s$  y  $H_n^c$  obtenidos por las transformaciones constituyen preferiblemente los valores que caracterizan las magnitudes características  $V_m$ ,  $\chi_H$ ,  $\chi_V$ ,  $\psi_1$  y  $\phi_1$  del campo de viento.

35 La disposición de estimación de campo de viento 22 almacena los o la multiplicidad de los valores o datos que son necesarios para la estimación de las magnitudes características del campo de viento y de la potencia de rotor mecánica en una tabla 31 (tabla de campo de viento). Información del sistema adicional, incluso correcciones, se pueden obtener, por ejemplo, mediante la solución de las ecuaciones de control.

45  $L$  designa un juego de magnitudes seleccionadas para la identificación del campo de viento, que comprenden o constituyen preferiblemente los valores que caracterizan las magnitudes del campo de viento. Por ejemplo  $L$  puede comprender los valores  $A$ ,  $K$  y  $\bar{\theta}$  según la configuración sencilla de la disposición de estimación de campo de viento o los valores  $G_n^o$ ,  $G_n^s$  y  $G_n^c$  según la configuración preferida o los valores  $G_n^o$ ,  $G_n^s$ ,  $G_n^c$ ,  $H_n^s$  y  $H_n^c$  según otra

configuración.

5 Para cada estado de campo de viento, que se especifica por los estados (valores características) del campo de viento seleccionados para la detección o determinación, y estado de funcionamiento de la instalación de energía eólica, que está especificada por la velocidad del rotor  $\Omega$ , el ángulo de pala  $\beta_i$ , la densidad del aire  $\rho$  y la temperatura  $\Theta_a$ , la tabla 31 representa una relación entre los valores  $L$  y al menos un valor para la potencia de rotor mecánica  $T$ . Expresado funcionalmente la tabla 31 representa las funciones

$$L(V_m, \chi_H, \chi_V, \psi_1, \phi_1, \Omega, \rho, \beta_i, \theta_a)$$

y

$$T(V_m, \chi_H, \chi_V, \psi_1, \phi_1, \Omega, \rho, \beta_i, \theta_a) .$$

10 Esta dependencia funcional se visualiza gráficamente en la fig. 7 y 8. El juego seleccionado de estados de campo de viento y estados de funcionamiento de la instalación de energía eólica se determina mediante dos factores: el primer factor comprende el rango de valores de los valores anticipados durante el funcionamiento de la instalación de energía eólica. El segundo factor comprende la etapa de discretización, que se selecciona o se ha seleccionado para la fijación del rango de valores. El juego resultante de estados representa un patrón de estados posibles de instalaciones de energía eólica y campo de viento, que se deben resolver por el estimador de campo de viento 26. Según la fig. 8  
15 adicionalmente se realiza una corrección de los valores localizados a partir de la tabla en base a la densidad del aire  $\rho$  y la aceleración del rotor  $d\Omega/dt$ .

Si la generación de la potencia de rotor mecánica depende de magnitudes adicionales medibles, como por ejemplo las precipitaciones atmosféricas, se añade esta información al juego de estados de funcionamiento de la instalación de energía eólica.  
20

La elaboración de la tabla 31 se realiza de forma numérica o mediante mediciones en el campo de viento. En el enfoque numérico se usa un modelo completo de la instalación de energía eólica, para simular el comportamiento de la instalación de energía eólica bajo el juego seleccionado de estados de campo de viento y estados de funcionamiento de la instalación de energía eólica. Se calculan los valores  $L$  y la potencia de rotor mecánica o el par de fuerzas de rotor  $T$  y almacenan en la tabla 31.  
25

Según el enfoque, según lo cual se mide en el campo de viento, se hace funcionar la instalación de energía eólica durante un tiempo suficiente, para atravesar el juego seleccionado de estados de funcionamiento de viento y estados de funcionamiento de la instalación de energía eólica. El funcionamiento de la instalación de energía eólica en el campo de viento se realiza en combinación con equipos de medida independientes para la determinación de las magnitudes características del campo de viento. Se miden los valores para  $L$  y la potencia de rotor mecánica o el par de fuerzas de rotor  $T$  y se almacenan en la tabla 31. Opcionalmente para una parte de los estados, en el juego seleccionado en los estados de campo de viento y estados de funcionamiento de la instalación de energía eólica, se pueden realizar simulaciones numéricas y para la otra parte mediciones en el campo de viento. Otro enfoque preferido comprende el uso de mediciones en el campo de viento para la confirmación o corrección de los valores tabulados.  
30

35 Durante el funcionamiento normal de la instalación de energía eólica, según se ve en la fig. 9, los valores medidos 33 que comprenden los juegos de señales de sensor de pala medidos, estacionarios sin error de aliasing y los datos de rotor medidos y datos atmosféricos, son accesible para una unidad de búsqueda 34 que tiene adicionalmente acceso a la tabla 31. La función de la unidad de búsqueda 34 consiste en que pone en relación los valores medidos 33 con las entradas correspondientes en la tabla 31. Según una configuración la unidad de búsqueda 34 usa un método de mínimos cuadrados, usando el error semidefinido positivo que está definido como cuadrado de la diferencia entre los valores tabulados y valores medidos. El mínimo se encuentra mediante un método de búsqueda basado en gradientes. Este procedimiento matemático se conoce por el estado de la técnica. Según otra configuración la unidad de búsqueda usa una búsqueda que se basa en una división binaria de las entradas de tabla para la localización de un error mínimo. También se pueden usar otros algoritmos conocidos por el estado de la técnica para la localización de los mínimos de las funciones.  
40  
45

Los valores correspondientes al error mínimo encontrado por la unidad de búsqueda 33 para las magnitudes características del campo de viento comprenden los valores, los cuales se comunican por la disposición de estimación de campo de viento 22 y representan valores estimados para las magnitudes características del campo de viento que se producen en la superficie barrida por el rotor y para la potencia de rotor mecánica proporcionada por el rotor 5, y se



pueden usar en el momento en el que la unidad de búsqueda 34 ha puesto en relación los valores medidos 33 con las entradas correspondientes en la tabla 31. La invención hace posible por consiguiente la determinación de valor estimado relativamente exacto para la potencia eléctrica a esperar de forma instantánea.

