

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 588 732**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **13.06.2011 PCT/DK2011/050211**

87 Fecha y número de publicación internacional: **22.12.2011 WO11157272**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.06.2011 E 11726060 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.07.2016 EP 2582973**

54 Título: **Método de control para una turbina eólica**

30 Prioridad:

18.06.2010 US 356187 P
18.06.2010 DK 201070273

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
04.11.2016

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

DALSGAARD, SØREN y
RISAGER, LARS

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 588 732 T3

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

DESCRIPCIÓN

Método de control para una turbina eólica

5 La presente invención se refiere a un método de control de una turbina eólica que tiene un rotor con palas de turbina eólica con capacidad de regulación de paso y un generador para producir potencia con el fin de aumentar la producción de energía a la vez que garantiza que la carga sobre la turbina eólica se mantiene dentro de límites aceptables.

Antecedentes

10 La mayoría de las turbinas eólicas modernas se controlan y se regulan continuamente más a menudo con el propósito de asegurar máxima extracción de potencia del viento en las condiciones climáticas y de viento actuales, asegurando al mismo tiempo que las cargas sobre los diferentes componentes de la turbina eólica se mantienen dentro de límites aceptables en todo momento. De manera deseable, la turbina eólica puede también controlarse para tener en cuenta repentinos aumentos rápidos en la velocidad del viento - los denominados ráfagas de viento, y tener en cuenta los cambios dinámicos en las cargas sobre las palas individuales debido a, por ejemplo, la pasada de la torre o la velocidad real del viento que varía con la distancia al suelo (la cizalladura o perfil de viento).

15 Con este propósito se recopilan y se monitorean un número de parámetros mediante los controladores en una turbina eólica, tales como por ejemplo, la velocidad y dirección del viento actuales, la velocidad de giro del rotor, el ángulo de paso de cada pala, el ángulo de guiñada, información sobre el sistema de red, y parámetros medidos (por ejemplo tensiones o vibraciones) de sensores situados, por ejemplo, en las palas, la góndola, o en la torre.

20 Basándose en estas y siguiendo alguna estrategia de control, se determinan los parámetros de control óptimos de la turbina para funcionar de manera óptima en las condiciones dadas. El rendimiento actual y por tanto la producción de potencia y la situación de carga de la turbina eólica se controla principalmente controlando la regulación de paso de las palas, pero puede incluir además ajustar por ejemplo cualquier dispositivo aerodinámico activo diferente para cambiar las superficies aerodinámicas de las palas tales como aletas o medios de generación de vórtices, ajustar la potencia, y/o ajustar la velocidad de giro del rotor.

25 Las turbinas eólicas se construyen y se controlan tradicionalmente según normas y según mapas de viento y la incorporación del compromiso de maximizar la producción de energía anual por la turbina eólica al mismo tiempo asegurar una determinada vida útil de la turbina es decir mantener las cargas sobre los diferentes componentes de la turbina eólica dentro de límites aceptables en todo momento y a lo largo del tiempo. Las turbinas eólicas se diseñan por tanto normalmente según una determinada (alta) turbulencia pero funcionarán más a menudo a un bajo nivel de turbulencia y puede controlarse en algunas condiciones de manera demasiado prudente mientras en algunas condiciones de manera no lo suficientemente prudente dando como resultado fatiga indeseada o cargas extremas sobre los componentes de turbina eólica, especialmente las palas, la góndola y la torre.

35 El documento US2010/098540 describe un método para hacer funcionar una turbina eólica cambiando el ángulo de paso de una pala para mantener la eficiencia de funcionamiento de la pala. El documento US2007/0057517 describe un método para limitar cargas sobre una turbina eólica proporcionando un ángulo de paso mínimo para las palas, ángulo de paso por debajo del cual no se permite que funcionen las palas. El documento EP1612414 describe un método de reducción de cargas de pala o curvaturas de pala analizando datos de paso almacenados e imponiendo un ángulo de paso mínimo en las palas basándose en los datos de paso analizados.

Sumario de la invención

40 Es por tanto un objeto de realizaciones de la presente invención proporcionar un método de control para una turbina eólica que obvia o reduce algunos de los problemas mencionados anteriormente en métodos de control conocidos.

Un objeto adicional de la invención es proporcionar un método de control para aumentar la producción de energía de la turbina eólica. Un objeto adicional de la invención es proporcionar un método de control para asegurar que las cargas sobre la turbina se mantienen dentro de límites aceptables en todas las condiciones de viento.

45 Es un objeto adicional de la invención proporcionar un método de control que de modo simple y eficaz puede reaccionar rápido y fiable a cambios en las condiciones de carga de viento.

Según la invención esto se obtiene mediante un método de control de una turbina eólica según la reivindicación 1.

50 El método de control según la invención por tanto comprende una estrategia de control para sintonizar el control de paso con el fin de asegurar que la carga sobre la turbina eólica se mantiene dentro de límites aceptables determinando en cada intervalo de tiempo un parámetro de funcionamiento que representa una carga sobre el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento, y usando las variaciones en tiempo de la misma como una base para decidir si el valor límite de paso mínimo es el paso mínimo permitido en las condiciones de carga y de viento actuales.

El método de control así obtenido es ventajoso al actuar como un sistema que detecta y reacciona a cambios o

- 5 variaciones en las condiciones de carga de una manera simple aunque eficaz, y de tal modo que la turbina puede controlarse sin verse afectada según su estrategia de control de paso convencional (normalmente con vista a maximizar la producción de energía de la turbina), a no ser que la carga y/o cambio en carga actuales de la turbina eólica dicte que el control se modifique ventajosamente mediante la regulación de paso de las palas según el paso mínimo por tanto reduciendo la carga sobre la turbina eólica. De este modo pueden mantenerse bajas o disminuirse ambas cargas actuales (se entienden en general tanto como fatiga o cargas instantáneas) sobre diferentes componentes de turbina eólica tales como la torre, las palas, el generador, las engranajes, etc.
- 10 Mediante el parámetro de funcionamiento que representa una carga sobre el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento se entiende que hay una relación uno a uno entre el parámetro de funcionamiento y la carga sobre el rotor de la turbina eólica, de forma que cambios en la carga se reflejan directamente en cambios correspondientes en el parámetro de funcionamiento.
- 15 El valor de referencia de paso puede comprender el valor o valores para cada pala de turbina eólica individual y/o el valor de la referencia de paso colectivo, de forma que el método de control puede realizarse en cada una de las referencias de paso de pala individuales y/o en la media (la referencia de paso colectivo) de las mismas.
- 20 La etapa de determinar un valor de referencia de paso puede realizarse en el mismo o en diferentes controladores y puede basarse en la entrada de diversos sensores tales como sensores de carga en las palas o árbol del rotor, acelerómetros en la góndola, anemómetros, etc. El valor de referencia de paso puede determinarse de este modo por el controlador de paso según otras estrategias de control de paso teniendo en cuenta, por ejemplo, el control de inclinación-guiñada de la turbina, el ajuste del paso que proporciona la salida de potencia máxima para la velocidad del viento dada, la regulación de paso individual que tiene en cuenta la cizalladura del viento y/o la torre, la regulación de paso para ajustar la velocidad de giro, o para disminuir las vibraciones de la torre.
- 25 La medición del uno o más parámetros de funcionamiento que representan una carga sobre la turbina eólica puede comprender medir cualquier parámetro que represente la potencia de viento entrante o el nivel de carga de pala, tal como medir las tensiones o esfuerzos sobre las palas, medir la deformación de las palas, medir la aceleración del rotor, la velocidad del generador, la potencia del generador, la distancia entre la pala y la torre, y/o la aceleración de la góndola o la torre.
- 30 La aceleración angular del rotor puede determinarse por medio de sensores que miden la velocidad del árbol de alta velocidad en el lado del generador del engranaje. Las cargas de pala pueden medirse por medio de galgas extensiométricas o fibras ópticas situadas sobre o en una o más de las palas de turbina eólica por ejemplo en la raíz de la pala.
- 35 Los intervalos de tiempo en los que se determinan el parámetro de funcionamiento y su variación pueden variar según necesidad y pueden determinarse, por ejemplo, continuamente o en longitudes de intervalo variables dependientes, por ejemplo, de las condiciones de turbulencia, de la dirección del viento actuales, de la temperatura ambiente, etc.
- 40 El parámetro de funcionamiento puede en una primera etapa filtrarse mediante, por ejemplo, un filtro de paso alto para derivar el contenido de alta frecuencia del parámetro de funcionamiento, tal como por ejemplo, las cargas de pala. El contenido de alta frecuencia del parámetro de funcionamiento tiene la ventaja de que se acciona casi únicamente por turbulencia, es decir se limita la dependencia de la fijación de control actual de la turbina eólica.
- 45 El parámetro de variación que refleja una variación del parámetro de funcionamiento puede determinarse como, por ejemplo, la desviación estándar y/o la varianza del parámetro, puede determinarse a partir de un algoritmo de conteo por flujo de lluvia, mediante la filtración del parámetro de funcionamiento, o mediante medidas de procesamiento de datos que reflejan la fluctuación del parámetro a lo largo del tiempo. Pueden emplearse diferentes tipos de filtros tales como filtros de paso rápidos y lentos, filtros de primer orden o mayor, un filtro Kalman o mediante la aplicación de la transformada rápida de Fourier.
- 50 Como el parámetro de funcionamiento representa una carga de la turbina eólica, el parámetro de variación puede representar la carga de fatiga o la tasa de daño sobre la turbina eólica.
- En caso de que el parámetro de funcionamiento comprenda una medición de las cargas en la raíz de pala, el parámetro de variación puede representar la carga de fatiga en la raíz de pala.
- 55 En caso de que el parámetro de funcionamiento comprenda la aceleración del rotor, el parámetro de variación puede representar la potencia de aceleración del rotor que expresa la potencia necesaria usada/generada por la inercia del rotor para acelerar/frenar según se mide.
- Tal parámetro de variación que expresa la variación temporal del parámetro de funcionamiento puede emplearse en los sistemas de control existentes mediante medios simples, opcionalmente mediante la actualización de los sistemas existentes y sin la necesidad de mediciones adicionales.
- Según la invención, el parámetro de variación (por ejemplo, la potencia de aceleración del rotor y fluctuaciones de la

carga de pala) se usa para determinar el valor límite de paso mínimo de la referencia de paso que fija un valor mínimo para el paso de la pala, y que se aplica en el control de paso que anula el valor de referencia de paso determinado de otro modo si este no es superior o igual al valor límite de paso mínimo determinado.

