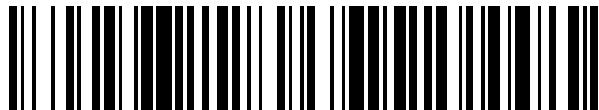


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 773 700**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **24.02.2017 PCT/EP2017/054265**

87 Fecha y número de publicación internacional: **31.08.2017 WO17144631**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **24.02.2017 E 17707007 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.12.2019 EP 3420226**

54 Título: **Procedimiento para determinar una velocidad del viento equivalente**

30 Prioridad:

24.02.2016 DE 102016103254

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

14.07.2020

73 Titular/es:

WOBEN PROPERTIES GMBH (100.0%)

Borsigstrasse 26

26607 Aurich, DE

72 Inventor/es:

ENGELKEN, SÖNKE

74 Agente/Representante:

ROEB DÍAZ-ÁLVAREZ, María

ES 2 773 700 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 determinar una velocidad del viento equivalente

- 5 La presente invención se refiere a un procedimiento para determinar una velocidad del viento equivalente de un plano de las palas del rotor de un aerogenerador. Además, la presente invención se refiere a un aerogenerador que está preparado para detectar una velocidad del viento equivalente de un plano de las palas del rotor y se refiere a un parque eólico.
- 10 Los aerogeneradores son conocidos y generalmente tienen una, generalmente varias palas del rotor que giran alrededor de un eje del rotor y, por lo tanto, se extienden sobre una superficie del rotor, es decir, una superficie circular. Dado que un aerogenerador genera energía, en última instancia corriente eléctrica, del viento, el viento y, por lo tanto, su velocidad del viento es importante para el aerogenerador.
- 15 En funcionamiento normal y regular, un aerogenerador puede funcionar sin registrar la velocidad del viento, por ejemplo, al establecer una potencia en función de la velocidad de giro del rotor del rotor aerodinámico que tiene las palas del rotor, por ejemplo, según una característica de velocidad de giro o característica de potencia predeterminadas.
- 20 Sin embargo, ahora hay situaciones crecientes en las que se requiere conocimiento de la velocidad del viento o al menos puede ser útil. Esto incluye una situación en la que la potencia del aerogenerador debe reducirse, por ejemplo, para soportar la red de suministro eléctrico. Puede haber varias razones para esto, por ejemplo, la necesidad de proporcionar potencia de control para el soporte de frecuencia en una red de suministro eléctrico. En este caso, el aerogenerador alimenta menos potencia o energía a la red de suministro eléctrico de lo que podría debido a las
- 25 condiciones predominantes del viento. En tales casos, a menudo existe un reclamo de compensación por la potencia que podría haberse alimentado a la red de suministro eléctrico, que simplemente puede denominarse red, pero no podría alimentarse debido a la reducción mencionada. Para cuantificar correctamente este reclamo de remuneración, es interesante cuánta potencia eólica estaría realmente disponible. Además de calcular la remuneración, una cifra precisa para la reducción de potencia también puede ser un requisito previo para la autorización de un aerogenerador
- 30 o un parque eólico para proporcionar este servicio, particularmente cuando se reduce la potencia de alimentación para proporcionar potencia de control.
- En aras de la simplicidad, el último valor de la alimentación que se introdujo sin reducción, se utilizó anteriormente como base para calcular la remuneración en función de una reducción del aerogenerador. Según la duración del
- 35 período en el que se requiere la reducción, esta es una base inexacta o incluso inadecuada. Una forma mejorada de hacer esto es medir la velocidad del viento, por ejemplo, mediante un anemómetro de góndola que generalmente está presente, para usar el conocimiento de las propiedades del aerogenerador para calcular cuánta potencia podría haberse alimentado. El problema aquí es que tal medición del viento es comparativamente imprecisa. Según la velocidad del viento y la ráfaga de viento, esta imprecisión puede ser considerable. Además, la velocidad del viento
- 40 tampoco es constante a través del plano de la pala del rotor. Los valores de la velocidad del viento pueden cambiar especialmente con la altitud.
- Tales desviaciones de la velocidad del viento o desviaciones de una velocidad del viento equivalente, que pueden asignarse a una producción de potencia correspondiente o posible producción de potencia del aerogenerador en
- 45 cuestión, se conocen al menos básicamente. Estas inexactitudes también tienen un impacto correspondiente en una determinación de rendimiento basada en estos valores inexactos. Dentro de ciertos límites, puede ser posible compensar tales efectos, por ejemplo, mediante valores de corrección tales como factores de corrección. Sin embargo, tales correcciones se basan en valores empíricos y, por lo tanto, solo pueden compensar parcialmente las deficiencias en la detección de la velocidad del viento debido al sistema.
- 50 Como resultado, sigue siendo difícil determinar con buena precisión la producción de potencia que se podría generar sin reducir el funcionamiento de la planta. En el caso de una reducción severa en particular, tal determinación de potencia es bastante imprecisa, pero sería particularmente precisa allí porque se puede calcular una remuneración correspondientemente alta debido a la fuerte reducción.
- 55 La Oficina Alemana de Patentes y Marcas ha investigado en la solicitud de prioridad para la presente solicitud el siguiente estado de la técnica: US 2011/0204635 A1. Otro documento del estado de la técnica es DE 102010014165 A1.
- 60 La presente invención tiene por consiguiente el objeto de direccionar al menos uno de los problemas arriba mencionados. En particular, se debe crear una solución para determinar una potencia posible y producible con la mayor precisión posible, en particular con mayor precisión de lo que se conoce en el estado de la técnica. Se propondrá