**Lista de referencias**

5	1	Instalación de energía eólica
	2	Torre
	3	Góndola
	4	Eje de guiñada
	5	Rotor
10	6	Eje de rotor
	7	Viento
	8	Buje de rotor
	9	Pala de rotor
	10	Pala de rotor
15	11	Pala de rotor
	12	Eje de pala
	13	Eje de pala
	14	Eje de pala
	15	Cojinete de pala
20	16	Accionamiento de ajuste de ángulo de pala
	17	Generador eléctrico
	18	Árbol de rotor
	19	Sistema eléctrico
	20	Unidad de control
25	21	Unidad de estimación
	22	Disposición de estimación de campo de viento
	23	Señales de sensor de pala
	24	Señales de sensor de rotor
	25	Señales atmosféricas / señales de sensor de aire
30	26	Estimador de potencia
	27	Unidad de señalización
	28	Sistema de adquisición de datos
	29	Equipo de medida
	30	Línea de información
35	31	Tabla de campo de viento
	32	Estimador de campo de viento

	33	Valores medidos / juego de valores medidos
	34	Unidad de búsqueda
	35	Engranaje
	36	Árbol de generador
5	37	Dispositivo para la adaptación de amplificación
	38	Transformación 1p
	39	Filtro
	40	Transformación 2p
	41	Equipo de medida
10	42	Equipo de medida
	43	Equipo de medida
	44	Posición de referencia
	45	Unidad sensora de rotor
	46	Sensor de densidad del aire
15	47	Sensor de temperatura
	48	Sensor de pala
	49	Sensor de pala
	50	Disposición para la detección del valor pico y medio
	51	Sistema SCADA
20	52	Sistema de tratamiento de datos
	53	Tabla de potencia
	$\Gamma$	Ángulo de guiñada
	$\theta$	Ángulo de rotor
	$\beta$	Ángulo de pala
25	$P$	Potencia eléctrica
	$P_E$	Valor estimado para la potencia eléctrica
	$P_S$	Valor de consigna para la potencia eléctrica
	$T$	Potencia de rotor mecánica
	$T_E$	Valor estimado para potencia de rotor mecánica
30	$F$	Superficie barrida por el rotor
	$\Omega$	Velocidad de rotación del rotor
	$d\Omega/dt$	Aceleración del rotor
	$\rho$	Densidad del aire
	$\Theta_a$	Temperatura del aire
35	$\xi$	Coordinada del sistema de coordenadas no rotativo

	$\eta$	Coordenada del sistema de coordenadas no rotativo
	$\zeta$	Coordenada del sistema de coordenadas no rotativo
	$\mathbf{e}$	Vector unidad en dirección $\zeta$
	$\mathbf{V}_m$	Velocidad media del viento
5	$t$	Tiempo
	$\mathbf{V}(t)$	Velocidad del viento
	$V_1$	Componente $\xi$ de la velocidad media del viento
	$V_2$	Componente $\eta$ de la velocidad media del viento
	$V_3$	Componente $\zeta$ de la velocidad media del viento
10	$X_H$	Dirección del viento en el plano horizontal
	$X_V$	Dirección del viento en el plano vertical
	$\psi_1$	Primer momento horizontal / cizallamiento horizontal del viento
	$\phi_1$	Primer momento vertical / cizallamiento vertical del viento
	$\psi_2$	Segundo momento vertical
15	$\phi_2$	Segundo momento vertical
	$D$	Diámetro de rotor
	$x$	Coordenada del sistema rotativo
	$y$	Coordenada del sistema rotativo
	$z$	Coordenada del sistema rotativo
20	$S$	Señal de sensor de pala
	$C$	Magnitud característica del campo de viento
	$A$	Amplitud de la componente cíclica de la señal de sensor de pala
	$\bar{\theta}$	Ángulo de rotor cuando aparece la amplitud $A$
	$K$	Componente constante de la señal de sensor de pala
25	$\gamma$	Amplificación
	$n$	Tipo de datos del sensor
	$G_n^o$	Componente constante de la señal transformada 1p
	$G_n^s$	Componente senoidal de la señal transformada 1p
	$G_n^c$	Componente cosenoidal de la señal transformada 1p
30	$H_n^s$	Componente senoidal de la señal transformada 2p
	$H_n^c$	Componente cosenoidal de la señal transformada 2p
	$\mathcal{L}$	Juego de magnitudes seleccionadas para la identificación del campo de viento

REIVINDICACIONES

- 5 1.- Dispositivo de control para una instalación de energía eólica con un sistema eléctrico (19) y un rotor (5) que comprende varias palas de rotor (9, 10, 11), el cual se acciona por el viento (7) y entrega una potencia de rotor mecánica (7) al sistema eléctrico (19) que la convierte al menos en parte en una potencia eléctrica (P), **caracterizado por**
- un medio sensor de pala (41) asociado a al menos una de las palas de rotor, que mide al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor dependiente de al menos una magnitud característica de un campo de viento que describe el viento (7) en el emplazamiento del rotor (5) y proporciona al menos una señal de sensor de pala (23) que caracteriza esta al menos una propiedad,
  - 10 - un medio sensor de rotor (42), mediante el que se mide al menos una propiedad física del rotor (5) y se proporciona al menos una señal de sensor de rotor (24) que caracteriza esta al menos una propiedad el rotor (5), comprendiendo la al menos una propiedad física del rotor (5) el ángulo de rotor ( $\theta$ ) del rotor (5),
  - una unidad de estimación (21) que usando la al menos una señal de sensor de pala (23) y la señal de sensor de rotor (24) determina un valor estimado ( $P_E$ ) para la potencia eléctrica.
- 15 2.- Dispositivo de control según la reivindicación 1, **caracterizado porque** la al menos una magnitud característica del campo de viento comprende o caracteriza la velocidad del viento ( $V_3$ ), la dirección del viento ( $\chi_H, \chi_V$ ), el cizallamiento horizontal del viento ( $\psi_I$ ) y/o el cizallamiento vertical del viento ( $\phi_I$ ).
- 3.- Dispositivo de control según la reivindicación 1 ó 2, **caracterizado porque** la unidad de estimación (21)
- 20 - comprende un estimador de campo de viento (32) que usando la al menos una señal de sensor de pala (23) y la señal de sensor de rotor (24) determina un valor estimado ( $T_E$ ) para la potencia de rotor mecánica y
  - un estimador de potencia (26) que en base al valor estimado ( $T_E$ ) para la potencia de rotor mecánica determina el valor estimado ( $P_E$ ) para la potencia eléctrica.
- 4.- Dispositivo de control según la reivindicación 3, **caracterizado porque** el estimador de campo de viento (32), usando la al menos una señal de sensor de pala (23) y la señal de sensor de rotor (24), determina al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y en base a este al menos un valor determina el valor estimado ( $T_E$ ) para la potencia de rotor mecánica.
- 25 5.- Dispositivo de control según la reivindicación 3 ó 4, **caracterizado por** al menos una tabla de campo de viento (31) en la que para condiciones de viento diferentes están depositados los valores ( $\mathcal{L}$ ) que caracterizan la al menos una magnitud característica del campo de viento y valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica, determinando el estimador de campo de viento (32) el valor estimado ( $T_E$ ) para la potencia de rotor mecánica usando la tabla de campo de viento (31).
- 30 6.- Dispositivo de control según la reivindicación 5, **caracterizado porque** un estado de funcionamiento de la instalación de energía eólica se caracteriza por al menos una magnitud de estado de funcionamiento que comprende la al menos una propiedad física del rotor (5), y en la tabla de campo de viento (31) están depositados adicionalmente los valores para la al menos una magnitud de estado de funcionamiento para estados de funcionamiento diferentes de la instalación de energía eólica.
- 35 7.- Dispositivo de control según una de las reivindicaciones 3 a 6, **caracterizado por** una tabla de potencia (53) en la que para condiciones de funcionamiento diferentes de la instalación de energía eólica están depositados valores de funcionamiento dependientes de la potencia de rotor mecánica y valores de potencia para la estimación de la potencia eléctrica, determinando el estimador de potencia (26) el valor estimado para la potencia eléctrica usando la tabla de potencia.
- 40 8.- Dispositivo de control según una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** el medio sensor de pala (41) comprende al menos un sensor de alargamiento (48) que mide un alargamiento de la al menos una pala de rotor y/o al menos un sensor de flexión (49) que mide una flexión de al menos una pala de rotor, estando dispuestos el sensor de alargamiento (48) y/o el sensor de flexión (49) respectivamente en al menos una posición predeterminada de la al menos una pala de rotor, de modo que su al menos una propiedad física comprende un alargamiento y/o una flexión de la al menos una pala de rotor en la o las al menos unas posiciones predeterminadas.
- 45 9.- Procedimiento para el control del funcionamiento de una instalación de energía eólica (1) que presenta un sistema eléctrico (19) y un rotor (5) que comprende varias palas de rotor (9, 10, 11), el cual se acciona por el viento (7) y entrega una potencia de rotor mecánica (7) al sistema eléctrico (19) que la convierte al menos en parte en una potencia eléctrica (P), **caracterizado porque**
- 50

