

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 445 168**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.09.2005** **E 09003468 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.12.2013** **EP 2063111**

54 Título: **Procedimiento para la regulación de una instalación de energía eólica**

30 Prioridad:

21.09.2004 DE 102004046036
11.11.2004 DE 102004054608

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
28.02.2014

73 Titular/es:

REPOWER SYSTEMS SE (100.0%)
Überseering 10
22297 Hamburg, DE

72 Inventor/es:

SCHUBERT, MATTHIAS

74 Agente/Representante:

BOTELLA REYNA, Antonio

ES 2 445 168 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

Procedimiento para la regulación de una instalación de energía eólica.

- 5 La invención se refiere a un procedimiento para la regulación de una instalación de energía eólica según el preámbulo de la reivindicación 1, así como a una instalación de energía eólica según el preámbulo de la reivindicación 17.

10 Se aplican procedimientos conocidos en instalaciones de energía eólica que presentan un rotor con al menos una pala de rotor, estando dispuesta la pala de rotor en un ángulo de pala de rotor ajustable con respecto al rotor. Mediante los procedimientos conocidos, dentro de un intervalo ajustable de velocidad de viento se regula el número de revoluciones del rotor mediante el reajuste del ángulo de la pala de rotor para ajustar una potencia predeterminada.

15 Para mejor comprensión, en lo sucesivo se describe la regulación de una instalación de energía eólica con la ayuda de la curva característica de potencia o del número de revoluciones, representada en la figura 1, como función de la velocidad del viento.

20 Las curvas características habituales de la potencia y del número de revoluciones como en la actualidad existen realmente en la mayoría de las instalaciones de energía eólica, presentan dos intervalos.

El primer intervalo de la curva característica de potencia o del número de revoluciones es el intervalo de carga parcial inferior UB. Éste comienza a la llamada velocidad del viento de conexión v_E y termina a la velocidad nominal del viento v_N . La velocidad del viento de conexión es la velocidad del viento, a la que una instalación de energía eólica comienza a emitir potencia de forma efectiva. A velocidades de viento inferiores a la velocidad de viento de conexión v_E , la potencia generada por el rotor cubre tan sólo la potencia perdida necesaria del ramal de accionamiento y el consumo propio.

30 En el intervalo inferior de carga parcial, la potencia o el número de revoluciones aumentan a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta alcanzar una velocidad nominal del viento v_N . Para ello, el ángulo de la pala de rotor se mantiene sustancialmente constante y el número de revoluciones se regula o se controla a través del par que depende del número de revoluciones. La potencia se ajusta independientemente de la energía eólica absorbida por el rotor en función de la velocidad del viento. En el intervalo de carga parcial inferior, la curva característica del número de revoluciones presenta dos secciones a y b, estando realizada como plataforma la sección a lo largo del límite inferior del número de revoluciones Ω_U . En la segunda sección b se incrementa linealmente el número de revoluciones en función de la velocidad del viento (funcionamiento con el número óptimo de marcha rápida) hasta alcanzar, con el número nominal de revoluciones, el límite superior del número de revoluciones. El alcance del número nominal de revoluciones puede producirse a la velocidad nominal del viento, pero normalmente el número nominal de revoluciones se alcanza ya antes.

40 La velocidad nominal de viento v_N es la velocidad del viento, a la que la potencia de la instalación de energía eólica corresponde por primera vez a la llamada potencia nominal de la instalación de energía eólica.

El segundo intervalo de la curva característica de potencia o del número de revoluciones es el llamado intervalo de potencia nominal NB. El intervalo de potencia nominal comienza a la velocidad nominal del viento v_N y termina a la velocidad de viento de desconexión v_A , siendo regulado el número de revoluciones del rotor dentro del intervalo de potencia nominal mediante el reajuste del ángulo de la pala de rotor para ajustar la potencia nominal. La velocidad de viento de desconexión v_A es la velocidad máxima del viento, a la que la instalación puede hacerse funcionar con emisión de potencia. El funcionamiento normal de una instalación de energía eólica, durante el que la potencia nominal se regula mediante el reajuste de la pala de rotor, no es posible a velocidades de viento superiores a la velocidad de viento de desconexión, ya que, debido a la fuerte carga mecánica que actúa adicionalmente, se producirían daños o incluso la destrucción de la instalación. Por lo tanto, en la actualidad es el estándar desconectar las instalaciones de energía eólica al alcanzar una velocidad de desconexión.

55 Generalmente, la potencia de instalaciones de energía eólica se suministra a redes públicas. Sin embargo, la desconexión abrupta de instalaciones de energía eólica a velocidades de viento de desconexión puede conducir a caídas de tensión o de frecuencia en la red pública, especialmente en regiones con muchas instalaciones de energía eólica. Por lo tanto, se aspira a que la desconexión de la instalación no se produzca de forma abrupta, sino por una reducción lenta de la potencia.

Con una reducción de la potencia, además de la compatibilidad con la red, puede lograrse que la instalación pueda seguir funcionando a pesar de exceder la velocidad de viento de desconexión, sin que la instalación sufra daños por las

cargas mecánicas que aumentan a medida que se incrementa la velocidad del viento.

Un procedimiento en el que la potencia y el número de revoluciones de servicio se regula en función de la velocidad del viento, a partir de alcanzar una velocidad de viento de desconexión, se conoce, por ejemplo, por el documento EP0847496B1.

En la figura 2 están representadas, a título de ejemplo, una curva característica de la potencia y otra del número de revoluciones según dicho procedimiento conocido, que en comparación con las curvas características mencionadas anteriormente presentan adicionalmente un tercer intervalo, el intervalo de carga parcial superior OB. Éste comienza al alcanzar una velocidad límite del viento $V_{\text{límite}}$ que corresponde sustancialmente a lo que actualmente es la velocidad de velocidad de desconexión.

También por el documento DE19844258A1 se conoce un procedimiento mediante el cual se reduce la potencia al alcanzar una velocidad predeterminada del viento. Sin embargo, la reducción de la potencia se inicia ya al alcanzar una velocidad del viento inferior a la velocidad de viento de desconexión.

Los dos procedimientos conocidos por el estado de la técnica tienen en común que la regulación de la potencia en el intervalo de carga parcial superior se realiza a partir de alcanzar una velocidad límite, predeterminada, del viento en función de la creciente velocidad medida del viento. En la práctica, sin embargo, resulta extraordinariamente problemático realizar la regulación de la instalación en el intervalo de carga parcial superior en función de las velocidades medidas del viento.

El funcionamiento de una instalación de energía eólica en un intervalo de carga parcial superior significa que la instalación de energía eólica se ve expuesta a elevadas cargas causadas por elevadas velocidades del viento. Esto se debe, entre otras cosas, a que la corriente de aire no es estacionaria, sino turbulenta. Turbulencia significa que la velocidad a la que el viento incide en la superficie del rotor no es igual en cada punto del rotor, sino que la energía eólica está distribuida de forma distinta por toda la superficie del rotor. Esto quiere decir que en una o varias zonas del rotor pueden atacar fuerzas eólicas extremadamente altas. Al mismo tiempo, en otra zona o en diversas otras zonas del rotor, a su vez, pueden atacar sólo fuerzas eólicas muy bajas o ninguna, por lo que en caso de altas turbulencias, la instalación se ve expuesta a fuertes cargas alternas que pueden dañar la instalación de forma inmediata o a largo plazo. Las fluctuaciones de energía y, por tanto, también las cargas alternas son especialmente grandes en caso de altas velocidades de viento.

Por lo tanto, para una regulación de la potencia o del número de revoluciones en el intervalo de carga parcial superior es deseable que, además de tener en cuenta la fuerza del viento, se tengan en cuenta también las cargas alternas antes descritas en estos intervalos de velocidad de viento a causa de la turbulencia.

Por consiguiente, para la aplicación de los procedimientos conocidos es preciso que la velocidad del viento medida, tomada como base para la regulación, refleje las condiciones de viento que existen realmente. Hasta la fecha, sin embargo, no existe ningún procedimiento orientado a la práctica, que permita determinar de forma fiable tal velocidad del viento.

Se conoce la realización de la medición de la velocidad del viento mediante un anemómetro de góndola. Sin embargo, por una parte, se trata de un procedimiento de medición que como es sabido es relativamente impreciso, ya que la medición es falsificada fuertemente por el rotor de viento. El rango de influencia del rotor se encuentra al menos un diámetro de rotor delante y 3 diámetros de rotor detrás del rotor. Por esta razón, no es posible una medición sin perturbaciones. Por otra parte, con este procedimiento de medición únicamente es posible registrar las condiciones de viento para una zona en forma de punto del campo de viento. Con este procedimiento conocido, sin embargo, no es posible reflejar la velocidad turbulenta del viento que realmente existe por todo el rotor.