De este modo se obtiene el control de paso que se sintoniza según las condiciones de viento actuales.

- 5 El método de control propuesto no cambia la referencia de paso de las palas directamente sino más bien indirectamente mediante la fijación de un límite de paso mínimo, por tanto proporcionando un método de control menos prudente. La turbina eólica puede aumentar de este modo la producción de potencia en algunas situaciones de condiciones climáticas benignas en las que el control tradicional ha demostrado de otro modo ser demasiado prudente.
- 10 Una ventaja adicional del método propuesto es que la sintonización o ajuste del paso solo se activa cuando es necesario - generalmente en turbulencia alta por tanto evitando cargas de pico especialmente sobre las palas y la torre. Además, en estas situaciones en las que se activa la estrategia de control modificada, la turbina eólica no se para o su régimen nominal no se disminuye simplemente sino en cambio se controla de manera que se reduce la fatiga y daños en el rotor a la vez que se mantiene una producción de potencia de la turbina eólica.
- 15 Una ventaja adicional del método de control según la invención es que el valor límite de paso mínimo es dinámico y se modifica o se actualiza repetidamente tanto en baja como en alta turbulencia, permitiendo por tanto en algunas situaciones una producción de potencia aumentada y limitando activamente en otras situaciones el paso.

Además, el control de paso subyacente puede que no necesite aplicar factores de seguridad tan prudentes para determinar el valor de referencia de paso, ya que la fijación del valor límite de paso mínimo según el método de control propuesto puede asegurar que el controlador reacciona a condiciones de carga y viento críticos potenciales antes de que evolucionen y se vuelvan críticas.

De manera similar, el método de control propuesto es ventajoso para reducir el riesgo de exceder las cargas de diseño de la turbina eólica, debido a que el controlador es más prudente en situaciones de carga que están fuera de aquellas para las que se ha diseñado la turbina.

25 Además, el método de control según la invención es ventajoso al tener en cuenta los derivados y los efectos de segundo orden de las cargas sobre el rotor de la turbina eólica y por tanto responde a situaciones en las que la turbulencia es alta pero en las que de todos modos el empuje medio puede ser aceptable.

Es una ventaja del método de la presente invención que puede aplicarse fácilmente a turbinas eólicas existentes sin el requisito de componentes o equipo de hardware adicionales.

30 Además del control del paso de la pala, pueden controlarse simultáneamente o en paralelo otros parámetros controlables de la turbina, tales como por ejemplo, la guiñada o conicidad del rotor, la velocidad de giro del rotor, la potencia, el par, la velocidad del generador, o algunos parámetros de ajuste para cualquier dispositivo aerodinámico activo diferente para cambiar las superficies aerodinámicas de las palas tales como aletas o medios de generación de vórtices.

35 Según una realización de la invención, el valor límite de paso mínimo se determina de manera que refleja el paso mínimo para mantener el empuje sobre el rotor en el nivel de empuje máximo permitido. El empuje expresa la fuerza axial del viento sobre el rotor de la turbina eólica y transferida desde las palas del rotor y del rotor hasta la góndola y dirigida a lo largo del eje de giro del rotor. El empuje puede ser positivo o negativo en diferentes momentos durante el funcionamiento de la turbina eólica y puede determinarse en función de la velocidad del viento, el ángulo de paso de las palas del rotor, y la velocidad de giro del rotor (o generador).

40 El método de control propuesto por tanto puede permitir empuje del rotor máximo más alto cuando las condiciones de viento son benignas (por ejemplo, baja turbulencia) permitiendo por tanto que la turbina genere una mayor producción de energía, disminuyendo al mismo tiempo el empuje máximo permitido en condiciones de viento severas para disminuir la carga sobre la turbina.

45 Según la invención, el método de control comprende además la etapa de determinar una potencia producida mediante el giro del rotor y una velocidad de giro del rotor, y determinar el valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso en función de dicha potencia y dicha velocidad de giro del rotor. Como puede mostrarse que el ángulo de paso para un valor de empuje dado y una velocidad de giro del rotor dada es una función lineal de la potencia del rotor, el valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso puede determinarse a partir de estas relaciones y en función del parámetro de variación o bien directamente o bien indirectamente determinando primero el valor de empuje como el nivel de empuje máximo permitido a partir de los parámetros de variación. El valor límite de paso mínimo por tanto puede determinarse fácilmente y rápido, por ejemplo, a partir de un conjunto de curvas o ecuaciones predeterminadas que proporcionan las relaciones mencionadas anteriormente entre el paso mínimo y la potencia del rotor para diferentes velocidades de giro de rotor y niveles de empuje.

55 Según la invención, el método comprende la etapa de determinar un empuje máximo permitido sobre el rotor en

función del parámetro de variación, y determinar el valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso en función del empuje máximo permitido. Tal como se menciona anteriormente, el valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso puede obtenerse de este modo a partir de un conjunto de curvas o tablas de consulta predeterminadas, ya que la relación empírica entre el paso mínimo y el parámetro de variación puede determinarse

5 opcionalmente por medio del empuje máximo permitido de antemano.

En una realización de la invención, el valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso puede estimarse para generalmente aumentar el empuje máximo permitido del rotor y para aumentar la potencia del rotor o generador y para aumentar la velocidad de giro del rotor. El límite de paso mínimo puede estimarse para que dependa lineal o

10 parcialmente linealmente del empuje máximo permitido del rotor, la potencia del rotor o generador, y/o la velocidad de giro del rotor.

En una realización adicional de la invención, el método comprende además la etapa de determinar una velocidad del viento media en el rotor, y determinar el empuje máximo permitido en función de la velocidad del viento media. El empuje máximo permitido puede basarse en conjuntos de curvas de empuje o conjuntos de datos y en función de la

15 fuera de línea a partir de la conexión entre la carga de fatiga estimada, la velocidad del viento y el empuje máximo permitido, y puede obtenerse, por ejemplo, a partir de simulaciones numéricas. Los conjuntos de datos o curvas pueden establecerse durante el diseño y la construcción de la turbina eólica para conseguir la producción de potencia deseada por la turbina eólica y a lo largo de la vida útil deseada. Los conjuntos de datos o curvas pueden actualizarse opcionalmente durante el funcionamiento de la turbina eólica. La velocidad del viento usada puede ser

20 una velocidad del viento medida o estimada y puede ser una velocidad del viento media determinada, por ejemplo, como la velocidad del viento promedio sobre el área del rotor o como el promedio entre una velocidad del viento máxima y mínima.

Alternativamente o adicionalmente, el empuje máximo permitido puede determinarse a partir de tablas de consulta predeterminadas que proporcionan un método eficaz y rápido para establecer o estimar el empuje máximo permitido.

25 En una realización de la invención, puede estimarse que el empuje máximo permitido del rotor disminuye generalmente para aumentar la variación del parámetro de funcionamiento y para disminuir velocidades del viento. Puede estimarse que el empuje máximo permitido del rotor depende lineal o parcialmente linealmente de la variación del parámetro de funcionamiento y/o la velocidad del viento. En una estimación más simple del empuje máximo permitido del rotor, puede estimarse que la variación del parámetro de funcionamiento es independiente de la

30 velocidad del viento, de forma que el empuje máximo permitido del rotor puede estimarse únicamente en función de la variación del parámetro de funcionamiento.

En una realización de la invención, la etapa de medición del parámetro de funcionamiento comprende medir una aceleración lateral, axial y/o angular del rotor, medir una distancia entre una pala de turbina eólica y la torre de

35 ejemplos de parámetros de funcionamiento proporcionan una medición que puede obtenerse relativamente fácil y exacta sin la necesidad de ningún equipo de medición avanzado y que proporciona una medición simple pero directa que refleja la carga sobre la turbina eólica tal ejercida por el viento y que puede ser ventajosa por tanto para determinar una tasa de fatiga o daños de la turbina eólica y por tanto un máximo límite de empuje permitido.

En una realización de la invención, el parámetro de variación se determina como la desviación estándar del parámetro de funcionamiento y/o filtrando el parámetro de funcionamiento. De este modo se obtiene un parámetro de variación que expresa la variación temporal del parámetro de funcionamiento que puede emplearse en sistemas de control existentes mediante medios simples, opcionalmente mediante la actualización de los sistemas existentes y sin la necesidad de mediciones adicionales.

40

En una realización adicional de la invención, el parámetro de variación se determina en función de la diferencia entre un parámetro de funcionamiento con filtrado de paso bajo rápido y uno lento, obteniendo de este modo mediante un algoritmo simple una medición eficaz para la variación dependiente del tiempo del parámetro de funcionamiento en cuestión. El parámetro de variación de este modo refleja un cambio repentino o brusco del parámetro de funcionamiento.

45

En una realización de la invención, el método de control puede comprender además las etapas de determinar el cambio en el parámetro de funcionamiento medido en dos intervalos de tiempo sucesivos, y anular el control anterior y controlar la turbina eólica según una estrategia de control de seguridad si la diferencia entre el parámetro de funcionamiento cambia y el parámetro de variación es superior a un umbral de alerta.