- se mide al menos una propiedad física de al menos una de las palas de rotor (9, 10, 11) dependiente de al menos una magnitud característica de un campo de viento que describe el viento (7) en el emplazamiento del rotor (5),
  - se mide al menos una propiedad física del rotor que comprende el ángulo de rotor ( $\theta$ ) del rotor (5),
- 5           - usando las propiedades físicas medidas se determina un valor estimado ( $P_E$ ) para la potencia eléctrica ( $P_E$ ).
- 10.- Procedimiento según la reivindicación 9, **caracterizado porque** la al menos una magnitud característica del campo de viento comprende o caracteriza la velocidad del viento ( $V_3$ ), la dirección del viento ( $\chi_H, \chi_V$ ), el cizallamiento horizontal del viento ( $\psi_r$ ) y/o el cizallamiento vertical del viento ( $\phi_r$ ).
- 10           11.- Procedimiento según la reivindicación 9 ó 10, **caracterizado porque** usando las propiedades físicas medidas se determina una valor estimado ( $T_E$ ) para la potencia de rotor mecánica y en base a este valor estimado ( $T_E$ ) se determina el valor estimado ( $P_E$ ) para la potencia eléctrica.
- 12.- Procedimiento según la reivindicación 11, **caracterizado porque** usando las propiedades físicas medidas se determina al menos un valor que caracteriza la al menos una magnitud característica del campo de viento y en base a este al menos un valor se determina el valor estimado ( $T_E$ ) para la potencia de rotor mecánica.
- 15           13.- Procedimiento según la reivindicación 11 ó 12, **caracterizado porque** para condiciones de viento diferentes, los valores ( $\mathcal{L}$ ) que caracterizan la al menos una magnitud característica del campo de viento y valores para la estimación de la potencia de rotor mecánica están depositados en la tabla de campo de viento (31) y el valor estimado ( $T_E$ ) para la potencia de rotor mecánica se determina usando la tabla de campo de viento (31).
- 20           14.- Procedimiento según la reivindicación 13, **caracterizado porque** un estado de funcionamiento de la instalación de energía eólica está caracterizado mediante al menos una magnitud de estado de funcionamiento que comprende la al menos una propiedad física del rotor (5), y en la tabla de campo de viento (31) están depositados adicionalmente los valores para la al menos una magnitud de estado de funcionamiento para estados de funcionamiento diferentes de la instalación de energía eólica.
- 15.- Procedimiento según una de las reivindicaciones 9 a 14, **caracterizado porque**
- 25           - la medición de la al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor comprende la medición de un alargamiento y/o una flexión de la al menos una pala de rotor en respectivamente al menos una posición predeterminada de la misma, de modo que la al menos una propiedad física de la al menos una pala de rotor comprende un alargamiento y/o una flexión de la al menos una pala de rotor en la o las al menos unas posiciones predeterminadas.
- 30