al menos una solución alternativa a lo que se conoce hasta ahora.

Según la invención, se propone un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1.

- 5 Se refiere a la determinación de una velocidad de viento equivalente de un plano de las palas del rotor de un aerogenerador que tiene un rotor con palas de rotor que se puede ajustar en su ángulo de pala. El plano de las palas del rotor, que también puede denominarse plano del rotor, es el plano cubierto por las palas del rotor cuando la instalación de energía eólica está en funcionamiento. Aquí se determina una velocidad del viento que corresponde a una velocidad del viento a la que el viento actúa de manera uniforme y esencialmente perpendicular en todo el plano de las palas del rotor. Esto se conoce como la velocidad del viento equivalente al plano de las palas del rotor.

En un primer paso, se determina una potencia eléctrica interna disponible en el aerogenerador. Esta es una potencia instantánea que está disponible como potencia eléctrica en el momento respectivo, especialmente en un circuito intermedio de tensión continua. Esta potencia interna eléctrica disponible en el aerogenerador, que también se denomina en lo sucesivo simplemente como potencia interna o potencia interna disponible, se determina en función de una potencia eléctrica detectada y una velocidad de giro detectada del rotor. A este respecto, la potencia eléctrica detectada no se usa directamente como la potencia interna eléctrica disponible en el aerogenerador, sino que la potencia interna disponible se determina a partir de la potencia eléctrica detectada y con una consideración adicional de la velocidad de giro detectada del rotor.

20 Al menos como una ilustración simplificada, se puede suponer que en un estado estable ideal, la potencia interna disponible corresponde a la potencia eléctrica detectada. En particular, la potencia eléctrica detectada corresponde preferiblemente a la potencia eléctrica alimentada al enlace de CC de un inversor cuando está presente un concepto de convertidor completo. Y aquí la potencia interna disponible corresponde a la potencia eléctrica disponible, basada en el circuito intermedio de tensión continua. En un estado estable asumido idealizado, especialmente cuando la velocidad de giro del rotor es constante, estas dos potencias pueden corresponderse. De hecho, tal estado idealizado prácticamente nunca está presente y ocasionalmente se podría suponer que es simplista. Sin embargo, en realidad, la velocidad del viento fluctúa continuamente y, en consecuencia, la potencia que realmente estaría disponible, es decir, la potencia interna disponible. Esto se puede tener en cuenta a través de la velocidad de giro y, en consecuencia, se propone determinar la potencia interna disponible en función de la potencia eléctrica detectada y la velocidad de giro detectada del rotor. Como medida de precaución, se señala que en el caso de una instalación de energía eólica con engranajes, se puede llevar a cabo una conversión correspondiente de la velocidad de giro del rotor aerodinámico a la velocidad de giro del rotor del generador. ¿Cuál de las dos velocidades de giro se usa es una cuestión de parametrización? Cuando se utiliza un aerogenerador moderno sin engranajes, se pueden omitir tales consideraciones.

En cualquier caso, la velocidad del viento equivalente se determina en función de esta potencia interna disponible específica y en función de la velocidad de giro detectada. Para esta determinación de la velocidad del viento equivalente, también se tiene en cuenta la potencia interna que se acaba de determinar, al igual que la velocidad de giro registrada. Por lo tanto, la velocidad de giro en particular está directamente involucrada en esta determinación de la velocidad del viento equivalente, y esta dependencia de la velocidad de giro detectada no afecta a una dependencia indirecta en que la potencia interna ya se haya determinado como una función de la velocidad de giro detectada. Por lo tanto, la velocidad de giro registrada se tiene en cuenta nuevamente para la determinación de la velocidad del viento equivalente.