50

Además del algoritmo adaptable relativamente de manera lenta tal como se describió previamente que relativamente de manera lenta ajusta el empuje máximo del rotor según las condiciones de viento estacionarias o casi estacionarias actuales, de este modo se obtiene un algoritmo de reacción rápida que modificará rápidamente la estrategia de control según una estrategia de seguridad en caso de que las cargas y por tanto las condiciones de viento se detecten como no estacionarias. Mediante el método propuesto, el algoritmo de control examina si el parámetro de funcionamiento se comporta según lo esperado basándose en la información del parámetro de

55

variación ya derivado y reacciona instantáneamente si los parámetros de funcionamiento se desvían demasiado de su valor esperado. Tal desviación se considera entonces como una señal de un cambio repentino en las condiciones de viento y se lleva a cabo una acción preventiva aplicando inmediatamente la estrategia de seguridad. Mediante tal reacción rápida, el control de la turbina eólica puede modificarse tan rápidamente que puede evitarse cualquier carga alta especialmente sobre la torre o las palas de turbina, y que la turbina eólica no necesita apagarse sino en cambio puede permanecer en un modo de funcionamiento y producción de potencia.

La estrategia de control de seguridad puede comprender según realizaciones de la invención aumentar el valor límite de paso mínimo, y/o fijar el empuje máximo permitido a un valor predefinido. La estrategia de control de seguridad fija de este modo mediante medios simples un control más prudente (paso) que puede efectuarse rápido por tanto afectando mínimamente solo a la producción de potencia mientras que todavía evitando cualquier situación de carga extrema.

En una realización de la invención, el umbral de alerta es una constante predefinida. El umbral de alerta puede depender alternativamente del valor límite de paso mínimo más reciente, y/o puede ser opcionalmente una función de la velocidad del viento. El umbral de alerta puede además ser opcionalmente una función de otros parámetros, tales como por ejemplo, un factor de turbulencia, mediciones de aceleración en la góndola o las palas, las cargas de pala, la producción de potencia, la velocidad del generador, o el paso de las palas actual, por lo cual se obtiene el método de control que en algunas situaciones reacciona más rápidamente a grandes variaciones en las condiciones de carga de viento. De este modo, puede aplicarse un método de control, en el que es más probable que se produzca una estrategia de control de seguridad, en situaciones en las que las consecuencias de los grandes cambios en las condiciones de viento son más severas; por ejemplo a mayores velocidades del viento.

Según otro aspecto, la presente invención se refiere a un sistema de control para una turbina eólica según la reivindicación 16.

De este modo se obtiene un sistema de control para una turbina eólica que puede controlarse según los métodos de control anteriores y con las ventajas derivadas de los mismos y tal como se describe en relación a los mismos.

Finalmente, la presente invención se refiere en otro aspecto a una turbina eólica que tiene un rotor con palas de turbina eólica con capacidad de regulación de paso y un generador para producir potencia y que comprende una unidad de medición situada con respecto al rotor de tal manera que mide en intervalos de tiempo al menos un parámetro de funcionamiento que representa una carga sobre el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento, comprendiendo además la turbina eólica un sistema de control según lo anterior que comprende un controlador de paso para determinar un valor de referencia de paso para una o más de las palas de turbina eólica, un procesador para determinar dicho al menos un parámetro de funcionamiento medido mediante la unidad de medición, y para determinar un parámetro de variación que refleja una variación de dicho parámetro de funcionamiento a lo largo del tiempo, y para determinar un valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso en función de dicho parámetro de variación, y en la que el controlador de paso está configurado además para controlar la turbina eólica según el valor de referencia de paso solo si el valor de referencia de paso es superior o igual al valor límite de paso mínimo, y según el valor límite de paso mínimo si el valor de referencia de paso es inferior al valor límite de paso mínimo.

Las ventajas de tal turbina eólica son como se proporcionan anteriormente con respecto a los métodos de control propuestos.

Breve descripción de los dibujos

En lo siguiente se describirán diferentes ejemplos de la invención con referencia a los dibujos, en los que:

la figura 1 generalmente ilustra una turbina eólica,

la figura 2 ilustra un sistema de control general de una turbina eólica según la presente invención,

la figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra una realización del método de control,

la figura 4 ilustra la desviación estándar de la carga de pala $\sigma(M_i)$ en función de la velocidad del viento media V_{viento} para tres valores diferentes de empuje del rotor $F_{t,max}$,

la figura 5 ilustra la potencia de aceleración del rotor $\sigma(\alpha_i)$ en función de la velocidad del viento media V_{viento} para tres valores diferentes de empuje del rotor $F_{t,max}$,

la figura 6 muestra el ángulo de paso mínimo aceptable γ_{min} en función la potencia del rotor P_{rotor} a cuatro velocidades de giro diferentes ω y para un empuje máximo constante dado,

la figura 7 ilustra el empuje máximo permitido del rotor $F_{t,max}$ en función del límite de paso mínimo γ_{min} y la potencia de generador normalizada, y para un conjunto de velocidades de giro diferentes del rotor ω ,

las figuras 8 y 9 muestran la velocidad del viento V_{viento} , potencia del generador $P_{generador}$, momentos de la pala M , empuje máximo aceptable $F_{t,max}$, referencia de paso resultante, y el ángulo de paso mínimo aceptable que resulta de una estrategia de control según una realización de la invención y comparado con los resultados de una estrategia de control convencional y para dos escenarios de viento diferentes, y

5 la figura 10 es un diagrama de flujo que ilustra una realización del método de control.

Descripción detallada de los dibujos

Tal como se muestra en la figura 1, una turbina eólica 90 comprende una torre 92, una góndola 94 en la parte superior de la torre, alojando la góndola componentes de máquina, tales como caja de engranajes, generador, etc. (no mostrados). En un extremo de la góndola, una sección de buje 96 soporta una pluralidad de palas de turbina eólica 100. El rotor de la turbina eólica incluye las palas y posiblemente otras partes giratorias. Una o más unidades de medición 102 pueden preverse con la sección de buje 96, en o sobre la góndola, en una o más de las palas 100, y en la torre 92. La(s) unidad(es) de medición 102 está/están dispuestas para medir uno o más parámetros de funcionamiento que representan una carga sobre el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento, tal como una aceleración de un componente de la turbina eólica, una carga de un componente de la turbina eólica, una curvatura de un componente de la turbina eólica, o una velocidad de giro de un componente de la turbina eólica. La medición de carga puede ser, por ejemplo, una medición de par en el buje o una tensión en la raíz de pala y llevada a cabo mediante medios adecuados, tales como galgas extensiométricas, fibras ópticas, etc. La medición de la aceleración puede realizarse por medio de un acelerómetro dispuesto dentro de la sección de buje, sobre la góndola, o sobre el árbol principal. La medición de curvatura puede realizarse, por ejemplo, mediante un dispositivo de medición de ángulo. La medida de rpm puede realizarse convenientemente en el árbol principal de la turbina o en una parte giratoria dentro de la sección de buje, para medir la velocidad de giro del rotor. Alternativamente, puede realizarse mediante un instrumento, que es independiente de acceso al árbol principal de la turbina eólica.

La figura 2 generalmente ilustra un sistema de control de una realización de una turbina eólica según la invención. La turbina eólica comprende uno o más controladores tales como un controlador alojado en la góndola 108 dentro de la góndola 94 y un controlador al lado del buje 104 y en comunicación entre sí mediante una superficie de contacto entre las partes estacionarias y giratorias. Los controladores 104, 108 reciben entradas desde el conjunto de sensores o unidades de medición 102 situadas en diferentes partes de la turbina eólica tales como en la góndola, en las palas o la torre. Las unidades de medición 102 pueden proporcionar datos de entrada a un controlador alojado en la góndola 108 relacionados con, por ejemplo, la salida de potencia de la turbina eólica, la dirección del viento, la velocidad del viento y/u otros parámetros. La circuitería de control al lado del buje 104 recibe datos de entrada desde una pluralidad de unidades de medición 102 dispuestas para medir, por ejemplo, cargas sobre las palas 100 (es decir, la flexión de la pala), oscilación de la pala, rpm, aceleración, velocidad o carga sobre la torre 92 y/u otros parámetros. Los sensores 102 pueden preverse para propósitos individuales, o algunos de ellos pueden reproducir otros. Por ejemplo, dos de los sensores 102 pueden preverse para medir carga de pala, conforme al cual uno de los sensores 102 está previsto para tomar el relevo si el otro falla. El sistema de control comprende un controlador de paso para determinar el valor de referencia de paso para controlar el paso de las palas 100. La entrada desde las unidades de medición 102 se procesa en un procesador en uno o más de los controladores para proporcionar el parámetro de funcionamiento y el parámetro de variación y por tanto determinar un valor límite de paso mínimo que se comunica al controlador de paso. El controlador de paso está configurado entonces para controlar el paso de las palas de turbina según la referencia de paso si esta está en el lado seguro de (es decir más largo que) el límite de paso mínimo determinado.

La figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra una realización del método de control según la invención. Se miden uno o más parámetros de funcionamiento 300 mediante diferentes unidades de medición 102 en intervalos de tiempo o continuamente. El parámetro de funcionamiento 300 representa una carga sobre el rotor de la turbina eólica provocada por el viento perjudicial y puede comprender, por ejemplo, cargas sobre las palas de turbina, M_i , y/o la aceleración angular del rotor α_i medida en el intervalo de tiempo i . Las cargas sobre las palas de turbina M_i pueden medirse, por ejemplo, mediante sensores tales como galgas extensiométricas o fibras ópticas situadas en una raíz de pala o radialmente más afuera sobre la turbina pala. La aceleración del rotor α_i puede medirse, por ejemplo, por medio de sensores que miden la velocidad del árbol de alta velocidad en el lado del generador de la caja de engranajes.

A partir del parámetro de funcionamiento, los daños o carga de fatiga en la etapa 301. La señal de la etapa 300 puede filtrarse mediante un filtro de paso alto para derivar el contenido de alta frecuencia de la señal de entrada de carga. El contenido de alta frecuencia de la señal tiene la ventaja de que se acciona casi únicamente por turbulencia, es decir se limita la dependencia de las fijaciones de control actuales de la turbina eólica. Basándose en esto, se determina un parámetro de variación σ , 301 del parámetro de funcionamiento. El parámetro de variación σ puede ser, por ejemplo, la desviación estándar o la varianza del parámetro de funcionamiento, o puede determinarse aplicando un algoritmo de conteo por flujo de lluvia o un algoritmo de filtrado.