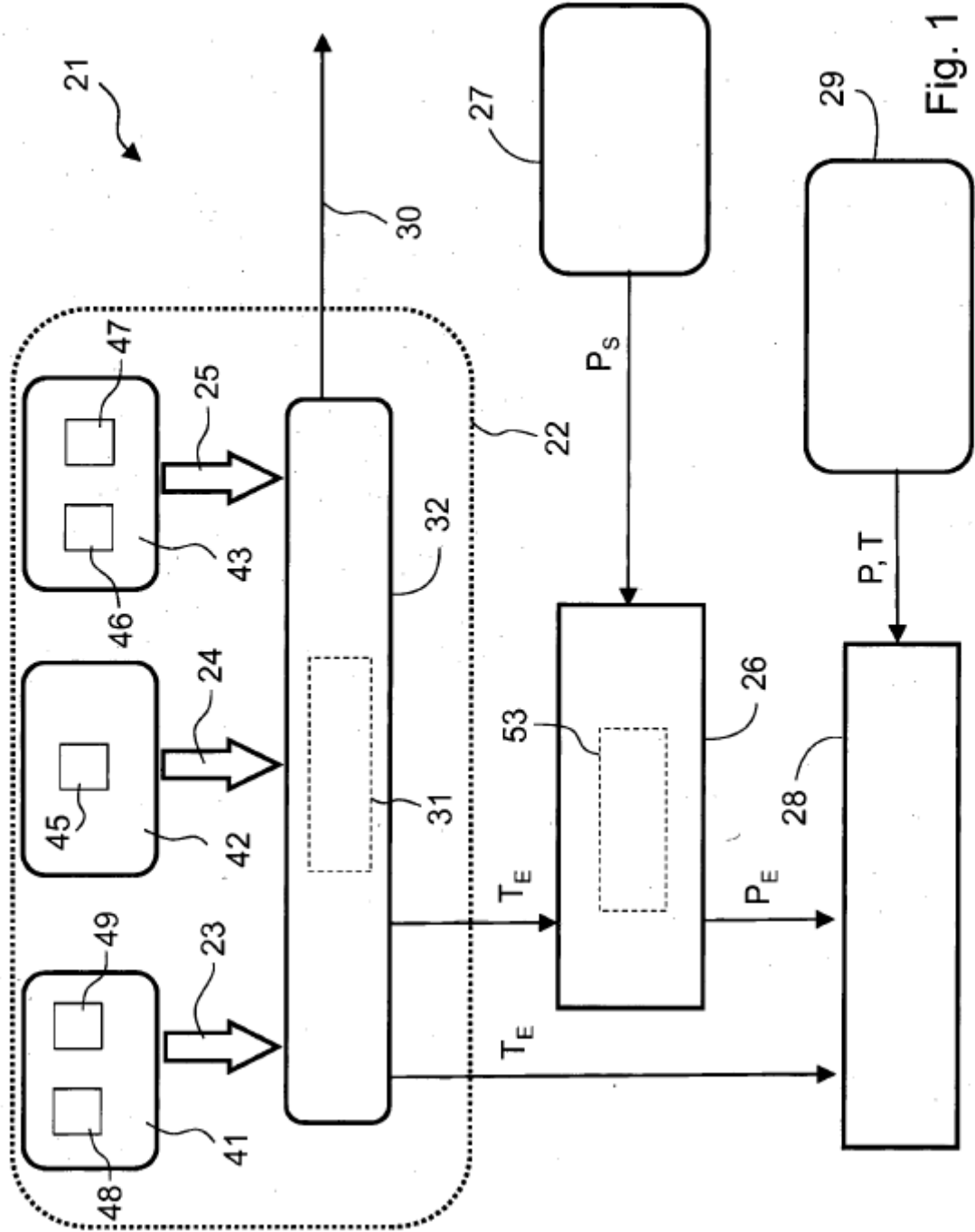


Fig. 1

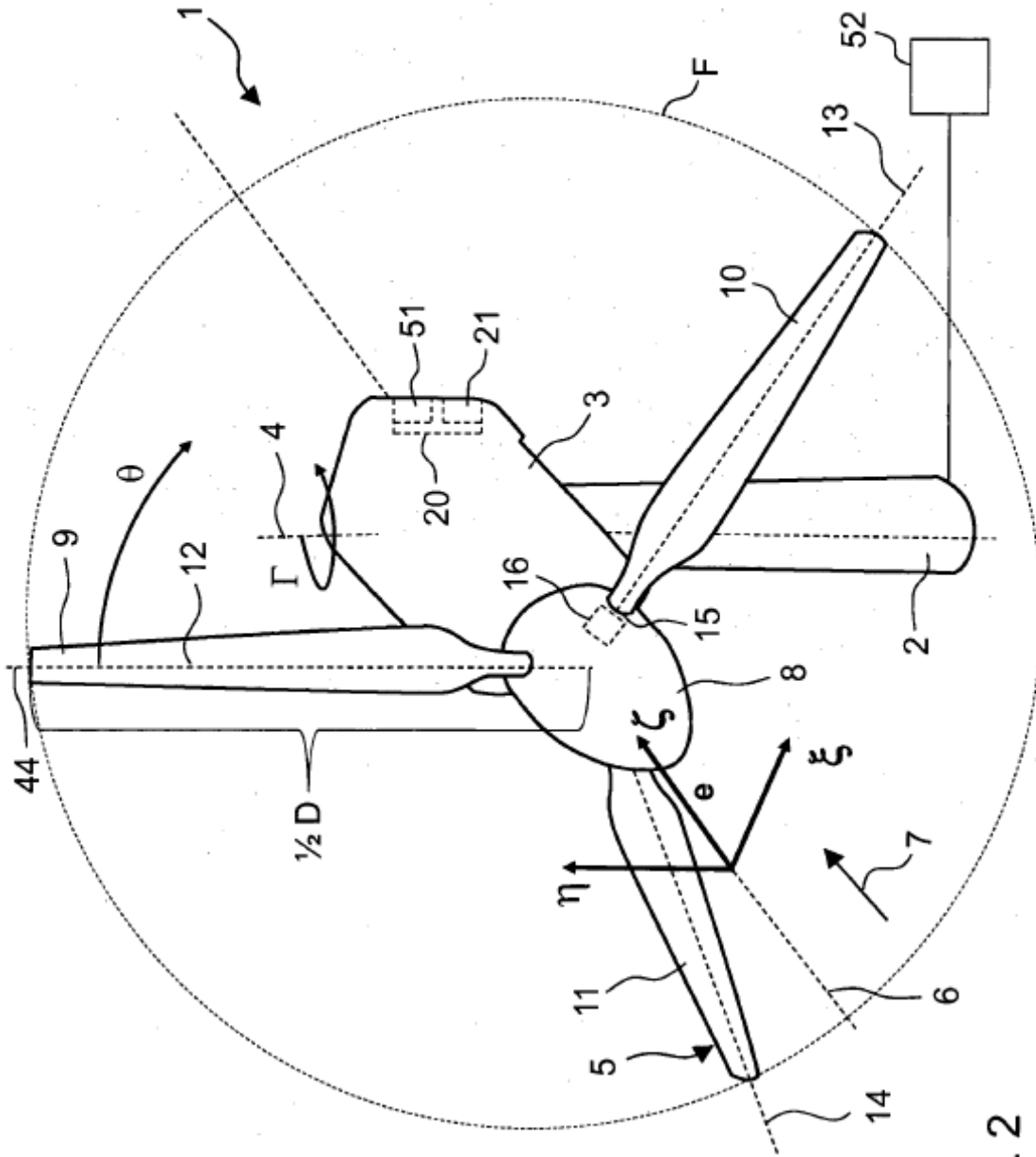