45 Para este propósito, las pérdidas del generador del aerogenerador también se tienen preferiblemente en cuenta. En particular, tales pérdidas del generador se suman a la potencia interna disponible específica. Por lo tanto, esta suma corresponde a una potencia de entrada del generador. En otras palabras, al determinar la potencia interna disponible, se determina la potencia de entrada del generador menos las pérdidas del generador, es decir menos las pérdidas de potencia del generador. Estas pérdidas del generador ahora se suman matemáticamente para obtener esta potencia de entrada del generador. Además de las pérdidas del generador, también se pueden tener en cuenta otras pérdidas que ocurren durante la conversión de energía aerodinámica en energía eléctrica, en particular energía eléctrica en la forma en que está presente en el punto de medición utilizado aquí. Estas podrían ser, por ejemplo, pérdidas por fricción en el tren de transmisión mecánica, incluida la caja de cambios, así como pérdidas eléctricas al convertir de CA a CC. Sin embargo, en un aerogenerador moderno sin engranajes, las últimas pérdidas son a menudo insignificantes, de modo que se continúa hablando en términos simplificados de pérdidas del generador.

Además o alternativamente, al menos un ángulo de pala de una pala de rotor se tiene en cuenta en este paso para determinar la velocidad del viento equivalente. En el caso simple y generalizado, que a menudo es suficiente, las palas del rotor se ajustan sincrónicamente, de modo que todas las palas del rotor tengan el mismo ángulo de pala. Este ángulo de pala se puede entonces utilizar. Si los ángulos de pala de varias palas del rotor se ajustan individualmente, se puede considerar el uso de una media aritmética de todos los ángulos de pala.

En esta etapa, para determinar la velocidad del viento equivalente, la potencia de entrada del generador, es decir, la suma de la potencia interna disponible y las pérdidas del generador, la velocidad de giro del rotor y el ángulo de pala se pueden utilizar para determinar la velocidad del viento equivalente. El ángulo de pala, en particular, también influye en la cantidad de potencia extraída o eliminada del viento y, por lo tanto, se incluye en la determinación de la velocidad del viento equivalente. El ángulo de pala, al menos según una realización, no es relevante para determinar la potencia interna disponible.

Según una realización, se propone que se use un observador de potencia para determinar la potencia interna disponible y, además o alternativamente, se usa un observador de viento para determinar la velocidad del viento equivalente. Este observador de potencia y este observador de viento son, por lo tanto, observadores de estado en el sentido técnico de control. También se les puede denominar sinónimo de observadores de condición para observar o estimar una potencia u observadores de condición para observar o estimar la velocidad del viento.

En consecuencia, especialmente cuando se combinan los dos observadores de condición, el observador de rendimiento observa la potencia interna disponible y la pasa al observador de viento como una variable de entrada o sumando la pérdida de potencia como una variable de entrada modificada, que finalmente genera la velocidad del viento equivalente como una variable de salida.

El observador de viento tiene preferiblemente tres variables de entrada, a saber, la potencia interna disponible determinada más las pérdidas detectadas o determinadas del generador, la velocidad de giro detectada y al menos un ángulo de pala. Además de la velocidad del viento equivalente, se emite una salida disponible para el observador de viento, que tendría que dar como resultado un ángulo de pala óptimo y una velocidad típica óptima con la velocidad del viento equivalente registrada. Finalmente, también se propone, según una realización, emitir velocidad típica actual como la tercera variable de salida. El observador de viento puede así determinar estas tres variables de salida basándose en tres variables de entrada. La velocidad típica en particular puede ser información adicional para verificar la plausibilidad de los resultados.

En particular, mediante el uso de los observadores de condiciones propuestos, el sistema subyacente respectivo se puede tener en cuenta con alta precisión de una manera simple y especialmente sin demora o con poca demora.

Los respectivos observadores de estado se pueden crear y dimensionar con el conocimiento de las variables de entrada y salida mencionadas utilizando estrategias de ingeniería de control generalmente conocidas. Un aspecto importante que forma parte de esta invención consiste en que la potencia interna disponible está determinada en particular por un primer observador de estado a partir de la potencia eléctrica detectada y la velocidad de giro detectada y para formar una variable de entrada junto con la velocidad de giro detectada para un segundo observador de estado, que luego determina la variable deseada de la velocidad del viento equivalente. El uso de observadores de estado se propone preferiblemente para este propósito, pero no es necesario que sea la única solución para determinar las variables de salida mencionadas a partir de las variables de entrada mencionadas.