Por diversas publicaciones, por ejemplo, los documentos WO2004077068A1 ó DE10137272A1 se conoce usar los llamados sistemas LIDAR o SODAR para la medición tridimensional de las condiciones de viento delante de la instalación de energía eólica. Esto se describe como conveniente especialmente en relación con parques eólicos.

Estos sistemas hasta ahora se están usando sólo en casos aislados en la práctica, porque aún no se han ensayado suficientemente. Además, los sistemas LIDAR y SODAR son muy caros y, por lo tanto, por razones económicas hasta ahora no es posible equipar cada instalación de energía eólica con un sistema de este tipo, por lo que hasta ahora no es viable el uso de estos sistemas para registrar las condiciones de viento reales.

Además, por el documento EP1230479B1 se conoce un procedimiento, en el que la carga mecánica de las palas de rotor se determina a través de sensores dispuestos en las palas de rotor y los valores de carga determinados pueden aprovecharse, por ejemplo, también para la regulación de la instalación. La figura 2 del documento EP1230479B1 muestra un diagrama en el que está representada la potencia sobre la velocidad del viento y la figura 3 del documento EP1230479B1 muestra un diagrama en el que están representadas las cargas medidas de la pala sobre la velocidad del viento.

Como se puede ver en las figuras 2 y 3 del documento EP1230479, la carga de pala en el intervalo de velocidad de viento, en el que según la figura 2 del documento EP1230479 tendría que comenzar una reducción de la potencia, presenta una extensión en forma de plataforma. Esto significa que las cargas mecánicas de las palas de rotor por el reajuste del ángulo de la pala de rotor y la reducción resultante de la superficie de ataque del viento en las palas de rotor se mantienen de media sustancialmente constantes. Por esta razón, la carga de pala no puede usarse como magnitud piloto para el control de la regulación de la curva característica de la potencia o del número de revoluciones en el intervalo de carga parcial superior, porque una regulación de este tipo funciona únicamente con una notable modificación de la carga mediana de la hoja y, según la figura 3, no se da este caso. Es cierto que las breves crestas de carga pueden usarse para la regulación de la rueda eólica, por ejemplo para garantizar que las puntas de las palas de rotor no colisionen con la torre. Pero una regulación de la potencia o del número de revoluciones con la ayuda de crestas de carga no resulta ventajosa, porque sólo es posible modificar de manera lenta tanto la potencia, por razones de la compatibilidad con la red, como el número de revoluciones, a causa de la gran inercia de masa de un rotor de viento, pero para entonces las crestas de carga ya se han extinguido hace tiempo.

Por esta razón, dicho procedimiento ofrece únicamente una posibilidad de registrar la carga mecánica de las palas de rotor en el intervalo de carga parcial superior y de tener en cuenta los datos determinados a la hora de la regulación en el intervalo de carga parcial superior. Sin embargo, no se describe una regulación viable de la instalación en el intervalo de carga parcial superior basada en los valores de carga determinados, por lo que tampoco en el procedimiento del documento EP1230479 es posible realizar la regulación en el intervalo de carga parcial superior sólo en función de la velocidad del viento.

Un resumen de los procedimientos descritos anteriormente arroja que hasta la fecha se conoce la regulación de la potencia o del número de revoluciones en el intervalo de carga parcial superior en función de la velocidad del viento. Sin embargo, como hasta la fecha, sin incurrir en elevados gastos, no es posible determinar una velocidad de viento que refleje las condiciones reales del viento, los procedimientos antes descritos tienen la gran desventaja de que resultan difíciles de realizar en la práctica.

El documento DE10300733B3 da a conocer un sistema de control de funcionamiento para una instalación de energía eólica, a través del cual se regula una emisión de potencia de la instalación, y en el cual la instalación de energía eólica presenta un rotor con al menos una pala de rotor dispuesta en un ángulo de pala de rotor ajustable con respecto al rotor y el sistema de control de funcionamiento regula el número de revoluciones del rotor dentro de un intervalo de velocidad de viento predeterminado, ajustando el ángulo de pala de rotor para ajustar una potencia nominal, y a partir de un valor límite definido, dependiente de la velocidad del viento, reduce la potencia, siendo el valor límite un ángulo límite definido de la pala de rotor.

El documento US4161658A da a conocer una instalación de energía eólica que se hace funcionar con un ángulo de paso variable y en la cual como magnitud de entrada para un regulador del número de revoluciones del rotor sirve un par, un número de revoluciones del generador y una potencia del generador así como un ángulo de paso y, además, una velocidad del viento. La velocidad del viento puede ser una velocidad media del viento.

Con el estado de la técnica, conocido hasta la fecha, no se ha logrado encontrar un procedimiento que permita, especialmente para una instalación de multimegavatios, el funcionamiento de la instalación a potencia reducida en un intervalo de velocidad del viento comprendido, por ejemplo, entre 25 y 35 m/s o entre 25 y 40 m/s, sin que pueda descartarse eficazmente un aumento de las cargas de la instalación de energía eólica. Especialmente a elevadas velocidades del viento, a las que las fluctuaciones de la velocidad del viento conllevan grandes fluctuaciones de la energía incidente, los algoritmos de regulación conocidos por el estado de la técnica son además muy propensos a las vibraciones. Esta es también la razón por la que hasta la fecha los procedimientos mencionados anteriormente apenas se han aplicado en la práctica.

Por lo tanto, la reducción de la potencia o del número de revoluciones no debería realizarse sobre la base de la velocidad medida del viento, sino sobre la base de una magnitud de entrada que, por una parte, se puede determinar más fácilmente a nivel físico y a nivel de la técnica de control, y por otra parte, constituye una mejor señal para la carga de la

instalación.

La presente invención tiene el objetivo de proporcionar un procedimiento mejorado y más fiable para la regulación de una instalación de energía eólica a partir de alcanzar un valor límite definido, así como para mejorar la compatibilidad con la red.

Este objetivo se consigue con un procedimiento para la regulación de una instalación de energía eólica, que presenta las características de la reivindicación 1.

En el procedimiento propuesto para la regulación de una instalación de energía eólica, en un intervalo de potencia nominal siguiente a un intervalo de carga parcial inferior hasta alcanzar un valor límite definido, el rotor se hace funcionar a un número de revoluciones de potencia nominal que se mantiene de forma sustancialmente constante. Al exceder el valor límite, el rotor se hace funcionar en un intervalo de carga parcial superior, mediante una reducción del número de revoluciones del rotor por debajo del número de revoluciones de la potencia nominal.

Por el término número de revoluciones nominal se entenderá el número de revoluciones al que la instalación de energía eólica alcanza su potencia nominal a la velocidad nominal del viento. En cambio, el número de revoluciones de potencia nominal se refiere al número de revoluciones del rotor al que la instalación de energía eólica es capaz de suministrar potencia nominal. El número de revoluciones de potencia nominal no es necesariamente idéntico al número de revoluciones nominal, sino que puede presentar un valor cercano al número de revoluciones nominal. Habitualmente, aunque de forma no restrictiva, este intervalo abarca aprox. +/- 10% del número de revoluciones nominal.

Según la invención, está previsto que a partir de alcanzar el valor límite se regula el número de revoluciones del rotor en función del ángulo de las palas del rotor.

La presente invención ofrece la ventaja de que, tras exceder un valor límite, la regulación no usa como magnitud de entrada para la regulación del número de revoluciones del motor, como es conocido por el estado de la técnica, la velocidad medida del viento, cuya medición, como ya se ha explicado, está sujeta a enormes dificultades, sino el ángulo de las palas del rotor, que puede determinarse de manera sencilla. En lugar del número de revoluciones del rotor, para el procedimiento según la invención puede usarse de forma totalmente equivalente el número de revoluciones del generador.

Asimismo, la invención se basa en el conocimiento de que el ángulo ajustado de las palas del rotor proporciona una información mucho mejor sobre el estado de carga de la instalación que la velocidad medida del viento. Esto radica en que el ajuste de un ángulo de pala se realiza en función de la potencia del rotor y del número de revoluciones del rotor y, por consiguiente, mediante un ángulo de pala ajustado no sólo se refleja la velocidad del viento, sino además se tienen en cuenta factores adicionales como, por ejemplo, la dirección actual del viento, la densidad del aire, los gradientes verticales y horizontales del viento, la turbulencia del viento, la dinámica de la máquina etc.

Por lo tanto, un ángulo ajustado de pala de rotor refleja la energía eólica absorbida por el rotor de forma integral por toda la superficie del rotor, mientras que la velocidad del viento medida con un anemómetro refleja únicamente la oferta de energía de un punto del campo de viento en la zona del anemómetro.

Correspondientemente, debido a las complejas condiciones físicas, en contra de la teoría ampliamente extendida, tampoco puede haber ninguna relación unívoca entre una velocidad de viento medida y el ángulo de las palas del rotor. Esto se ha confirmado también mediante mediciones.