Fig. 2

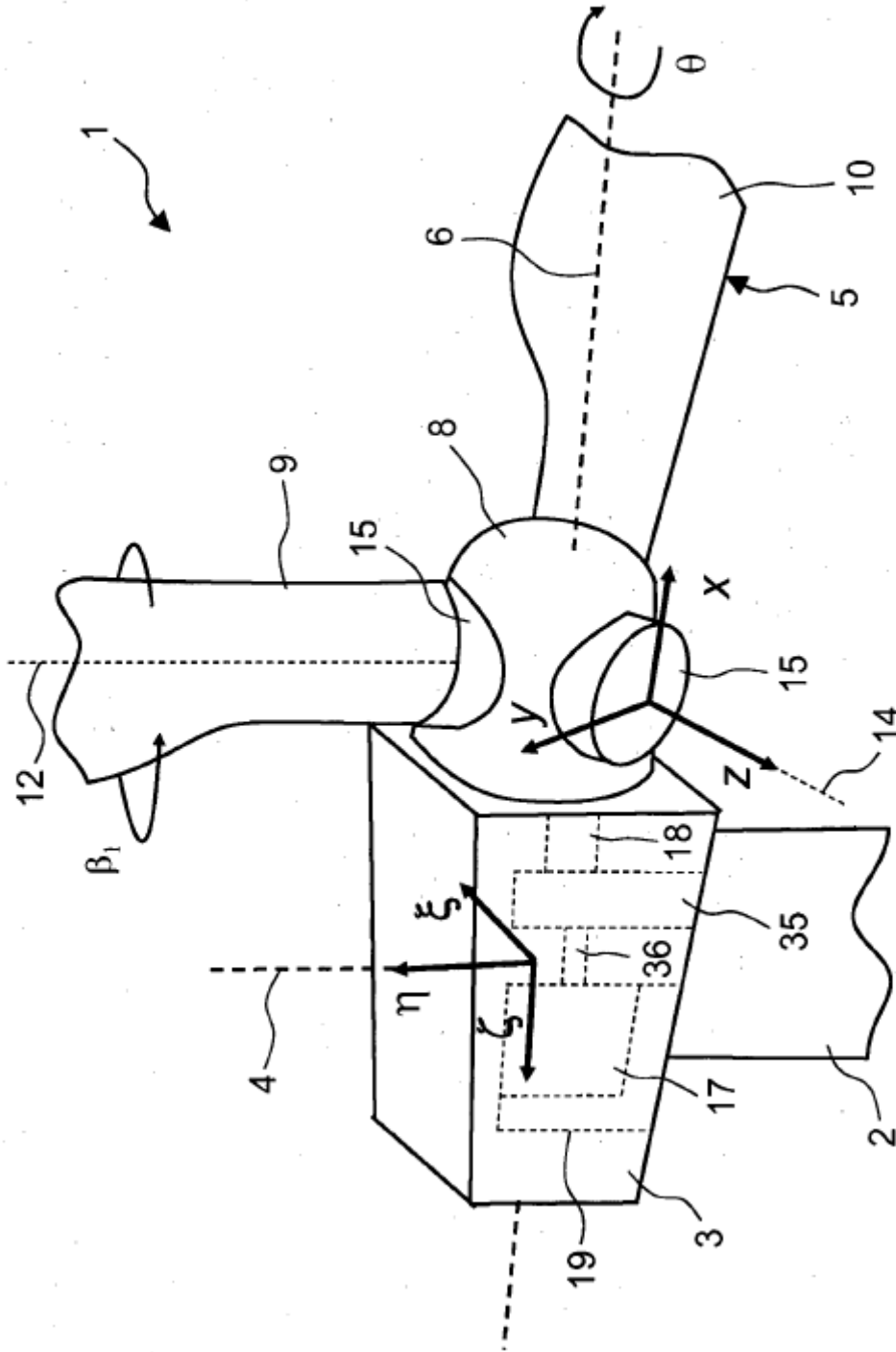


Fig. 3



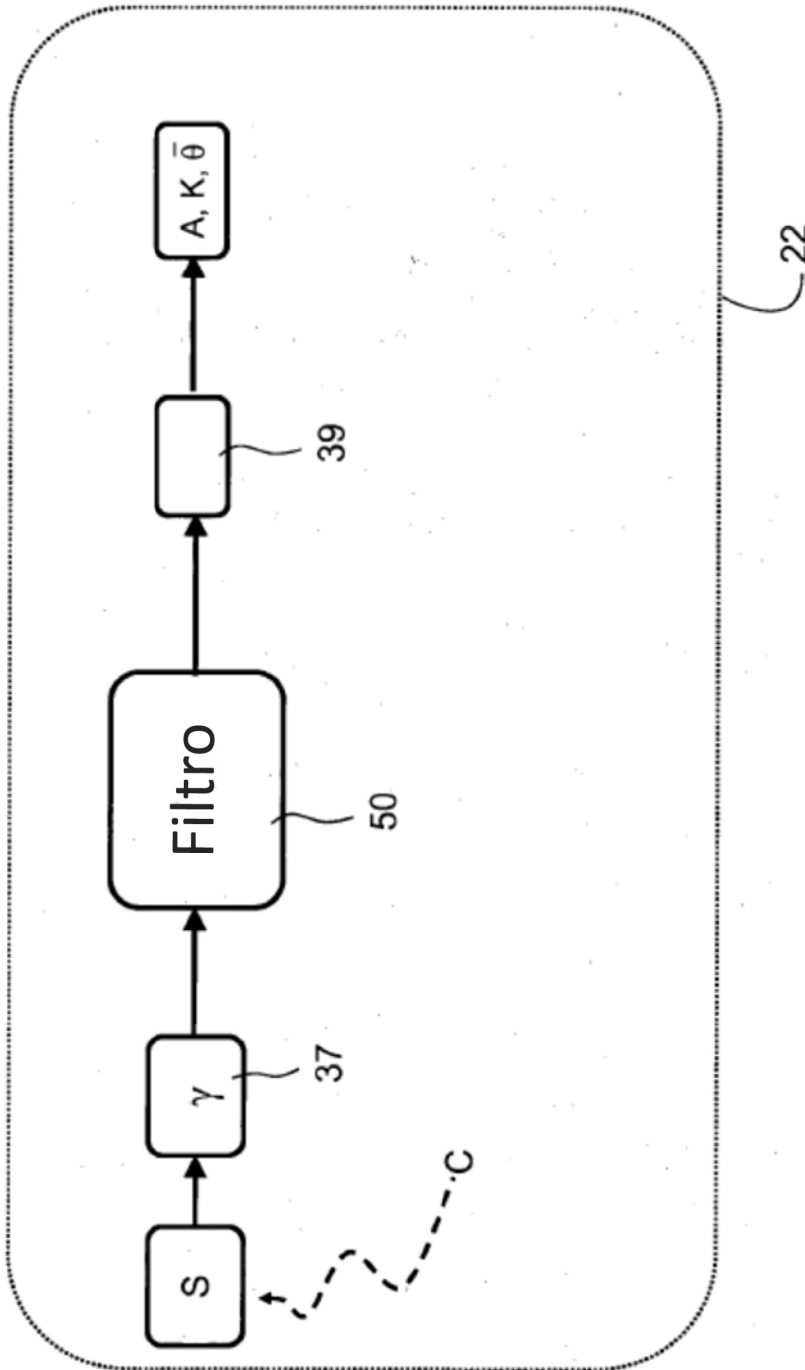