Si la señal de carga comprende las cargas de pala de turbina M_i , el parámetro de variación a lo largo del tiempo representa la tasa de fatiga o daños de las palas de turbina que, por ejemplo, puede determinarse a partir de un conteo por flujo de lluvia.

En caso de que la señal de carga comprenda la aceleración del rotor α_i , el parámetro de variación a lo largo del tiempo representa la potencia de aceleración del rotor que expresa la potencia necesaria usada o generada por la inercia del rotor para acelerar o frenar según se mide. Para el giro alrededor de un eje fijo, la relación entre el momento angular L y el momento de inercia I y la velocidad angular ω del rotor pueden expresarse como

$$\mathbf{L} = I\omega,$$

De aquí sigue que el par neto que determina la frecuencia de cambio del momento angular puede determinarse como

$$\tau_{\text{net}} = \frac{d\mathbf{L}}{dt} = \frac{d(I\omega)}{dt} = I \frac{d\omega}{dt} = I\alpha,$$

donde α es la aceleración angular del rotor, medida en rad s^{-2} . La potencia es el trabajo por unidad de tiempo, proporcionado por la potencia P y el par τ como $P = \tau\omega$, por lo cual se llega a la siguiente expresión para la potencia de aceleración del rotor P

$$P = I * d \omega / dt * \omega$$

Basándose en el parámetro de variación y la velocidad del viento actual medida o estimada V_{viento} , se determina el empuje máximo del rotor $F_{t,max}$, 303. El empuje máximo del rotor $F_{t,max}$, 303 expresa el empuje máximo del rotor permitido o aceptable en las condiciones de viento dadas para no provocar desgaste y fatiga demasiado altos sobre la turbina eólica reduciendo por tanto su vida útil al mismo tiempo obteniendo la producción de potencia deseada a lo largo del tiempo. La velocidad del viento V_{viento} , 302 puede obtenerse mediante mediciones de velocidad del viento de un anemómetro o de un algoritmo de estimación de velocidad del viento. El empuje máximo permitido del rotor $F_{t,max}$ puede determinarse a partir de tablas de consulta o curvas que se han predeterminado, por ejemplo, durante el diseño de la turbina eólica a partir de simulaciones. Se muestran ejemplos de tales materiales de datos en las figuras 4 y 5.

La figura 4 ilustra la desviación estándar de las cargas de pala de turbina $\sigma(M_i)$, 301, 400 en función de la velocidad del viento media V_{viento} , 302 y para tres valores diferentes de empuje máximo del rotor $F_{t,max}$, 303. En general, el parámetro de variación de las cargas de pala se aumenta aumentando velocidades del viento. La línea sólida 401 representa el valor más bajo del empuje máximo del rotor $F_{t,max}$, 303 de las tres curvas ISO representadas aquí, mientras que la línea de puntos pequeños 403 proporciona el valor más grande del empuje máximo del rotor $F_{t,max}$. Para una velocidad el viento dada, el empuje máximo del rotor permitido y aceptable por tanto en general disminuye aumentando la fatiga de la pala de turbina. De manera similar, para un nivel de fatiga dado $\sigma(M_i)$, un empuje máximo del rotor creciente puede aceptarse para una velocidad del viento creciente.

Similar a la figura 4, la figura 5 ilustra la relación entre la desviación estándar de la aceleración del rotor (que proporciona la potencia de la aceleración del rotor) $\sigma(\alpha_i)$, 301, 500 en función de la velocidad del viento media V_{viento} , 302 y para tres valores diferentes de empuje máximo del rotor $F_{t,max}$, 303, con el empuje disminuyendo a medida que la línea pasa de una línea de puntos pequeños 503, a una línea de puntos 502, a una línea sólida 501. Para la fatiga de la pala de turbina, el empuje máximo del rotor permitido y aceptable en general disminuye aumentando la potencia de aceleración del rotor para una velocidad del viento dada.

En una realización de la invención, puede estimarse que el empuje máximo permitido del rotor depende lineal o parcialmente linealmente de la variación del parámetro de funcionamiento y la velocidad del viento. Alternativamente, puede estimarse que el empuje máximo permitido del rotor disminuye generalmente mediante alguna función predefinida aumentando variaciones del parámetro de funcionamiento y disminuyendo velocidades del viento.

En una estimación simple del empuje máximo permitido del rotor, puede estimarse que la variación del parámetro de funcionamiento es independiente de la velocidad del viento, de forma que el empuje máximo permitido del rotor puede estimarse solo en función de la variación del parámetro de funcionamiento.

La estimación del empuje máximo permitido del rotor $F_{t,max}$ puede basarse en la variación de solo un parámetro de funcionamiento tal como en la fatiga de la pala de turbina o en la potencia de aceleración del rotor. Alternativamente, el empuje máximo permitido del rotor $F_{t,max}$ puede estimarse en función de más parámetros de variación o puede basarse en el parámetro de variación que proporciona la estimación más prudente para el empuje máximo permitido del rotor.

En referencia de nuevo a la figura 3, se estima entonces un límite de paso mínimo γ_{min} 304 a partir del empuje máximo permitido del rotor $F_{t,max}$. En general, el empuje disminuye con un ángulo de paso creciente de las palas de turbina. Además, puede mostrarse que el límite de paso mínimo γ_{min} para un valor de empuje dado puede expresarse como una función lineal de la potencia del rotor P , 600 tal como se ilustra en la figura 6. Aquí, el paso mínimo 304 correspondiente a un empuje máximo permitido determinado fijado se muestra en función de la potencia del rotor P_{rotor} , 600 y para 4 valores diferentes de velocidad de giro del rotor ω , 601, 602, 603, 604. La velocidad de giro del rotor aumenta para aumentar el paso para una potencia del rotor dada. Tal relación puede determinarse para valores diferentes de empuje del rotor $F_{t,max}$, 303 a partir de los cuales puede determinarse entonces un límite de paso mínimo γ_{min} 304 basándose en información de la potencia del generador $P_{generador}$, 701 y la velocidad de giro del rotor ω , 605 mediante interpolación. La potencia del rotor puede determinarse a partir de datos sobre la potencia del generador y la velocidad de giro del rotor.

La figura 7 ilustra en gráfico tridimensional la relación entre el empuje máximo permitido del rotor $F_{t,max}$, 303, el límite de paso mínimo correspondiente γ_{min} 304 y la potencia del generador $P_{generador}$, 701 (normalizada a la potencia nominal), y para valores diferentes de velocidad de giro del rotor ω , 605. Tal como puede verse a partir de la figura, puede estimarse que el valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso depende lineal o parcialmente linealmente del empuje máximo permitido del rotor, la potencia del rotor o generador, y/o la velocidad de giro del rotor.

En la etapa 305 del método de control tal como se describe en la figura 3, el límite de paso mínimo γ_{min} se compara entonces con el/los valor(es) para la referencia de paso γ_{ref} , 306 normalmente determinada mediante el controlador de paso. En el caso en el que la referencia de paso ya determinada está en el lado seguro del límite de paso mínimo γ_{min} , y el empuje del rotor por tanto se espera que sea más bajo que el empuje máximo permitido del rotor, la referencia de paso permanece sin cambio y el paso se controla sin tomar ninguna acción preventiva adicional, 307. Sin embargo, si la referencia de paso es más baja que el límite de paso mínimo determinado γ_{min} , el control de paso de la turbina eólica se modifica en 308 regulando el paso según el límite de paso mínimo γ_{min} 304. De este modo, el control de la turbina eólica se sintoniza en comparación con control tradicional para obtener la misma o incluso una producción de energía anual aumentada mientras se reduce el riesgo de exceder las cargas aceptables sobre la turbina eólica a lo largo del tiempo lo que conduciría de otro modo a una vida útil reducida.

En las figuras 8 y 9 se muestran series de tiempo sin y con el método de control implementado según lo anterior y durante la simulación de dos escenarios de viento normales diferentes. La velocidad del viento 302 en función del tiempo t 800 se muestra en la primera curva; cuya condición de carga de viento da como resultado la potencia del generador $P_{generador}$, 701, momentos de la pala M , 300, empuje máximo permitido $F_{t,max}$, 303, referencia de paso resultante γ_{ref} , 306, y el límite de paso mínimo aceptable γ_{min} 304 en las siguientes curvas. Las líneas negras sólidas 801 muestran los parámetros resultantes según el método de control propuesto de modificar el paso cuando se detecten cargas de fatiga grandes basándose en las variaciones de las cargas de pala de turbina. Las curvas de puntos 802 muestran los parámetros resultantes según un método de control convencional en el que la referencia de paso solo se modifica en caso de que un empuje máximo del rotor predeterminado y constante es de otro modo excedido.

Tal como se describe anteriormente, el método de control propuesto solo afecta activamente la referencia de paso en las situaciones en las que el paso determinada de otro modo es menor que el límite de paso mínimo determinado de forma que no se exceda un empuje máximo permitido del rotor que es una variable que depende de las condiciones de viento y de carga actuales. Puede verse a partir de la figura 8 que el método de control propuesto de modificar el paso no está activo en los periodos 805 de aproximadamente $190\text{ s} < t < 240\text{ s}$ y $270\text{ s} < t < 400\text{ s}$ ya que la referencia de paso 306 para los dos métodos de control diferentes es la misma. En el escenario de viento simulado en la figura 8, el empuje máximo permitido del rotor estimado $F_{t,max}$, 303 según el método de control propuesto 801 es en todo momento t más bajo que el empuje máximo permitido del rotor predeterminado y constante aplicado de otro modo 802, lo que significa que en este ejemplo las variaciones de las cargas de turbina percibidas M , 300 a lo largo del tiempo en combinación con la velocidad del viento actual conducen a requisitos más estrictos para el empuje del rotor aceptable. Esto por tanto consecuentemente da como resultado límites de paso mínimo γ_{min} 304, 801 y valores de referencia de paso resultantes γ_{ref} 306, 801 más prudentes y altos comparado con el método de control convencional mostrado mediante las curvas de puntos 802.