Para ilustrar lo anteriormente dicho, se remite a la figura 4. La figura 4 muestra la aplicación de una multitud de ángulos de pala de rotor en función de velocidades de viento, tales como se miden durante el funcionamiento normal de una instalación de energía eólica con viento turbulento.

Como se puede ver en esta representación, a un ángulo de pala, por ejemplo de 15°, puede asignarse tanto una velocidad de viento de 13 m/s como una velocidad de viento de 26 m/s o cualquier valor comprendido entre estas dos velocidades de viento. La gran dispersión de los valores de medición, además de los factores enumerados anteriormente, se debe también a que en la regulación de una instalación de energía eólica se trata de procesos altamente dinámicos que, sin embargo, son de gran importancia para el estado de carga actual.

La figura 4 confirma por tanto que realmente no existe ninguna relación unívoca entre la velocidad del viento y el ángulo de pala, sino únicamente una relación con una correlación vasta que resulta insuficiente para una regulación exacta tal

como es necesaria para la emisión de potencia de una gran instalación de energía eólica en el intervalo de carga parcial superior.

Asimismo, la figura 4 muestra que, por esta razón, el ángulo de pala constituye un parámetro de entrada sensiblemente mejor que la velocidad del viento, ya que se trata de un parámetro, cuyo valor se puede determinar de manera sencilla, mientras que la velocidad del viento a través de la superficie del rotor puede presentar fuertes fluctuaciones.

Dado que el fin de una regulación de la instalación en el intervalo de carga parcial superior consiste en posibilitar el funcionamiento de la instalación incluso con altas velocidades de viento sin poner en peligro la instalación por sobrecarga, es imprescindible que se tengan en cuenta los parámetros citados anteriormente como la dirección del viento, la turbulencia del viento etc. Mediante la presente invención, esto es posible de una manera sorprendentemente sencilla, mediante una regulación en el intervalo de carga parcial superior en función del ángulo de pala.

Evidentemente, una parte de los influjos citados anteriormente puede eliminarse mediante una promediación suficientemente larga de la velocidad del viento. Sin embargo, como se describe con mayor detalle más adelante, la formación de un valor medio de 15 seg. supone una reducción insignificante de las fluctuaciones, y unos tiempos de promediación de varios minutos, que serían necesarios para obtener una correlación medianamente aceptable sólo conducirían a una inercia indeseable de la regulación.

Los influjos como, por ejemplo, el efecto de la densidad del aire, conducen a fluctuaciones estacionales. Por ejemplo, se sabe que en ubicaciones con fuertes fluctuaciones de temperatura entre el invierno y el verano pueden producirse también considerables fluctuaciones de la densidad del aire, que influyen directamente en la carga de la instalación de energía eólica. Mediante una reducción de potencia en función del ángulo de pala, este efecto se tiene en cuenta plenamente. Además, de una manera ventajosa, se evita la adaptación de los parámetros de regulación correspondientes a la densidad media del aire de la ubicación dependiente de la altura, que según las experiencias es susceptible a los fallos y que se requiere, por ejemplo, en ubicaciones en alta montaña.

Para registrar aún mejor los efectos mencionados, en las instalaciones de energía eólica modernas, el ángulo de pala frecuentemente se regula no sólo en función de la potencia y del número de revoluciones del rotor, es decir de magnitudes físicas que en el sentido más amplio representan la integración de la energía extraída al viento por toda la superficie del rotor, sino que el ángulo de pala puede regularse también en función de cargas medidas o determinadas por cálculos (estimadas).

El procedimiento según la invención prevé que el control de funcionamiento vigila permanentemente el ángulo de las palas de rotor. Por debajo del valor límite, el ordenador de control de funcionamiento regula el número de revoluciones de tal forma que se consiga un rendimiento energético óptimo, es decir, el rotor se hace funcionar con el valor teórico más favorable del número de revoluciones del rango operativo. El cumplimiento del número de revoluciones teórico se realiza habitualmente mediante una combinación de reajuste de pala y regulación del par del generador o de la potencia y se describe con la suficiente exactitud en el estado de la técnica. A partir de alcanzar el valor límite, a través de una función teórica predeterminable, el valor teórico del número de revoluciones del rotor se reduce en función del ángulo de pala de rotor, es decir, se abandona el número de revoluciones de potencia nominal. En la regulación del número de revoluciones descrita hasta ahora se trata siempre de la definición de un valor teórico del número de revoluciones que se usa, por ejemplo, como entrada de regulación para la regulación del reajuste de pala. Sin embargo, las ráfagas de viento o ráfagas negativas del viento, igual que durante el funcionamiento normal por debajo del valor límite, siguen produciendo fluctuaciones dinámicas alrededor del número de revoluciones teórico, que entonces tienen que corregirse mediante el reajuste dinámico del ángulo de pala y, dado el caso, del par del generador.

Como es conocido en el estado de la técnica durante el funcionamiento de la instalación en el intervalo de potencia nominal, la regulación del número de revoluciones sigue realizándose sustancialmente mediante el reajuste del ángulo de pala, es decir, en función de la desviación del número de revoluciones (número de revoluciones teórico / número de revoluciones real) se modifica el ángulo de pala para cumplir el número de revoluciones teórico. Se trata, por tanto, de un circuito de regulación clásico con una reconducción simple de señales.

Durante el funcionamiento en el intervalo de carga parcial superior, según la invención también se realiza la regulación del número de revoluciones mediante el reajuste del ángulo de pala. Sin embargo, adicionalmente, el número de revoluciones teórico es controlado en función del ángulo de pala, es decir, no sólo el ángulo de pala se modifica en función de la desviación del número de revoluciones, sino que cualquier modificación del ángulo de pala conduce simultáneamente a una modificación de la desviación del número de revoluciones (por la modificación del número de revoluciones teórico). Dado que la desviación del número de revoluciones se usa para la regulación del ángulo de pala, la

modificación del número de revoluciones teórico conduce también a una modificación subsiguiente del ángulo de pala. Dicho de forma figurativa, la modificación del número de revoluciones teórico corresponde a una modificación del objetivo de regulación. Por lo tanto, se trata de una doble reconducción de señales. Las simulaciones y mediciones llevadas a cabo en prototipos demuestran que este circuito puede funcionar de forma estable y que, con una elección adecuada de los parámetros, el procedimiento según la invención trabaja sin problemas.

La reducción del número de revoluciones del rotor se efectúa a través de una función teórica (número de revoluciones sobre el ángulo de rotor), por ejemplo en forma de una tabla o de una función matemática que se determina teniendo en cuenta las condiciones aerodinámicas del rotor y las cargas. Para obtener unos resultados óptimos, por lo tanto, es preciso que la función teórica se determine de forma iterativa para cada tipo de pala y cada versión de instalación, o bien mediante cálculos de simulación por ordenador o bien mediante experimentos de campo que, sin embargo, requieren mucho tiempo.

Una forma de realización especialmente ventajosa de la invención prevé, por tanto, que la función teórica número de revoluciones sobre ángulo de pala se determina y/u optimiza teniendo en cuenta las cargas de la instalación en condiciones de viento turbulento.

Un procedimiento para determinar u optimizar la curva característica número de revoluciones / ángulo de pala de la regulación según la invención de una instalación de energía eólica prevé que el comportamiento de la regulación se examina especialmente con series de tiempos de viento turbulento que incluyen saltos positivos de la velocidad del viento, es decir, cuando la velocidad media del viento aumenta súbitamente, por ejemplo, de 26 m/s a 35 m/s. En estos casos, es especialmente grande el peligro de sobrecarga de la turbina eólica.

Si las cargas que se producen durante ello sobrepasan las cargas admisibles han de modificarse la curva característica número de revoluciones / ángulo de pala, los parámetros de regulación y/o el algoritmo de regulación. Como alternativa, evidentemente también se puede comprobar que todos los componentes de la máquina resistan las cargas aumentadas.

En cálculos de simulación para una instalación de 5 megavatios se ha revelado que el número de revoluciones del rotor en el rango del valor límite tiene que reducirse de forma relativamente rápida para mantener las cargas dentro del margen admisible. Para evitar que caiga rápidamente también la potencia, adicionalmente, el par del generador tiene que elevarse con respecto al comportamiento dependiente del número de revoluciones, conocido por el funcionamiento de carga parcial inferior. Sin embargo, finalmente, este procedimiento a priori más complejo ofrece la ventaja de que la regulación puede configurarse de tal forma que las cargas producidas no suban más que en caso de la desconexión de la instalación al alcanzar el valor límite o que puedan regularse mejor y que, por tanto, pueda aumentarse la estabilidad funcional de la instalación, pudiendo realizarse no obstante una caída más lenta de la potencia que es deseable por razones de la compatibilidad con la red.

Como valor límite se puede usar una velocidad de desconexión definida, tal como se conoce por el estado de la técnica. Sin embargo, como se ha explicado detalladamente al tratar el estado de la técnica, el registro de la velocidad de desconexión existente realmente supone un gran problema.