Fig. 4

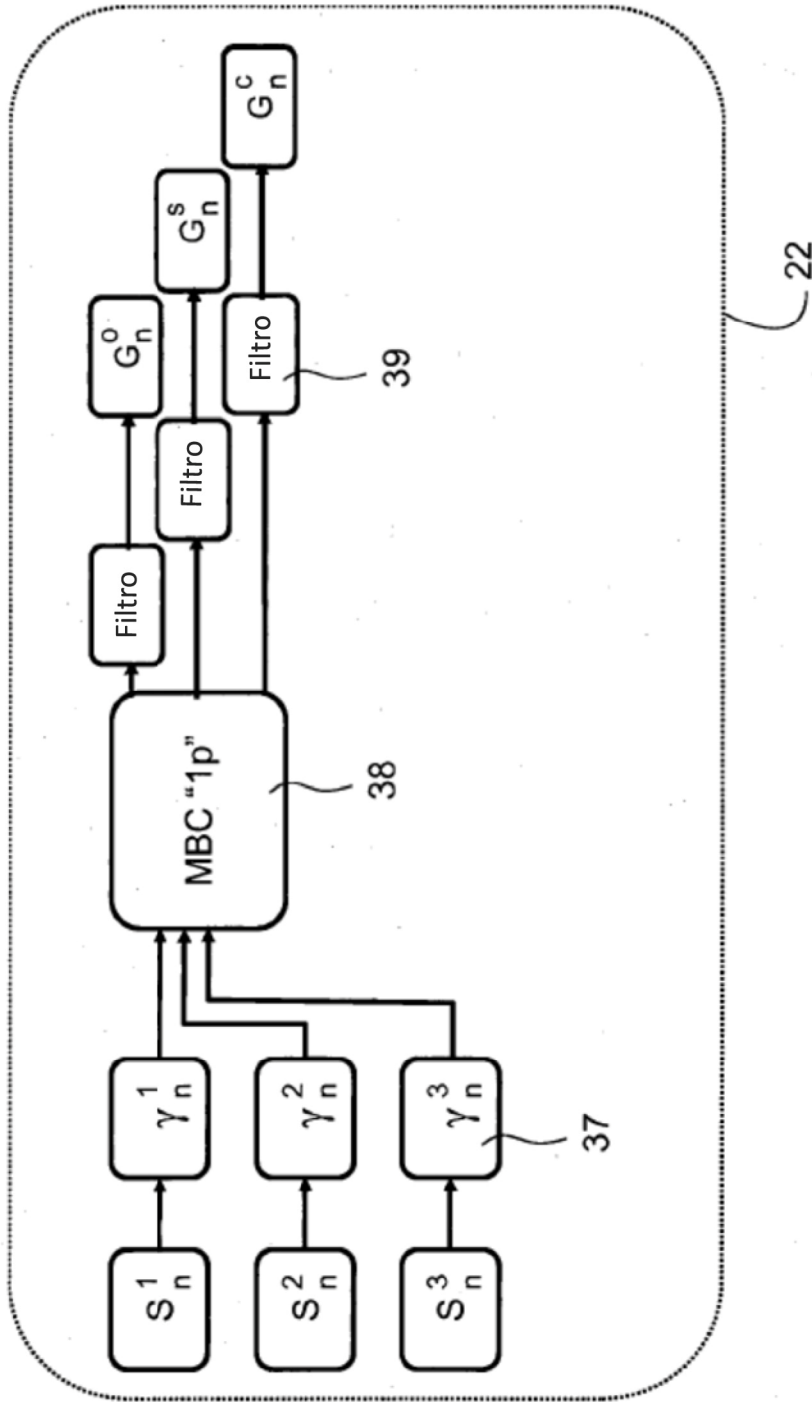


Fig. 5