Según el método de control propuesto, valores más altos del empuje máximo permitido del rotor sin embargo pueden aceptarse igual de bien en algunas situaciones dependiendo de las condiciones de viento y las variaciones resultantes de ese modo en la carga sobre la turbina eólica. Esto se ilustra en la simulación en la figura 9, por ejemplo, en los periodos de tiempo 901 de $0\text{ s} < t < 60\text{ s}$ y $235\text{ s} < t < 295\text{ s}$. Este aumento en el empuje máximo permitido del rotor conduce entonces a límites de paso mínimo más bajos y por tanto una referencia de paso resultante más baja que los que se usarían de otro modo en las situaciones en las que los límites de paso mínimo están activos y el método de control se modifica.

La figura 10 es un diagrama de flujo que ilustra una realización del método de control según la invención. Además de la medición descrita anteriormente de uno o más parámetros de funcionamiento 300 que representan una carga sobre el rotor de la turbina eólica provocada por el viento perjudicial (por ejemplo, cargas sobre las palas de turbina,

M_i , y/o la aceleración angular del rotor α_i medida en el intervalo de tiempo j), y el parámetro de variación de la misma σ , 301 (por ejemplo, la desviación estándar o la varianza), se determina 1001 el cambio en el parámetro de funcionamiento en dos intervalos de tiempo sucesivos $\Delta M = |M_i - M_{i-1}|$. Este cambio inmediato se compara entonces con el parámetro de variación, 1002, y la estrategia de control resultante se basa en esto. En caso de que el parámetro de funcionamiento cambie más de lo esperado del parámetro de variación, esto se interpreta como una indicación de un cambio extremo o brusco inminente en las condiciones de viento, y se aplica una estrategia de control de seguridad, 1004 en la que se toman medidas preventivas. La estrategia de control de seguridad puede implicar aplicar un control más prudente de, por ejemplo, aumentar el valor de referencia de paso en un valor determinado, o comprende disminuir el régimen nominal de la turbina eólica. La referencia de paso puede aumentarse en una constante predefinida o en un valor dependiendo del nivel actual de regulación de paso, de forma que el paso como ejemplo puede aumentarse más si el paso actual es baja y un aumento en el viento dará como resultado por tanto un mayor aumento en las cargas sobre el rotor. Alternativamente o adicionalmente, la estrategia de control de seguridad puede implicar fijar el empuje máximo permitido del rotor a un determinado valor prudente. Mediante tal reacción rápida, el control de la turbina eólica puede modificarse tan rápidamente que puede evitarse cualquier carga alta especialmente sobre la torre o las palas de turbina, y que la turbina eólica no necesite apagarse o sobrecargarse, sino en cambio puede permanecer en un modo de funcionamiento y producción de potencia.

La referencia de paso no se modifica en caso de que el cambio en el parámetro de funcionamiento ΔM caiga dentro de un límite aceptable del parámetro de variación, 1003. Por tanto, la estrategia de control de seguridad de, por ejemplo, disminuir el régimen nominal de la turbina eólica no se activa durante funcionamiento benigno de la turbina eólica, lo que es ventajoso ya que la producción de potencia de la turbina eólica por tanto no se baja innecesariamente.

De este modo, el método de control puede comprender un algoritmo adaptable relativamente de manera lenta tal como se describió previamente que relativamente de manera lenta ajusta el límite de paso mínimo según las condiciones de viento estacionarias o casi estacionarias actuales, en combinación con un algoritmo de reacción rápida que modificará rápidamente la estrategia de control según una estrategia de seguridad en caso de que las cargas y por tanto las condiciones de viento se detecten como no estacionarias.

El método de control tal como se describe anteriormente y tal como se describe en la figura 10 puede aplicarse en combinación con o completamente independiente del método de control tal como se describió previamente con respecto a figura 3 especialmente de determinar un límite de paso mínimo basándose en un empuje máximo permitido del rotor estimado variable.

Mientras que se han descrito realizaciones preferidas de la invención, debe entenderse que la invención no está limitada a dichas realizaciones y pueden realizarse modificaciones sin alejarse de la invención. El alcance de la invención se define mediante las reivindicaciones adjuntas, y se pretende que todos los dispositivos que están dentro del significado de las reivindicaciones, ya sea literalmente o por equivalencia, sean abarcados en el mismo.

REIVINDICACIONES

1. Método de control de una turbina eólica (90) que tiene un rotor con palas de turbina eólica con capacidad de regulación de paso (100) y un generador para producir potencia, comprendiendo el método las etapas de:
 - 5 - determinar un valor de referencia de paso para una o más de las palas de turbina eólica (100);
 - medir en intervalos de tiempo al menos un parámetro de funcionamiento (300) que representa una carga sobre el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento,
 - determinar un parámetro de variación (301) que refleja una variación de dicho parámetro de funcionamiento (300) a lo largo del tiempo,
 - 10 - determinar un empuje máximo permitido (303) sobre el rotor en función del parámetro de variación (301), y determinar un valor límite de paso mínimo (304) del valor de referencia de paso en función de dicho empuje máximo permitido,
 - controlar la turbina eólica (90) según el valor de referencia de paso solo si el valor de referencia de paso es superior o igual al valor límite de paso mínimo (304),
 - 15 - controlar la turbina eólica (90) según el valor límite de paso mínimo (304) si el valor de referencia de paso es inferior al valor límite de paso mínimo y.
2. Método de control según la reivindicación 1, en el que el valor límite de paso mínimo (304) refleja el paso mínimo para mantener el empuje sobre el rotor por debajo o al nivel de empuje máximo permitido (303).
3. Método de control según la reivindicación 1 ó 2, en el que el método comprende además la etapa de determinar una potencia (701) producida mediante el giro del rotor y una velocidad de giro del rotor (605), y determinar el valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso en función de dicha potencia y dicha velocidad de giro del rotor.
4. Método de control según la reivindicación 1, en el que el método comprende además la etapa de determinar una velocidad del viento media (302) en el rotor, y determinar el empuje máximo permitido (303) en función de dicha velocidad del viento media.
5. Método de control según la reivindicación 3, que comprende determinar el empuje máximo permitido (303) a partir de tablas de consulta predeterminadas.
6. Método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa de medición del parámetro de funcionamiento (300) comprende medir cargas en una o más de las palas de turbina eólica (100).
7. Método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa de medición del parámetro de funcionamiento (300) comprende medir una aceleración lateral, axial y/o angular del rotor.
8. Método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa de medición del parámetro de funcionamiento (300) comprende medir una distancia entre una pala de turbina eólica (100) y la torre de turbina eólica (92), una aceleración de la torre o la góndola, y/o una velocidad de giro del generador o rotor.
9. Método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el parámetro de variación (301) se determina como la desviación estándar de dicho parámetro de funcionamiento (300).
10. Método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el parámetro de variación (301) se determina filtrando dicho parámetro de funcionamiento (300).
11. Método de control según la reivindicación 10, en el que el parámetro de variación (301) se determina en función de la diferencia entre un parámetro de funcionamiento con filtrado de paso bajo rápido y uno lento (300).
12. Método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además las etapas de:
 - 45 - determinar el cambio en el parámetro de funcionamiento (300) medido en dos intervalos de tiempo sucesivos,
 - anular el control anterior y controlar la turbina eólica según una estrategia de control de seguridad si la diferencia entre dicho cambio de parámetro de funcionamiento y dicho parámetro de variación es superior a un umbral de alerta.
 - 50

13. Método de control según la reivindicación 12, en el que la estrategia de control de seguridad comprende aumentar el valor límite de paso mínimo.
14. Método de control según las reivindicaciones 2 y 12, en el que la estrategia de control de seguridad comprende fijar el empuje máximo permitido a un valor predefinido.
- 5 15. Método de control según cualquiera de las reivindicaciones 12-14, en el que el umbral de alerta es una constante predefinida.
16. Sistema de control para una turbina eólica (90) configurado para realizar las etapas de:
- determinar un valor de referencia de paso para una o más de las palas de turbina eólica (100),
 - determinar al menos un parámetro de funcionamiento (300) medido en intervalos de tiempo y que representa una carga sobre el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento,
 - determinar un parámetro de variación (301) que refleja una variación de dicho parámetro de funcionamiento (300) a lo largo del tiempo,
 - determinar un empuje máximo permitido (303) sobre el rotor en función del parámetro de variación (301), y determinar un valor límite de paso mínimo (304) del valor de referencia de paso en función de dicho empuje máximo permitido,
 - controlar la turbina eólica (90) según el valor de referencia de paso solo si el valor de referencia de paso es superior o igual al valor límite de paso mínimo (304),
 - controlar la turbina eólica (90) según el valor límite de paso mínimo (304) si el valor de referencia de paso es inferior al valor límite de paso mínimo, y.
- 10
- 15
- 20 17. Turbina eólica (90) que tiene un rotor con palas de turbina eólica con capacidad de regulación de paso (100) y un generador para producir potencia y que comprende una unidad de medición situada con respecto al rotor de tal manera que mide en intervalos de tiempo al menos un parámetro de funcionamiento (300) que representa una carga sobre el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento, comprendiendo además la turbina eólica un sistema de control según la reivindicación 16 que comprende un controlador de paso para determinar un valor de referencia de paso para una o más de las palas de turbina eólica (100), un procesador para determinar dicho al menos un parámetro de funcionamiento medido mediante la unidad de medición, y para determinar un parámetro de variación (301) que refleja una variación de dicho parámetro de funcionamiento (300) a lo largo del tiempo, y para determinar un valor límite de paso mínimo (304) del valor de referencia de paso en función de dicho parámetro de variación, y en la que el controlador de paso está configurado además para controlar la turbina eólica según el valor de referencia de paso solo si el valor de referencia de paso es superior o igual al valor límite de paso mínimo, y según el valor límite de paso mínimo si el valor de referencia de paso es inferior al valor límite de paso mínimo.
- 25
- 30