Según una forma de realización ventajosa de la invención, como valor límite puede usarse también un ángulo límite definido de la pala de rotor, tal como se describe, por ejemplo, en el documento DE10300733B3.

Según otra forma de realización ventajosa de la invención, el ángulo de pala de rotor se forma como valor medio temporal a partir de varios ángulos de pala de rotor, pudiendo influirse en fuerte medida en la calidad de regulación mediante la elección el tiempo de promediación. El tiempo de promediación óptimo depende de la distribución de energía del viento turbulento y, en las ubicaciones europeas habituales, se situará preferentemente entre 2 y 120 seg., especialmente entre 10 y 60 segundos.

En una instalación de multimegavatios con una potencia de 5 MW, ha resultado que el uso de un valor medio de 15 seg. de escala móvil resulta especialmente ventajoso tanto con vistas a la estabilidad de regulación deseada, como con vistas al cumplimiento de las cargas admisibles de la instalación. Para optimizar el algoritmo de regulación, la promediación de escala móvil puede aproximarse dentro del control por un elemento PT_1 con una constante de tiempo de aproximadamente 7,7 seg.

Dado que en las turbinas eólicas modernas, las palas de rotor pueden reajustarse individualmente, el ángulo de pala tiene que promediarse no sólo a nivel temporal sino también a nivel local, es decir que también se genera un valor medio de los distintos ángulos de pala de rotor. Tanto para la promediación temporal como para la promediación local no sólo

están previstos valores medios aritméticos, sino también cualquier otra formación de valores medios matemáticos como, por ejemplo, valores medios geométricos.

El procedimiento para la regulación de palas con cargas medidas, propuesto en el documento EP1230479 mencionado anteriormente, así como una regulación con llamados estimadores de carga (load estimator), en combinación con el procedimiento según la invención conduce a efectos de sinergia especialmente ventajosos. El término carga de instalación abarca aquí tanto las solicitudes como las deformaciones.

Según otra configuración ventajosa de la invención, el par del generador dispuesto en la instalación de energía eólica puede ajustarse por encima del ángulo límite de pala en función del número de revoluciones del motor, y según otra configuración ventajosa de la invención, el par del generador puede reducirse a medida que disminuye el número de revoluciones del rotor.

Las instalaciones de energía eólica conocidas presentan un convertidor que está configurado de tal forma que la instalación puede funcionar con un número de revoluciones variable. Al reducir el número de revoluciones del rotor (o el número de revoluciones del generador), el convertidor de frecuencia generalmente no es capaz de mantener el par del generador en el valor del par nominal. Por lo tanto, en función de la configuración del convertidor también debe reducirse en función del número de revoluciones el par del generador. Esto puede conseguirse también mediante la predefinición de una función de tabla o de una función matemática, como se suele hacer ya para el funcionamiento de carga parcial inferior en el rango del número óptimo de marcha rápida.

Conviene usar la relación aplicada para el intervalo de carga parcial inferior, que frecuentemente está definido en el control en forma de una función de tabla, la llamada "look-up table".

Sin embargo, en combinación con la curva característica del par con carga parcial, la curva característica de número de revoluciones necesaria por razones de carga conduciría a una reducción indeseablemente fuerte en el ámbito del ángulo límite de la pala. Por lo tanto, para la deseada reducción suave y homogénea resulta especialmente importante que el par del generador se ajuste con valores sensiblemente más altos de lo que se conoce por el intervalo de carga parcial.

Por ello, una forma de realización especialmente ventajosa de la invención prevé realizar el ajuste del par del generador igualmente en función del ángulo de pala.

Resulta especialmente sencillo tomar como base también para la regulación por encima del ángulo límite de pala de rotor, la función, por ejemplo una tabla o una relación matemática, definida para el intervalo de carga parcial, pero ésta se adapta en función del ángulo de pala de rotor mediante un valor de corrección, de tal forma que se consiga la deseada reducción suave y homogénea de la potencia.

El uso del par de corrección ofrece la ventaja de que para ambos intervalos de carga parcial se toma como base un regulador universal. Dado que, en el intervalo de carga parcial inferior, los ángulos de pala siempre son próximos a cero grados, allí no repercute la corrección en función del ángulo de pala. La siguiente tabla 1 muestra a título de ejemplo la corrección del par para una instalación de 5 MW con un número de revoluciones nominal de 1170 rpm y un par nominal de aprox. 44900 Nm.

Tabla 1: Definición del número de revoluciones, corrección del par para una instalación de 5 MW

Ángulo de pala de rotor [°]	23	25	30	30.5	33	40	50
Límite superior del número de revoluciones teórico [rpm]	1180	1160	1060	1050	1000	880	760
Corrección par [Nm]	0	0	15000	14500	10000	5000	5000

Como se puede ver en la tabla, hasta alcanzar el ángulo límite de la pala de rotor, que aquí asciende a 25°, no tiene lugar ninguna corrección del par. Al exceder el ángulo límite de pala de rotor, por ejemplo, a partir de un ángulo de pala de rotor de 30°, se realiza una adaptación correspondiente mediante los valores de corrección del par.

La segunda línea de la tabla muestra la definición del número de revoluciones en función del ángulo de pala, que se realiza en forma de una limitación superior del número de revoluciones teórico. Aquí, se ha mostrado que es especialmente ventajoso realizar la intervención del limitador del número de revoluciones de forma especialmente suave, de tal forma que con un ángulo de pala de 23° se define un límite de número de revoluciones que se sitúa justo por

encima del número de revoluciones nominal de la instalación del ejemplo. Entre los puntos de apoyo se interpola, en el caso más sencillo de forma lineal, pero preferentemente con interpolaciones de orden superior. Una interpolación puede realizarse evidentemente con cualquier valor de la tabla.

- 5 Resulta especialmente ventajosa la entrada de la tabla antes representada en el control, en valores relativos en lugar de los valores absolutos representados, ya que, en este caso, el comportamiento puede transmitirse sustancialmente a instalaciones de otros tamaños.

En sistemas de control más sofisticados, el par del generador frecuentemente se regula de forma dinámica, usando el número de revoluciones del rotor como señal de entrada, por ejemplo, para un regulador PID. La curva característica óptima del número de revoluciones, necesaria para el intervalo de carga parcial inferior, frecuentemente se realiza mediante limitaciones del regulador PID o del regulador PI. También en este caso, la regulación según la invención prevé una limitación del regulador en función del ángulo de pala, para realizar el comportamiento deseado del par.

- 15 Según las magnitudes de ajuste disponibles, según otra forma de realización ventajosa de la invención, en lugar del par del generador puede ajustarse de manera ventajosa también la emisión de potencia en función del número de revoluciones del rotor, pudiendo reducirse, según otra forma de realización ventajosa de la invención, a medida que disminuye el número de revoluciones del rotor.

- 20 Como ya se ha mencionado al tratar el estado de la técnica, los algoritmos de regulación conocidos por el estado de la técnica, que regulan en función de la velocidad del viento, son muy susceptibles a las vibraciones, especialmente a altas velocidades del viento. Por lo tanto, según una forma de realización ventajosa de la invención está previsto que por encima del ángulo límite de pala de rotor se modifiquen parámetros de regulación con respecto al funcionamiento normal de la instalación, mediante una adaptación en función del ángulo de pala, de tal forma que se mantenga la estabilidad de regulación en el intervalo de carga parcial superior.

- Esta adaptación se basa en el conocimiento de que los requisitos relativos al regulador cambian a altas velocidades de viento. Por ejemplo, contemplando una ráfaga extrema, según las normas, durante el funcionamiento, que hace que la velocidad del viento aumente 9 m/s, este cambio de la velocidad del viento en el mismo valor incluye una modificación del contenido energético en un 24% más alta, si se produce con un viento mediano de 32 m/s frente a 25 m/s. Estas fluctuaciones de energía más grandes elevadas provocan, por ejemplo, fluctuaciones del número de revoluciones más fuertes de las que se producen durante el funcionamiento normal. En caso de responder a estas fluctuaciones más fuertes del número de revoluciones con una modificación igual de grande del ángulo de pala, la máquina empezaría a vibrar por sobreacción. Asimismo, desde hace mucho tiempo se sabe que a medida que aumenta el ángulo de pala se incrementa la dependencia de la modificación del par del rotor de la modificación del ángulo de pala (sensitividad). Los dos efectos se incrementan mutuamente y conducen a la necesidad de reducir el incremento de pitch (ángulo de paso) en función del ángulo de pala, más allá de la medida conocida del funcionamiento normal.