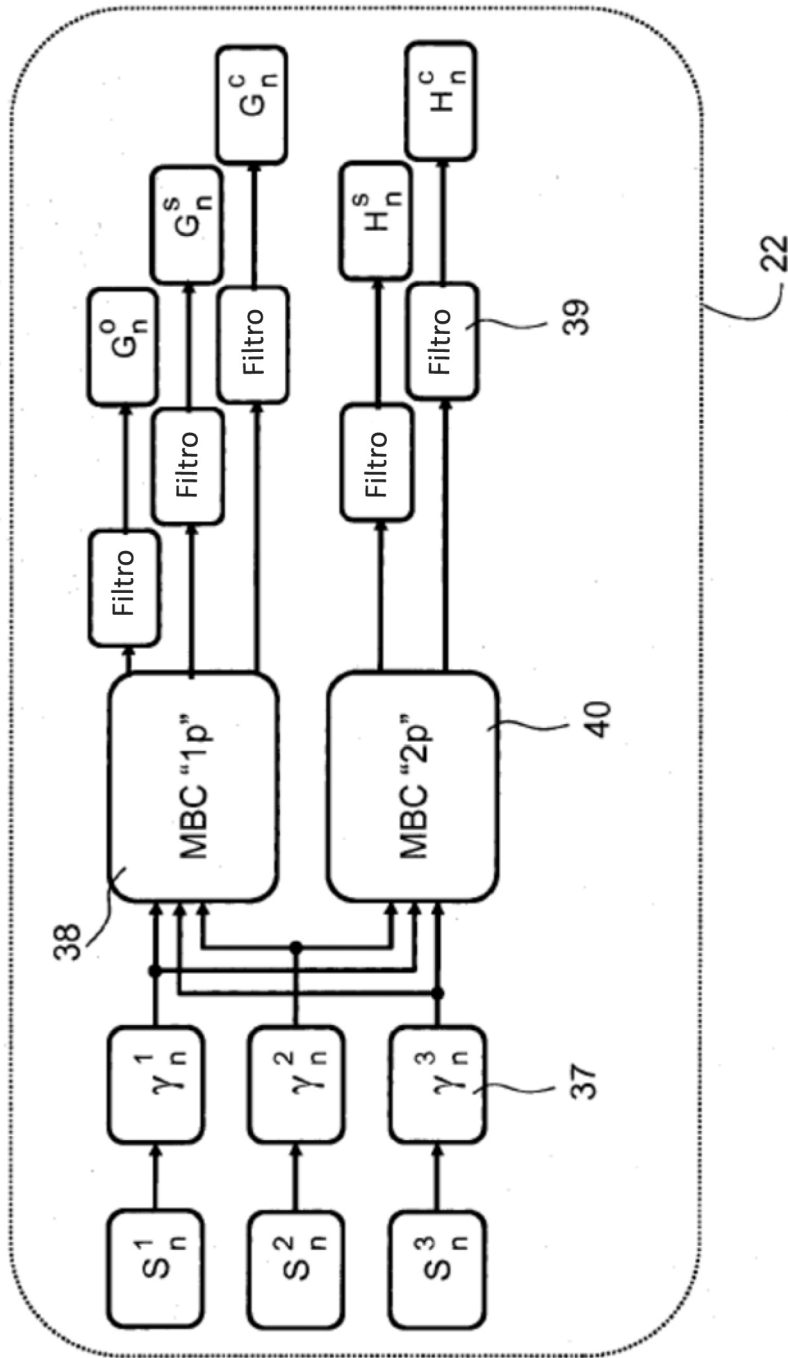


Fig. 6

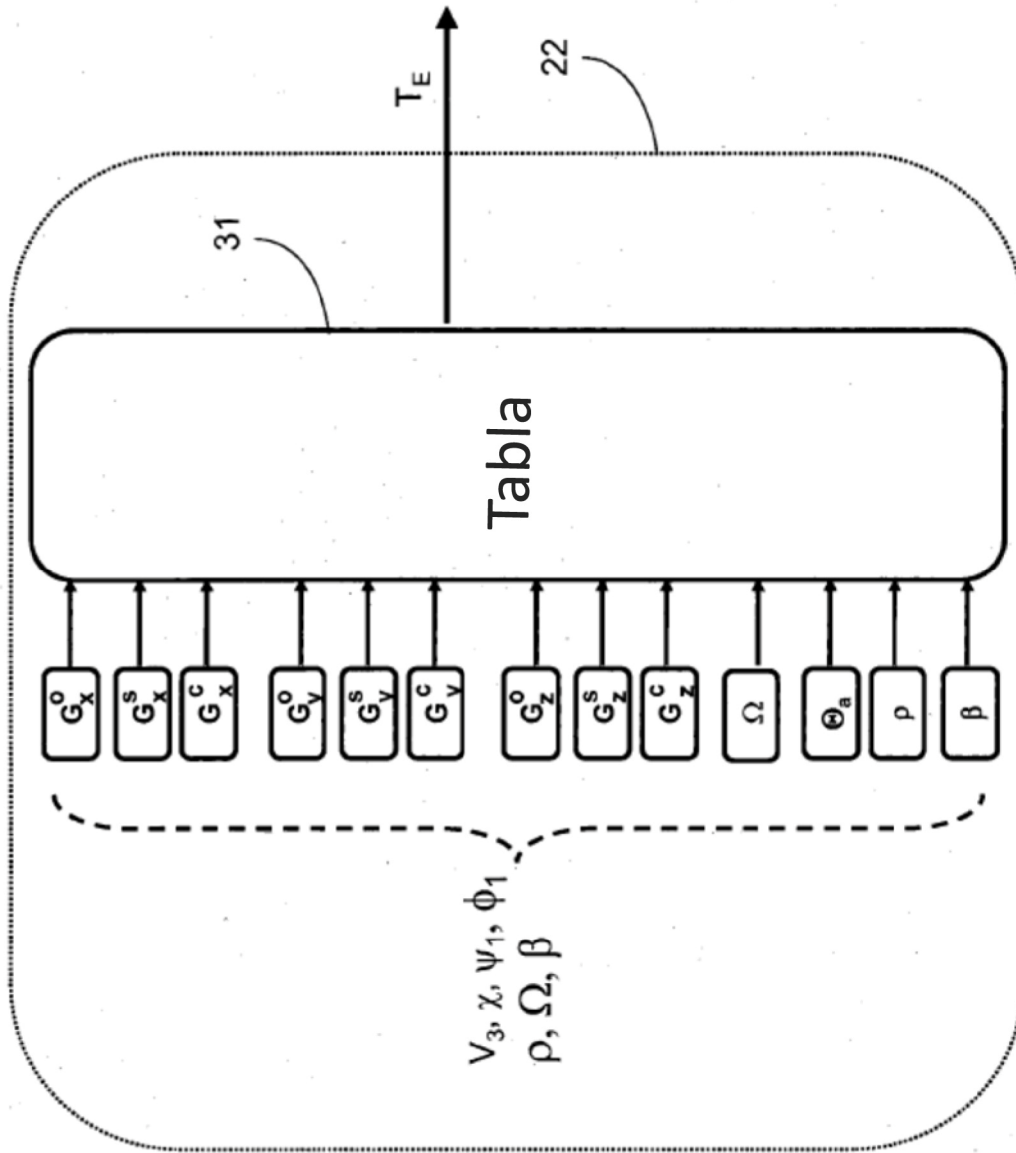


Fig. 7