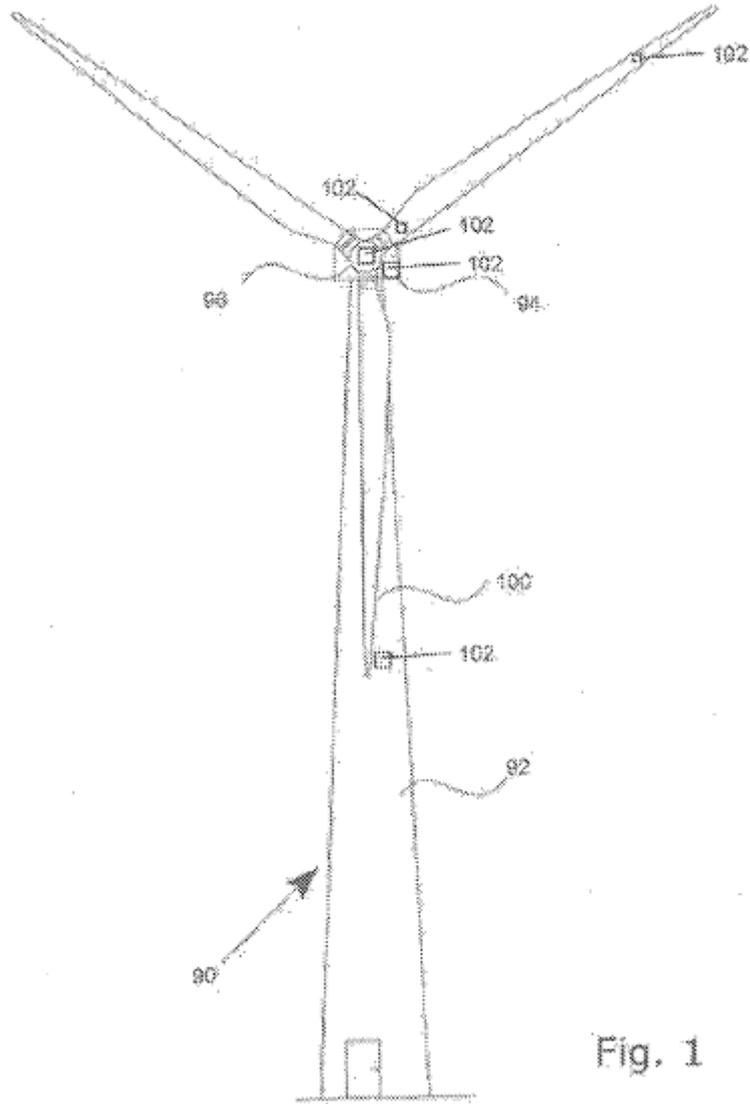


Fig. 1

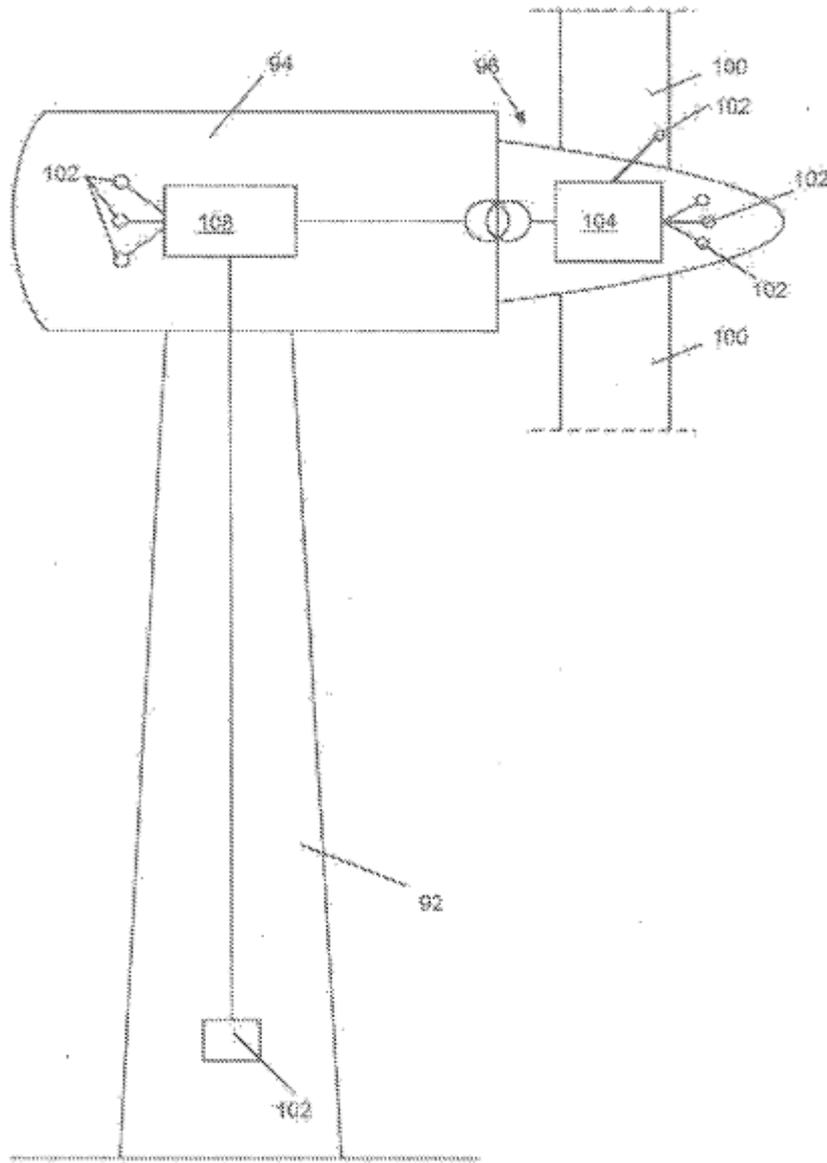


Fig. 2

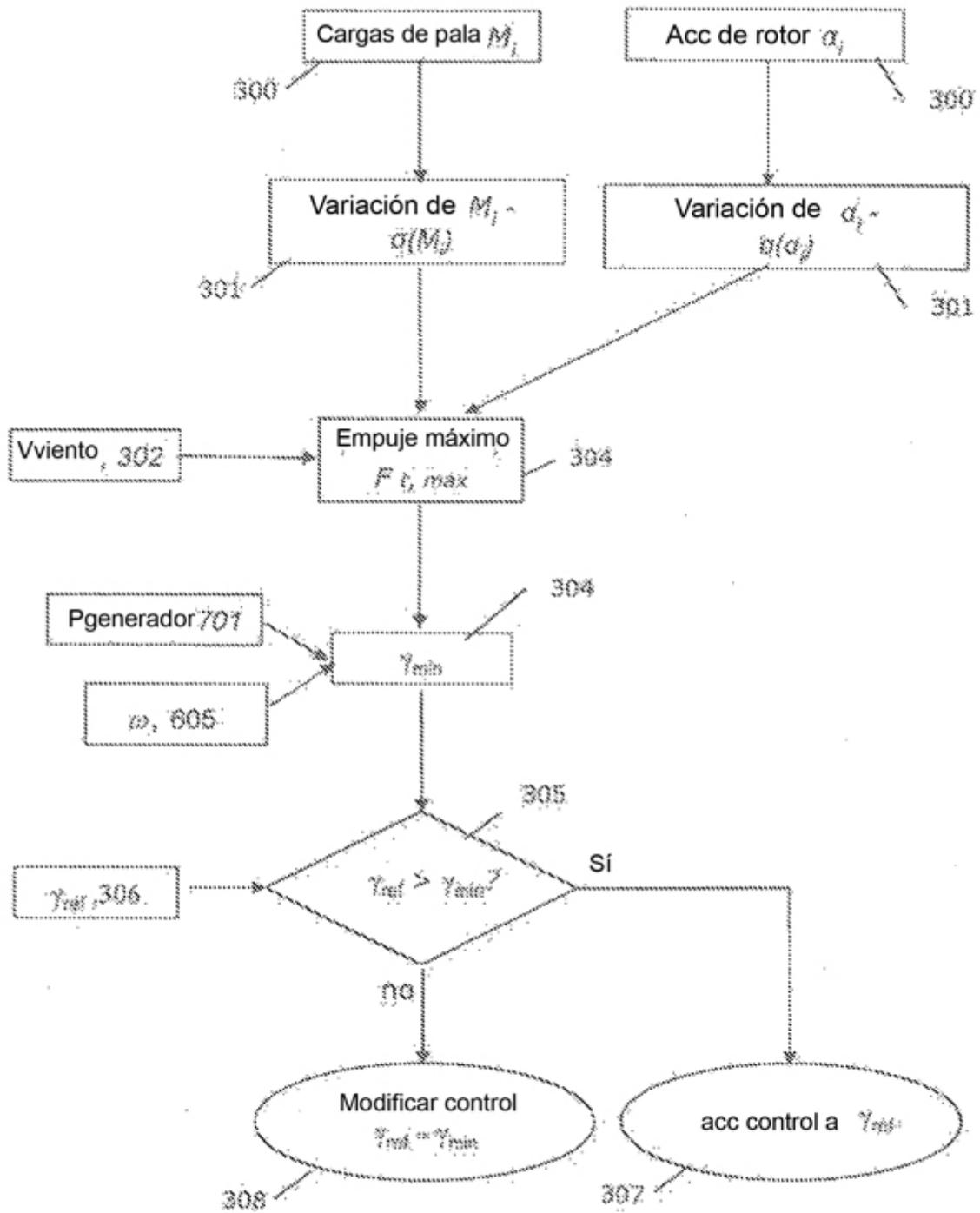


Fig. 3.