- Así, según otra forma de realización ventajosa de la invención se puede prever reducir el llamado incremento de pitch, en caso de ángulos de pala superiores a 30°, a menos del 20% del incremento nominal, es decir del incremento de pitch con viento nominal. El incremento de pitch es un parámetro de regulación para escalar la dependencia entre la modificación del ángulo de pala, que se ha de realizar, y la desviación actual del número de revoluciones. En un regulador proporcional simple se trata del factor proporcional entre la desviación de la regulación y la modificación del valor teórico, es decir, en el caso concreto de la regulación del número de revoluciones mediante el reajuste del ángulo de pala, el reajuste del ángulo de pala se calcula mediante la multiplicación de la desviación del número de revoluciones por el incremento de pitch. (En realidad, las relaciones son algo más complejas, porque no se trata de un regulador P puro, sino de un regulador PID, pero también los incrementos de la parte integral y la parte diferencial se escalan mediante el incremento de pitch).

- 50 Por lo tanto, se propone que el incremento de pitch con los grandes ángulos de pala ascienda a menos de una quinta parte del incremento de pitch con viento nominal, ya que en cálculos de simulación se ha demostrado que de esta manera pueden eliminarse las inestabilidades mencionadas de la regulación, como por ejemplo vibraciones.

- Por las razones antes expuestas, en función de la ubicación y de la instalación, además del incremento de pitch resulta ventajoso reducir o aumentar en función del ángulo de pala también otros parámetros de regulación como, por ejemplo, los valores límite admisibles para el intervalo admisible del número de revoluciones o para las cuotas de pitch.

Además, la presente invención se refiere también a una instalación de energía eólica con una pala de rotor dispuesta en un ángulo ajustable con respecto al rotor, pudiendo operar la instalación de energía eólica según la invención según uno

de los procedimientos según las reivindicaciones 1 a 16.

A continuación, la invención se describe en detalle con la ayuda de varias figuras. Muestran:

- 5 La figura 1 una representación esquemática de una curva característica de la potencia y otra del número de revoluciones con un intervalo de carga parcial inferior UB y un intervalo de potencia nominal NB,

la figura 2 una representación esquemática de una curva característica de potencia y del número de revoluciones con un intervalo de carga parcial inferior UB, un intervalo de potencia nominal NB y un intervalo de carga parcial superior OB,

- 10 la figura 3 una representación esquemática de una curva característica de la potencia, otra del par y otra del número de revoluciones en función del ángulo de la pala de rotor,

la figura 4 un diagrama con ángulos de pala de rotor registrados, en función de la velocidad del viento,

- 15 la figura 5 un diagrama con datos de medición simulados del número de revoluciones del generador en función del ángulo de la pala de rotor y en función de la velocidad del viento,

- la figura 6 una curva característica del número de revoluciones y del ángulo de pala para una instalación de energía eólica,

la figura 7 una curva característica del convertidor,

la figura 8 diagrama: aplicación par / número de revoluciones en función del ángulo de la pala de rotor.

- 25 La figura 1 se ha descrito ya al tratar el estado de la técnica y, por tanto, no se va a volver a tratar ahora.

También la figura 2 se ha descrito ya en el estado de la técnica, por lo que aquí ya sólo se dan algunas indicaciones complementarias.

- 30 La figura 2 muestra en el intervalo de carga parcial inferior UB, con una línea continua, una curva característica del número de revoluciones tal como en un intervalo de número de revoluciones predeterminado de forma limitada entre Ω_U y Ω_N conduce a un rendimiento energético óptimo. Habitualmente, la regulación del número de revoluciones es realizada por un regulador PI o PID que actúa sobre el par del generador y con el que, para conseguir la rampa del número de revoluciones para el funcionamiento con un número de marcha rápida óptimo, el par se limita en función del número de revoluciones. Alternativamente, como se ha mencionado antes, para lograr un algoritmo de regulación especialmente sencillo, también se puede establecer una dependencia sencilla entre el número de revoluciones y el par, por ejemplo en forma de una función de tabla. Una curva característica fija del número de revoluciones / par de este tipo conduciría, por ejemplo, al desarrollo del número de revoluciones que está dibujado en líneas discontinuas. Las plataformas horizontales deben sustituirse por rampas planas, ya que, de lo contrario, no existe ninguna relación unívoca y reversible para una función de tabla. La rampa empinada que se ve al principio de la curva del número de revoluciones sirve, por ejemplo, para evitar una resonancia de torre y, en el ejemplo representado, es inferior a la velocidad de conexión V_E . Sin embargo, una rampa empinada de este tipo puede estar prevista también en el funcionamiento normal.

- 45 Dado que, según las ecuaciones básicas físicas, la potencia puede determinarse por el producto del número de revoluciones y el par, en la figura 2 puede verse ya que la relación número de revoluciones / par, válida para el intervalo de carga parcial inferior UB, tiene que modificarse en el intervalo de carga parcial superior OB, porque allí, con el mismo número de revoluciones, se consigue una mayor potencia. A esta relación se hace referencia al tratar la figura 8.

- 50 La figura 3 muestra una curva característica de potencia, otra del número de revoluciones y otra del par, en función del ángulo de pala de rotor ψ . Como ya se ha descrito al tratar el estado de la técnica, en el intervalo de carga parcial inferior, el ángulo de la pala de rotor se mantiene en aproximadamente 0° , sustancialmente de forma constante. Al alcanzar la potencia nominal, el intervalo de potencia nominal OB y el ángulo de pala de rotor se modifican de tal forma que la instalación opera con la potencia nominal, el par nominal y el número de revoluciones de potencia nominal. Al alcanzar un ángulo límite de pala de rotor $\psi_{\text{límite}}$, comienza una suave reducción tanto del número de revoluciones Ω , como del par M y, por tanto, también de la potencia P , predeterminándose según la invención, en función del aumento del ángulo de pala, el número de revoluciones y el par o la potencia. El número de revoluciones, el par y la potencia están representados de forma relativa y, por lo tanto, también pueden estar depositados en esta forma en una tabla en el control.

La figura 4 se ha comentado ya al describir las ventajas de la invención, por lo que no se vuelve a tratar de nuevo ahora.

La figura 5 muestra la aplicación de una multitud de números de revoluciones de generador Ω que se han determinado mediante cálculos de simulación para una instalación de 5 MW a través de la velocidad del viento. Dado que el algoritmo para la determinación de la definición del número de revoluciones tal como se ha descrito anteriormente trabaja con el valor promedio de 15 seg. de escala móvil del ángulo de pala, para obtener la comparabilidad, también la velocidad del viento se sometió a una formación de valor medio de 15 seg. de escala móvil.

10 La aplicación del número de revoluciones sobre la velocidad de viento muestra de una manera muy ilustrativa que el número de revoluciones y, por tanto, la potencia, no se reducen en función de la velocidad del viento, sino en función del ángulo de la pala de rotor que, como está representado ya en la figura 4, no se encuentra en ninguna relación unívoca con la velocidad del viento.

15 La figura 5 muestra que en el procedimiento de regulación según la invención, a pesar de la formación del valor medio de 15 seg., a un número de revoluciones por ejemplo de 900 rpm, puede estar asignada una velocidad del viento entre 23 m/s y 44 m/s, o viceversa, a una velocidad del viento por ejemplo de 33 m/s puede estar asignado un número de revoluciones de 680 a 1070 rpm, es decir, la mayor parte del intervalo total del número de revoluciones de la instalación de 5 megavatios del ejemplo, que se sitúa entre aproximadamente 650 y 1260 rpm.

20 En cálculos de simulación se ha demostrado que justamente el abandono de la dependencia de la velocidad del viento, propuesta en el estado de la técnica, y la introducción, según la invención, del ángulo de pala como entrada de regulación para la reducción del número de revoluciones y de la potencia, no sólo mejora el comportamiento de regulación, sino que, como se ha descrito, es la única manera de hacerlo posible adecuadamente. Adecuadamente quiere decir que evidentemente también es posible realizar la reducción de potencia en función de la velocidad del viento, pero que el dominio de las inestabilidades de regulación y las cargas adicionales mencionadas volverían poco rentable este procedimiento.

La figura 6 muestra un ejemplo de una curva característica de número de revoluciones / ángulo de pala para una instalación con un número de revoluciones nominal de 1170 rpm. En el presente caso, a partir de un ángulo límite de pala de aprox. 24 grados debe comenzar la reducción del número de revoluciones. A aprox. 50 grados se alcanza un número de revoluciones de 1000 rpm. En el caso representado, la curva característica está predefinida linealmente. Según las cargas existentes o el comportamiento deseado en la red, en la práctica será ventajoso predefinir curvas características no lineales, tanto progresivas como regresivas.

35 La figura 7 muestra un ejemplo de la curva característica del convertidor. Está aplicado el par admisible del generador sobre el número de revoluciones del generador. Si se pretende maximizar el rendimiento energético durante el funcionamiento a potencia reducida, la curva característica se seguirá de la forma más "exacta" posible. Si es primordial la reducción de las cargas del ramal de accionamiento (por ejemplo, par de engranaje), puede resultar ventajoso quedar claramente por debajo de la curva característica, en cuyo caso, evidentemente, se suministrará menos energía a la red. Un exceso de la curva característica del convertidor es posible sólo durante muy poco tiempo para no poner en peligro el convertidor.