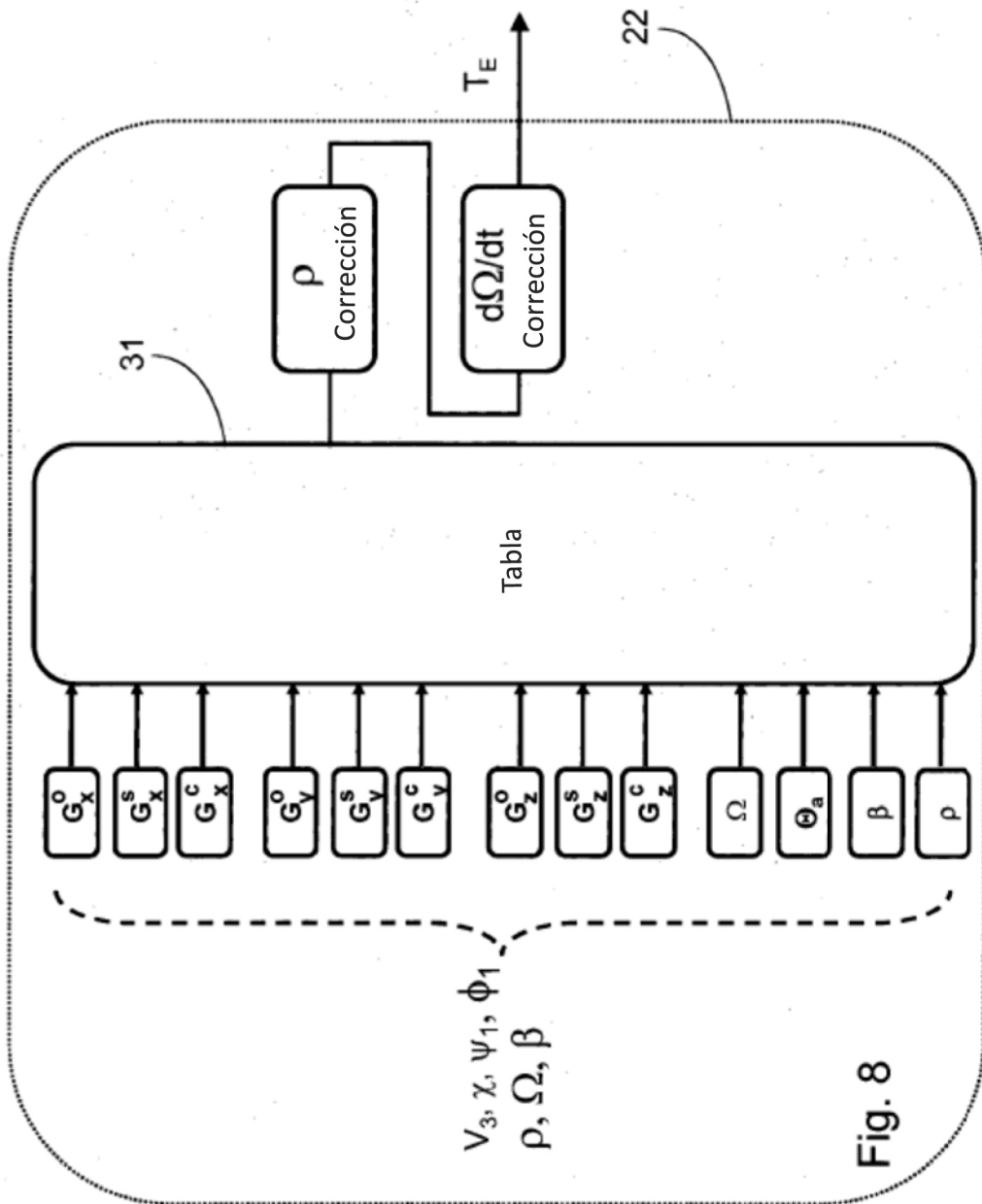


Fig. 8

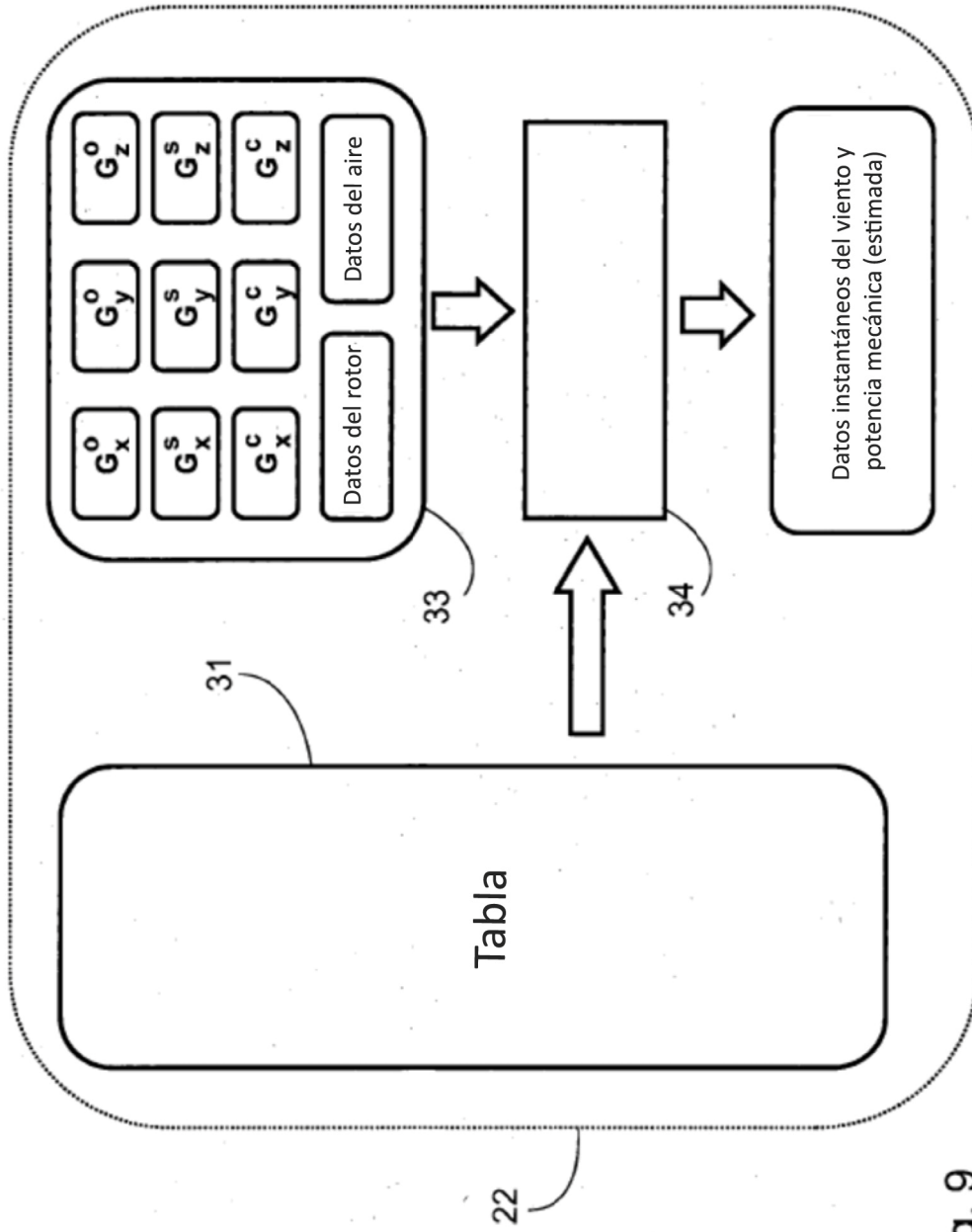


Fig. 9