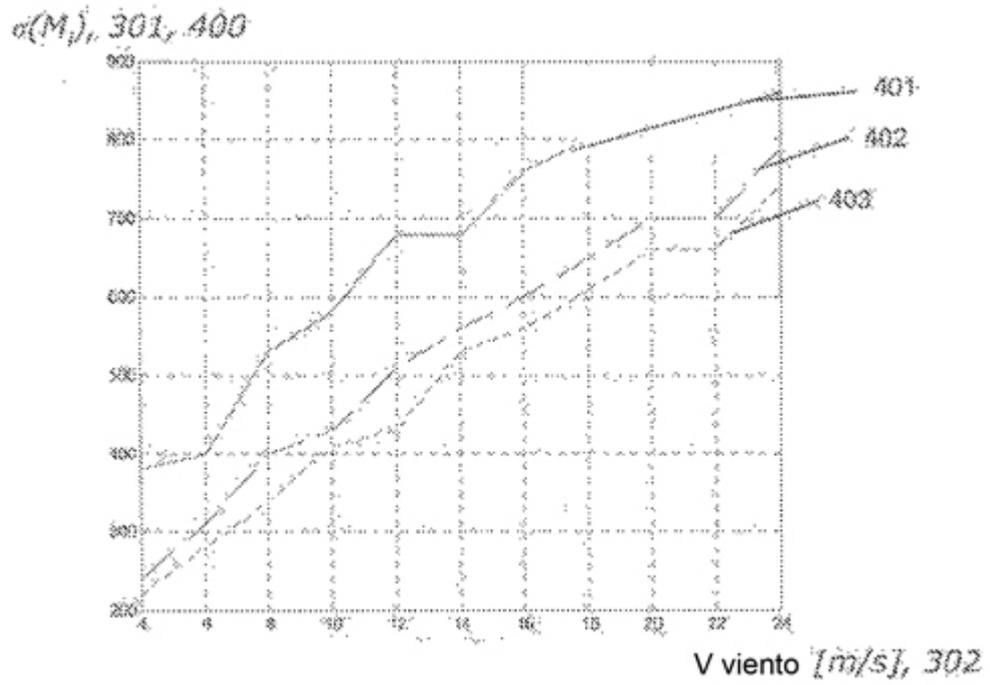


Fig. 4

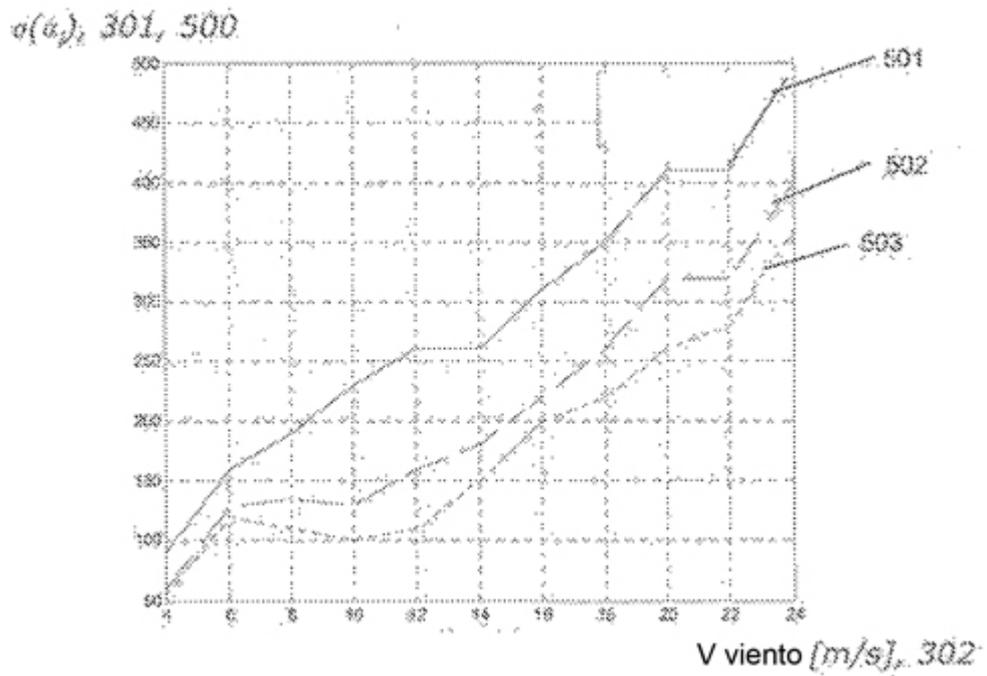


Fig. 5

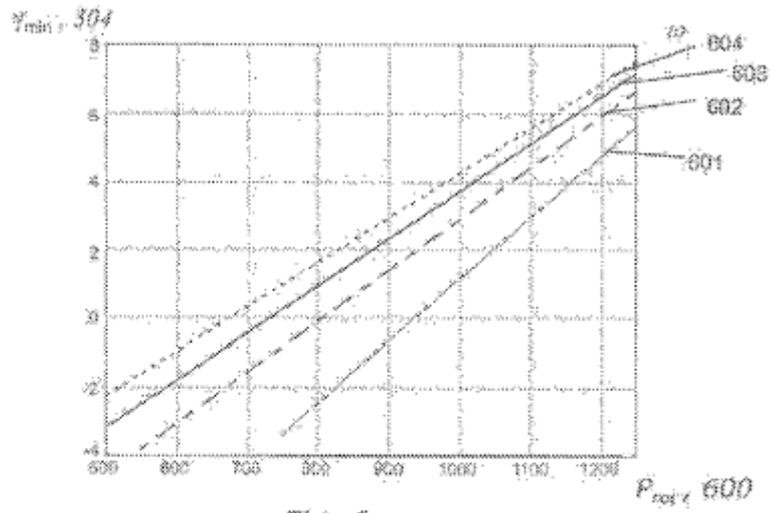


Fig. 6

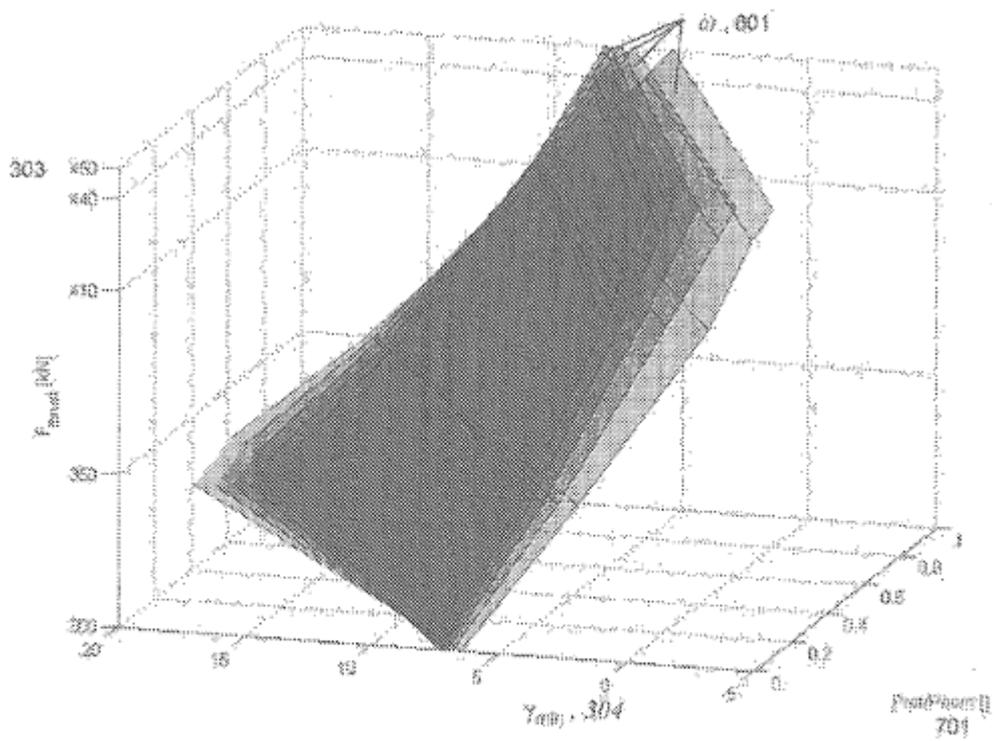