La figura 8 muestra la aplicación del número de revoluciones del generador (velocidad) y de los pares del generador en función del ángulo de pala con la ayuda de los valores representados en la tabla 1. Por M_{curva} característica está designado el desarrollo, aplicado sobre el ángulo de pala, de la dependencia entre el número de revoluciones y el par, empleada para el intervalo de carga parcial inferior, y por $M_{\text{teórico}}$ está designada la definición del valor teórico según el procedimiento de regulación según la invención con corrección del par en función del ángulo de pala. Los valores de corrección del par, que se indican en la tabla 1, están representados en forma de la desviación entre M_{curva} característica y $M_{\text{teórico}}$.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para la regulación de una instalación de energía eólica con un rotor que presenta al menos una pala de rotor dispuesta en un ángulo ajustable con respecto al rotor, en el cual, en el intervalo de potencia nominal (NB) siguiente al intervalo de carga parcial inferior (UB), hasta alcanzar un valor límite definido, el rotor se hace funcionar con un número de revoluciones de potencia nominal (Ω_N) que se mantiene sustancialmente constante, y al exceder el valor límite se hace funcionar en un intervalo de carga parcial superior (OB) mediante una reducción del número de revoluciones del rotor (Ω) por debajo del número de revoluciones de potencia nominal (Ω_N), y a partir de alcanzar el valor límite se ajusta el número de revoluciones del rotor (Ω) en función del ángulo de pala de rotor, **caracterizado porque** el ángulo de pala de rotor para el ajuste del número de revoluciones del rotor (Ω) por encima del valor límite se forma como valor medio temporal y/o local a partir de varios ángulos de pala de rotor.
2. Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado porque** el valor límite es un ángulo límite definido de la pala del rotor.
3. Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado porque** el valor medio temporal corresponde a un valor medio de escala móvil de 10 seg. a 60 seg.
4. Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado porque** el valor medio temporal corresponde a un valor medio de 15 seg. de escala móvil.
5. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** el ángulo de la pala de rotor de la instalación de energía eólica se regula en función de cargas medidas o estimadas de la instalación.
6. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque**, por encima del valor límite, el número de revoluciones del rotor (Ω) se reduce a medida que aumenta el ángulo de la pala de rotor.
7. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque**, por encima del valor límite, el par del generador (M) dispuesto en la instalación de energía eólica se ajusta en función del número de revoluciones del rotor (Ω).
8. Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado porque** el par del generador (M) se reduce a medida que disminuye el número de revoluciones del rotor (Ω).
9. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** el par del generador (M) se regula en función del ángulo de la pala del rotor.
10. Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado porque** el ajuste del par del generador (M) en el intervalo de carga parcial superior y, opcionalmente, también en el inferior, se realiza en función del número de revoluciones del rotor (Ω) y del ángulo de pala.
11. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** la emisión de potencia de la instalación de energía eólica por encima del valor límite se ajusta en función del número de revoluciones del rotor (Ω).
12. Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado porque** la emisión de potencia se reduce a medida que disminuye el número de revoluciones del rotor (Ω).
13. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** por encima del valor límite, los parámetros de regulación se modifican con respecto al funcionamiento normal de la instalación mediante una adaptación en función del ángulo de pala, de tal forma que se mantenga la estabilidad de regulación en el intervalo de carga parcial superior (OB).
14. Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado porque** un parámetro de regulación es el incremento de pitch.
15. Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado porque**, en caso de ángulos de pala superiores a 30°, el incremento de pitch es de menos del 20% del incremento nominal y/o en caso de ángulos de pala

superiores a 40°, es de menos del 16% del incremento nominal.