Según una realización, se propone que la planta de energía eólica alimente a una red de suministro eléctrico por medio de un inversor que tenga un circuito intermedio de tensión continua y la potencia interna disponible denota la potencia disponible en el circuito intermedio de tensión continua. Aquí, en particular, hay un concepto de convertidor completo que tiene dicho circuito intermedio de tensión continua. Las variables de entrada para determinar la potencia interna disponible son preferiblemente la velocidad de giro medida del rotor y la potencia eléctrica alimentada al circuito intermedio de tensión continua. En la medida en que se utiliza un observador de rendimiento, estas dos cantidades forman las cantidades de entrada de este observador de rendimiento. La potencia eléctrica alimentada al circuito intermedio de tensión continua es, por lo tanto, una variable de entrada que, junto con la velocidad medida, solo se usa para determinar la potencia interna disponible. En particular, la potencia eléctrica medida alimentada se mejora en la medida en que es más adecuada para determinar finalmente la velocidad del viento equivalente.

Según una realización, se propone un procedimiento que se caracteriza porque el observador de potencia utilizado para determinar la potencia interna disponible está definido por la estructura:

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}} \\ \dot{\hat{T}}_{mech} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -k_{\omega} & \frac{1}{J} \\ -k_T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\omega} \\ \hat{T}_{mech} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_{\omega} & -\frac{1}{J} \\ k_T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega \\ T_{el} \end{bmatrix}$$

55

donde

J denota el momento común de inercia del rotor y el generador,
 ω es la velocidad de giro del generador,
 $k\omega$ y k_r son parámetros para influir en la dinámica del observador,

5

T_e se conoce como par eléctrico y se calcula como el cociente de la potencia P_{DC} alimentada en un o el almacén intermedio eléctrico y la velocidad ω y

10 T_{mech} , que señala el par mecánico del rotor y el generador, donde las cantidades observadas se marcan con un signo $\dot{}$, las derivaciones según el tiempo se marcan con un punto, y la potencia disponible para determinar se calcula como el producto de la velocidad observada ω y el par mecánico observado T_{mech} .

15 Por lo tanto, esta es una indicación concreta de un observador de estado, es decir, el observador de potencia, con el que se puede determinar la potencia interna disponible y, por lo tanto, es particularmente adecuada para su uso posterior a fin de determinar la velocidad del viento equivalente. Se puede ver que este observador de rendimiento específicamente propuesto tiene en cuenta la dinámica correspondiente del aerogenerador de una manera simple. La velocidad ω del generador puede corresponder a la velocidad del rotor si no hay caja de cambios.

20 Según una realización adicional, se propone que a partir de la velocidad del viento equivalente determinada se determina una potencia global que puede extraerse del viento y que está disponible para alimentar la red de suministro eléctrico. Aquí se usa que la velocidad del viento equivalente determinada según las realizaciones descritas tiene una precisión relativamente alta debido a la forma en que se determina y, por lo tanto, puede servir como base para determinar una potencia que podría alimentarse a la red de suministro eléctrico si la instalación no estuviese sujeta a una disminución de la potencia. Por consiguiente, esto se lleva a cabo preferiblemente cuando el aerogenerador se
 25 opera en un modo de potencia disminuida. Sin embargo, dicho cálculo de la potencia de alimentación también se puede llevar a cabo preferiblemente si no se disminuye la potencia del aerogenerador. El resultado tendría que coincidir con la potencia realmente alimentada. Si hay diferencias generales, por ejemplo, una desviación sistemática reconocible, esto podría usarse para comparar el procedimiento. Esto también se aplica a la velocidad del viento equivalente determinada. Como ya se describió, la velocidad del viento medida por un anemómetro de góndola está
 30 sujeta a fluctuaciones a corto plazo y, con un promedio de tiempo corto, no es representativa de la potencia generada por el aerogenerador. En particular, si no se disminuye la potencia de la instalación de energía eólica, la velocidad del viento equivalente calculada permite una comparación con la velocidad del viento medida, sobre la base de la cual, por ejemplo, se pueden crear curvas características de corrección.