Fig. 7

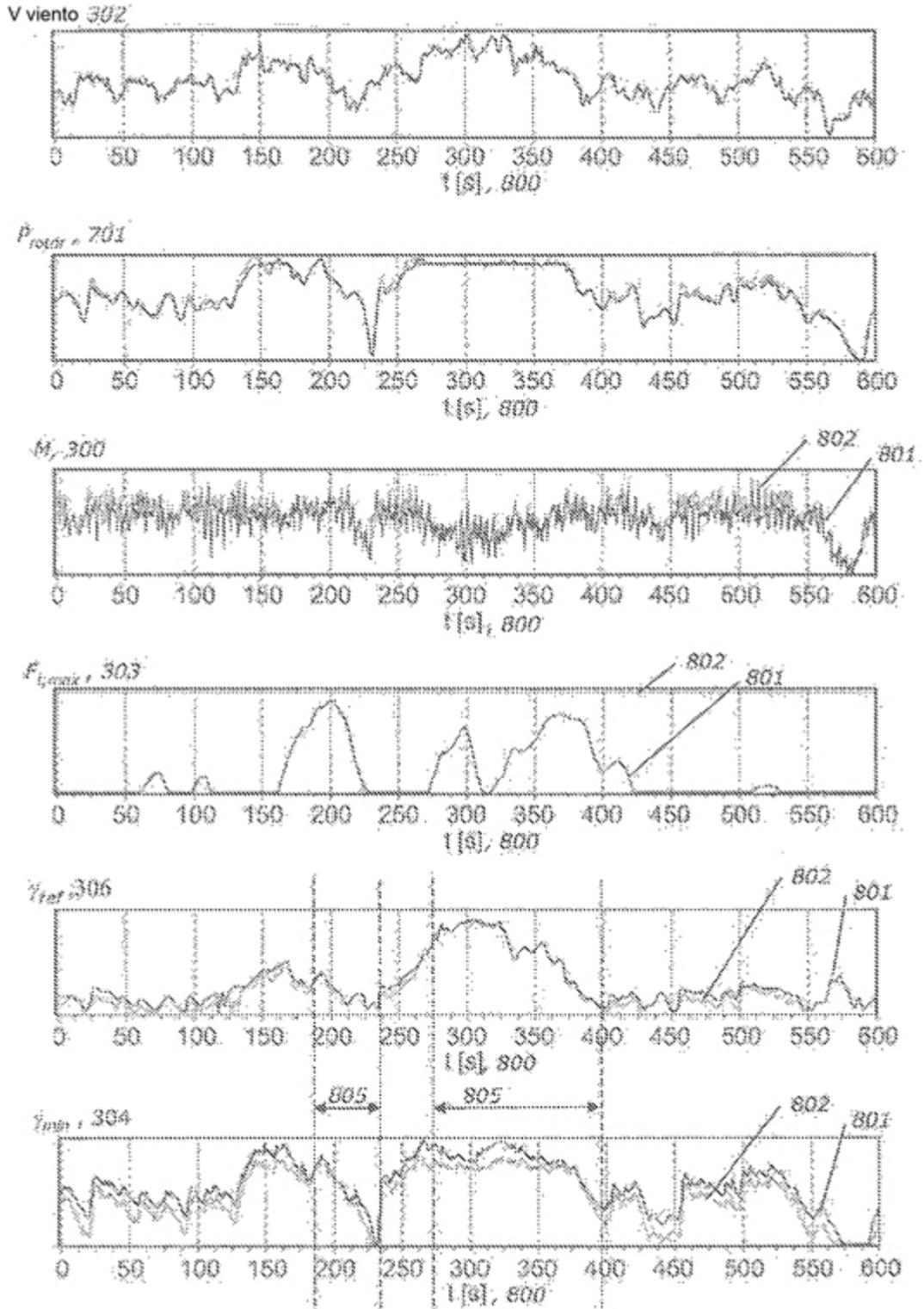


Fig. 8.

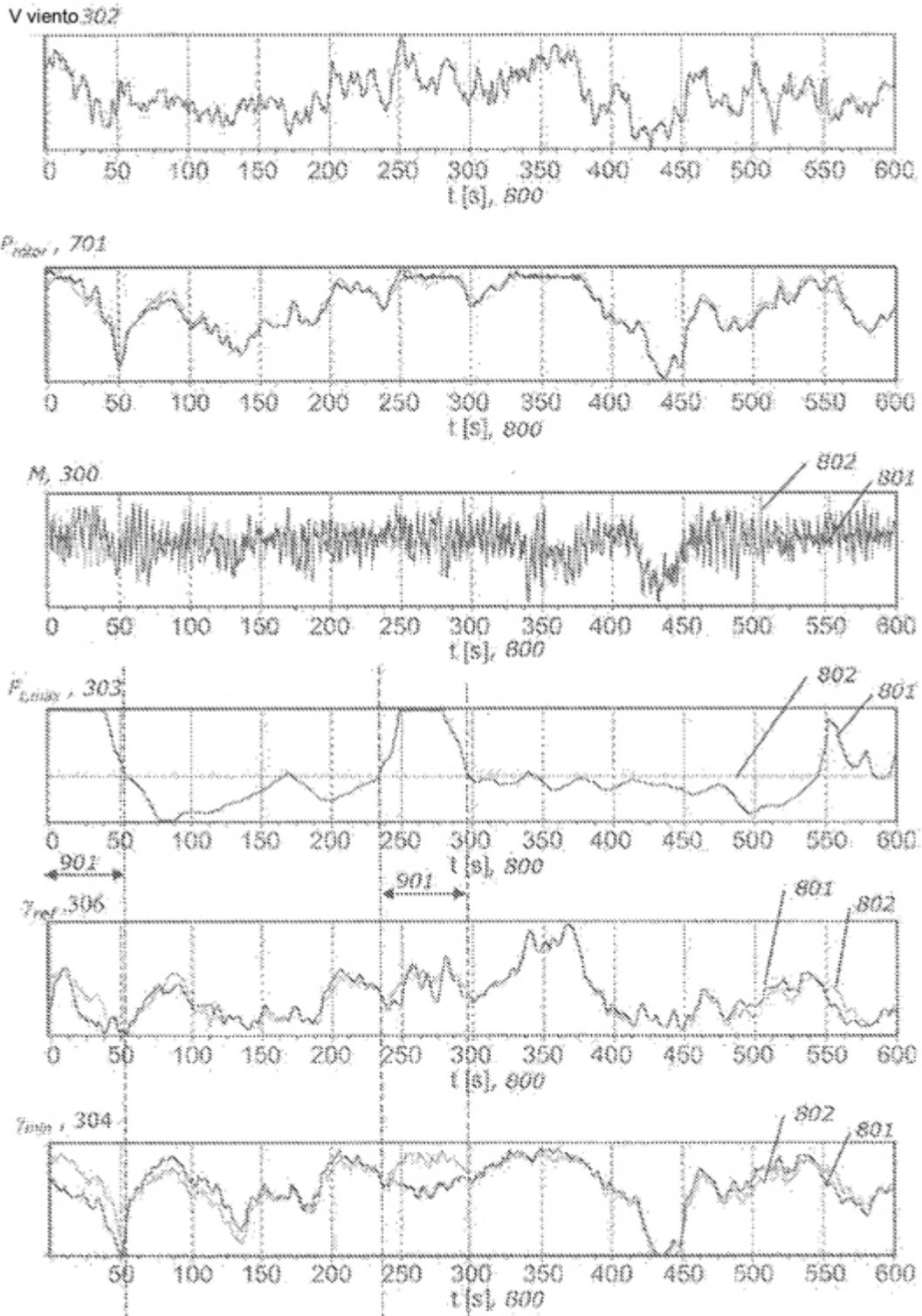


Fig. 9

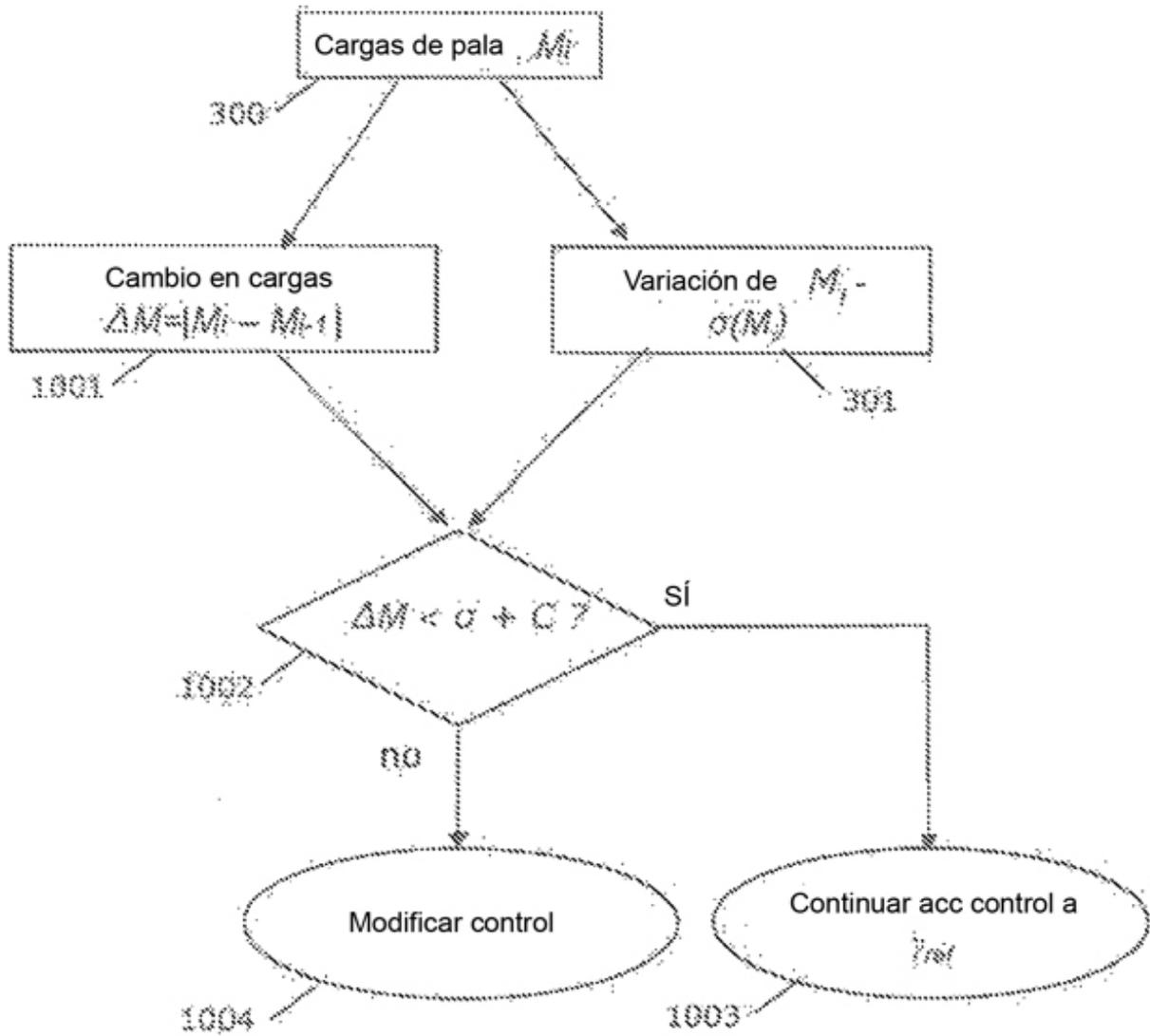


Fig. 10