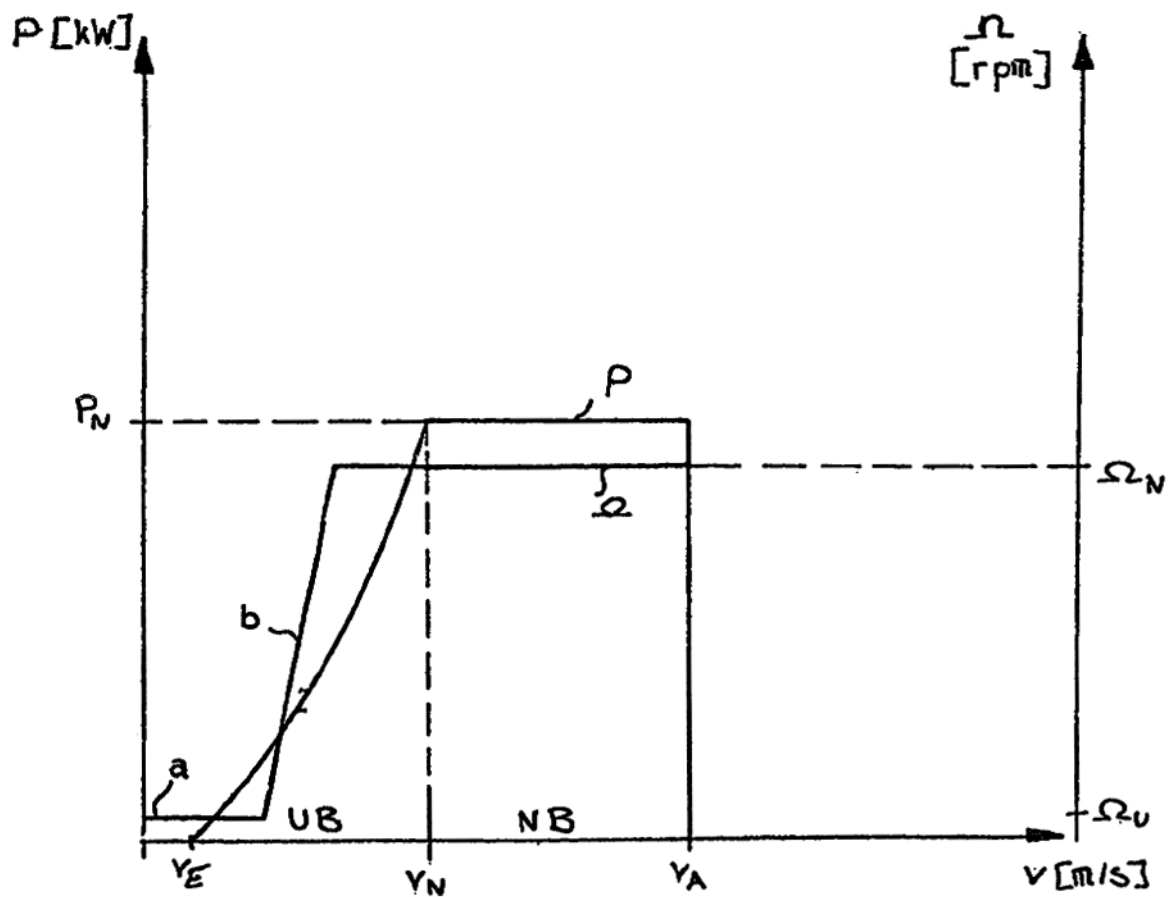


Fig 1

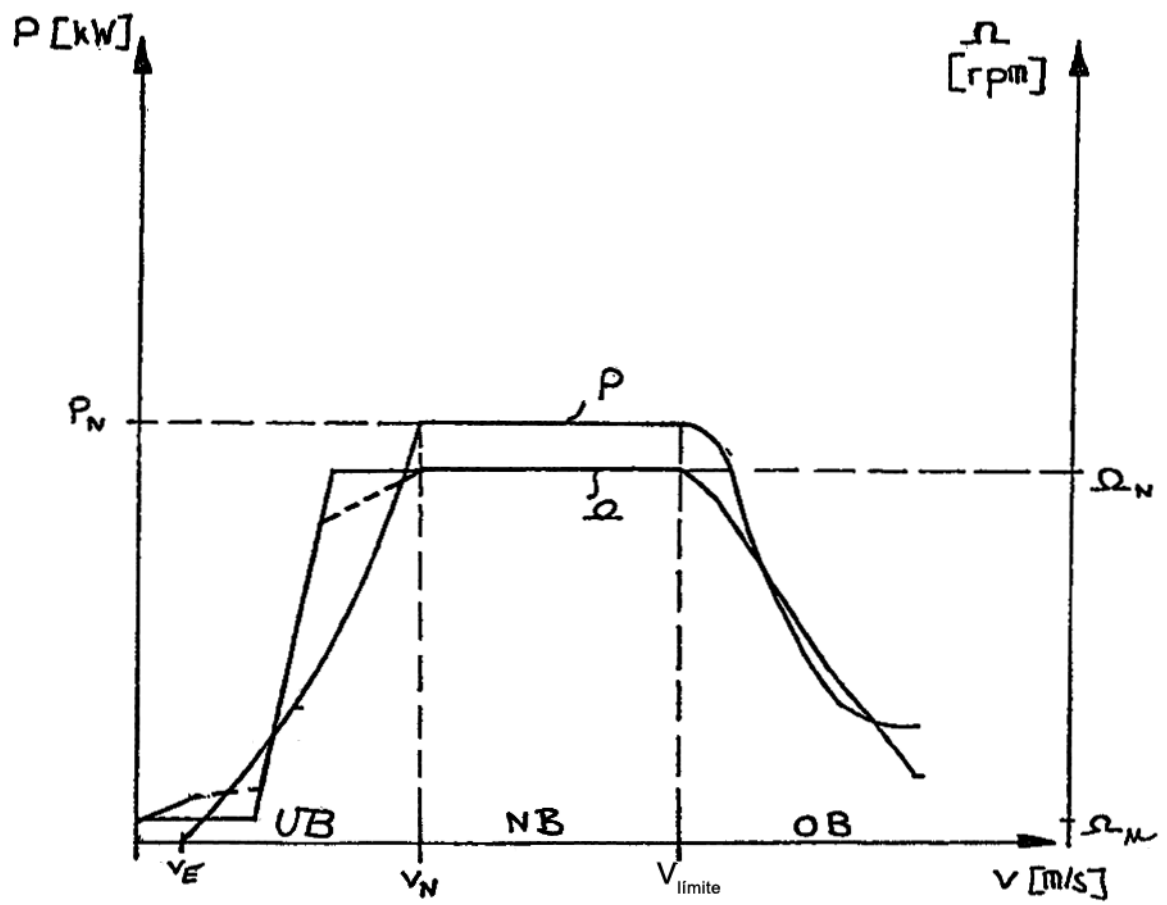


Fig 2

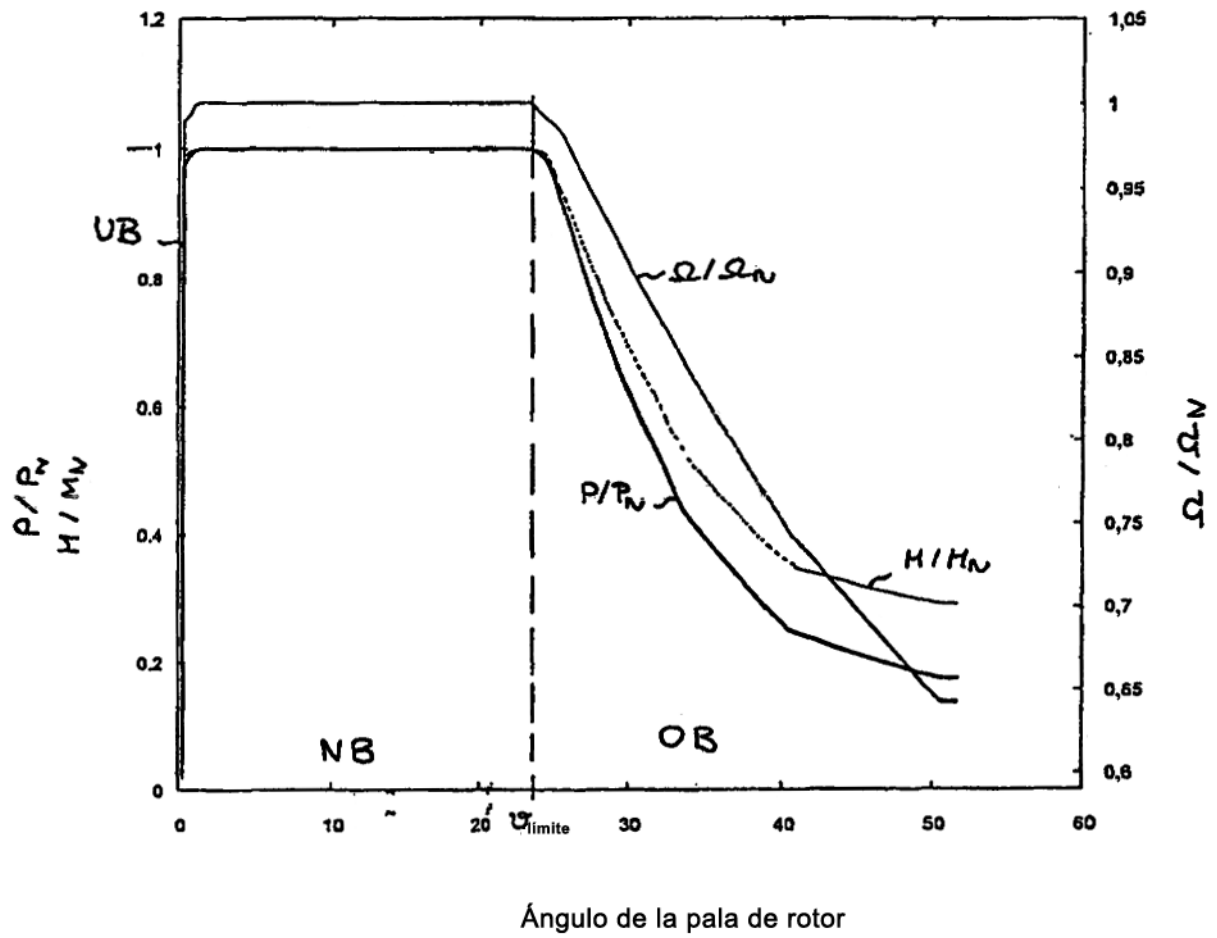


Fig 3

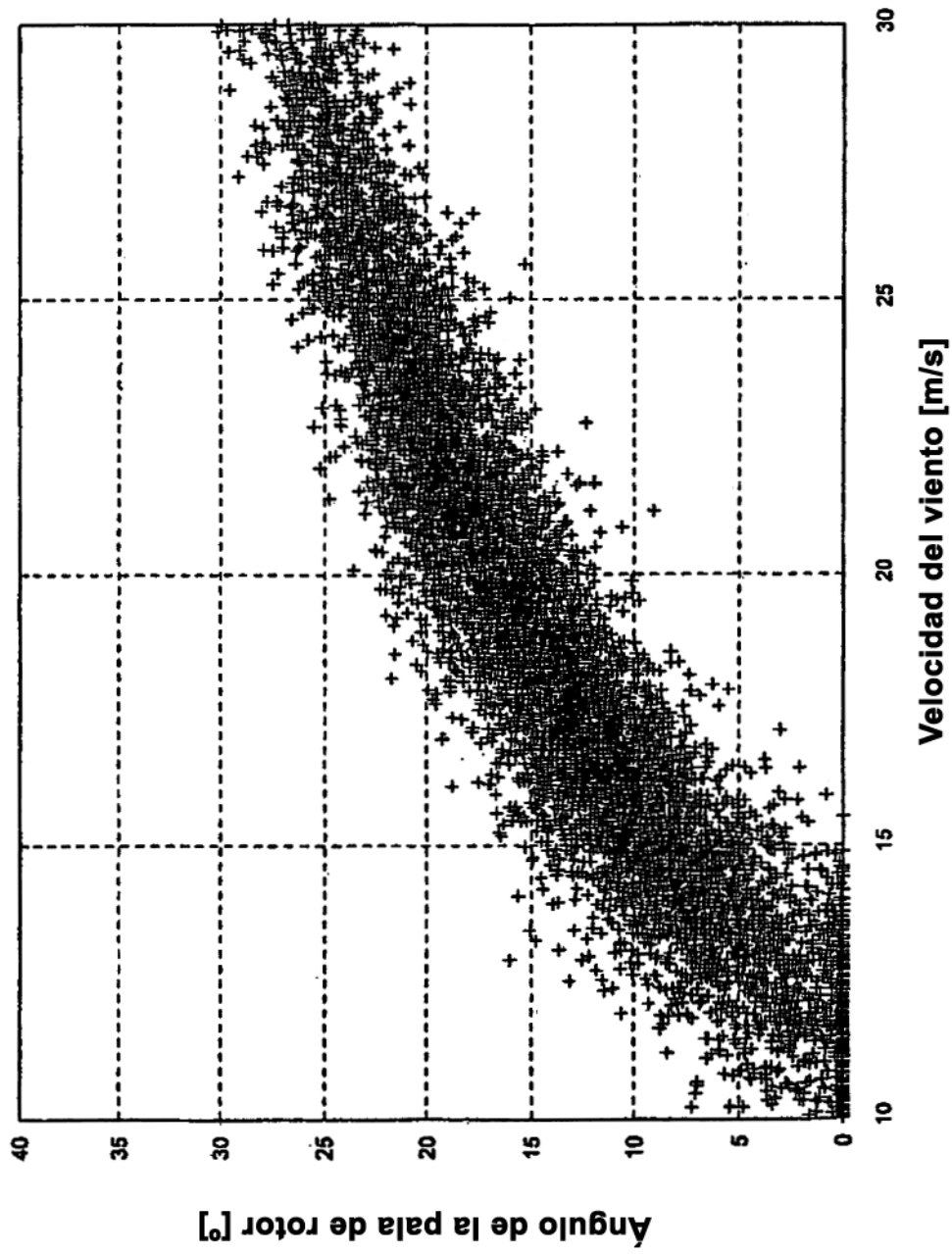


Fig 4

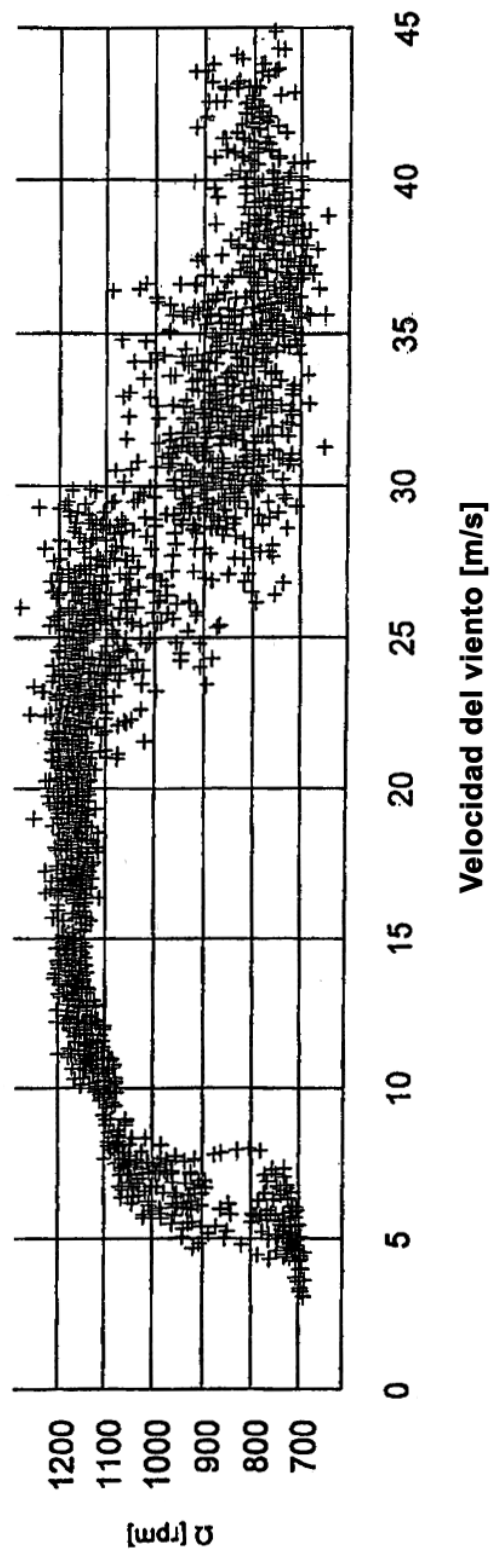


Fig 5

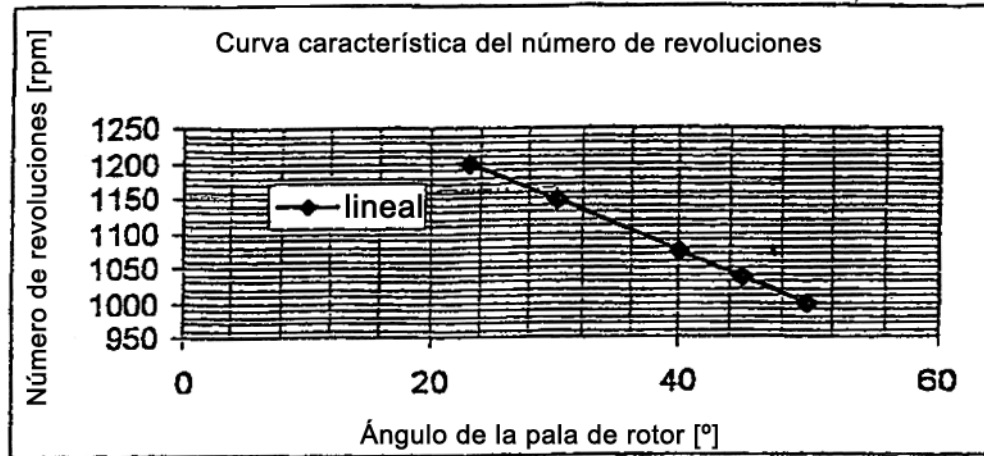


Figura 6

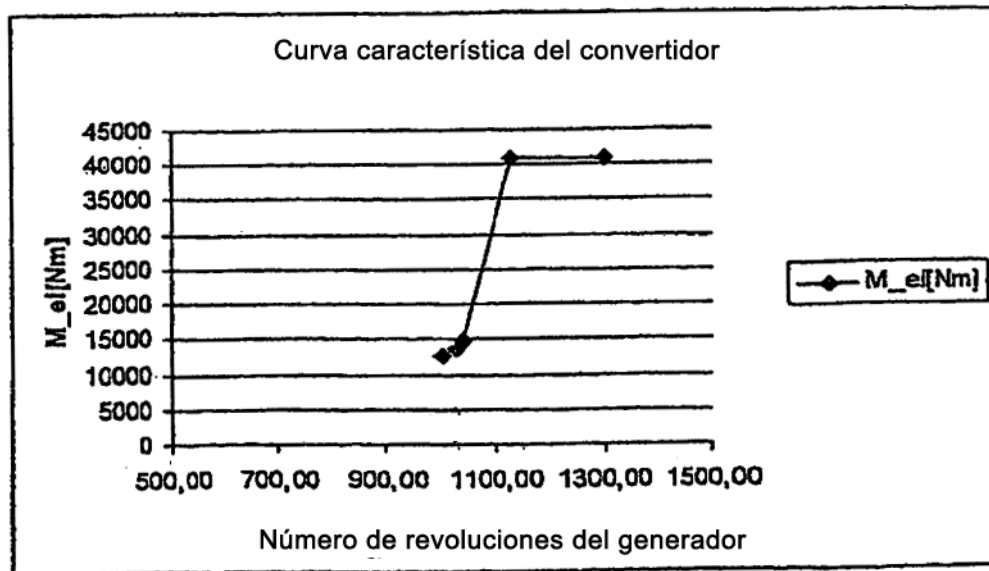


Figura 7

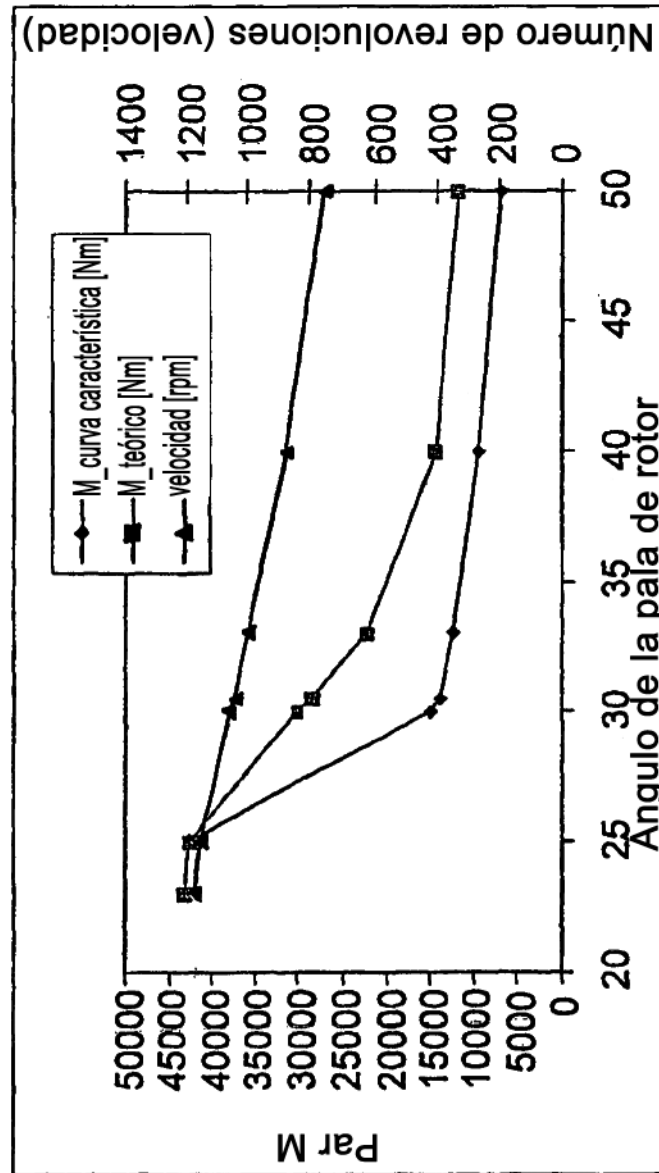


Fig 8