35 Según la invención, también se propone un aerogenerador que tiene un rotor con palas de rotor que son ajustables en su ángulo de pala y se extienden sobre un plano de las palas del rotor. La instalación de energía eólica está preparada para detectar una velocidad del viento equivalente del plano de las palas del rotor y para este propósito tiene un dispositivo de observación de potencia y un dispositivo de observación de viento. El dispositivo de observación de potencia está preparado para determinar una potencia interna eléctrica disponible en la instalación de energía
 40 eólica en función de una potencia eléctrica detectada y en función de una velocidad de giro del rotor detectada. La potencia eléctrica detectada y la velocidad de giro del rotor detectada son, por lo tanto, en particular, variables de entrada del dispositivo de observación de potencia. El observador de viento está preparado para determinar la velocidad del viento equivalente en función de la potencia interna determinada y la velocidad detectada. En particular, la potencia interna determinada y la velocidad detectada forman una variable de entrada para el observador de viento.
 45 En particular, la potencia interna específica se puede recibir como una variable modificada, para lo cual las pérdidas del generador se pueden sumar inicialmente. Alternativamente, los medios

de observación del viento pueden presentar una modificación tal como sumar las pérdidas del generador.

50 Preferiblemente, se lleva a cabo un procedimiento en el aerogenerador, como se explicó en relación con al menos una realización descrita anteriormente.

Según la invención, también se propone un parque eólico que tiene al menos dos plantas de energía eólica según al menos una de las realizaciones descritas anteriormente. A este respecto, un parque eólico es la combinación de varios
 55 aerogeneradores que se alimentan juntos a la red de suministro eléctrico a través de un punto de conexión de red común. La ventaja particular del parque eólico es que también puede proporcionar un alto nivel de potencia de control al alimentar la energía de muchos aerogeneradores juntos. En consecuencia, el parque eólico puede proporcionar una cantidad comparativamente grande de potencia de control, por ejemplo, especificando un operador de la red de suministro eléctrico o según las condiciones de la red de suministro eléctrico. En consecuencia, también hay grandes
 60 diferencias de potencia entre la potencia realmente alimentada y la potencia disponible. Por lo tanto, es de particular importancia aquí determinar la potencia disponible o la diferencia entre la potencia disponible y la potencia de alimentación con la mayor precisión posible. La determinación propuesta de una velocidad del viento equivalente

puede crear una buena base para esto.

En particular, la potencia total que se alimentará a la red de suministro eléctrico se calcula sumando los valores calculados individualmente por los aerogeneradores.

5

La invención se explicará ahora con más detalle a modo de ejemplo usando realizaciones ejemplares con referencia a las figuras adjuntas.

La figura 1 muestra un aerogenerador esquemáticamente en una vista en perspectiva.

10

La figura 2 muestra un diagrama de bloques para explicar el algoritmo en el que se basa la determinación de la velocidad del viento equivalente.

La figura 3 muestra diagramas para comparar el resultado según una realización de la invención en comparación con una estrategia anterior.

15

La figura 4 muestra esquemáticamente un parque eólico.

La figura 1 muestra un aerogenerador 100 con una torre 102 y una góndola 104. En la góndola 104 está dispuesto un rotor 106 con tres palas de rotor 108 y un buje 110. El rotor 106 se pone en movimiento de giro durante el funcionamiento debido al viento y, de este modo, acciona un generador en la góndola 104.

20

La figura 4 muestra un parque eólico 112 con tres instalaciones de energía eólica 100, a modo de ejemplo, que pueden ser iguales o diferentes. Las tres instalaciones de energía eólica 100 son, por tanto, representativas de prácticamente cualquier número de instalaciones de energía eólica de un parque eólico 112. Las instalaciones de energía eólica 100 proporcionan su energía, en particular, la electricidad generada a través de una red de parque eléctrico 114. A este respecto se trata de sumar las corrientes o potencias generadas por cada una de las instalaciones de energía eólica 100 y normalmente se dispone de un transformador 116, que transforma en gran medida la tensión en el parque para la introducción a la red de suministro 120 en el punto de alimentación 118, también conocido como PCC. La figura 4 es solo una representación simplificada de un parque eólico 112, que, por ejemplo, no muestra ningún control, aunque naturalmente existe un control. Por ejemplo, la red del parque 114 también puede estar conformada de manera distinta, donde, por ejemplo, hay presente un transformador a la salida de cada aerogenerador 100, por nombrar solo otro ejemplo de realización.

25

30

La presente invención se refiere a un procedimiento y un dispositivo correspondiente para determinar la velocidad del viento equivalente en el plano de las palas del rotor de un aerogenerador (WEA, abreviatura en alemán). En particular, según una realización, esto se realiza utilizando datos de medición sobre la potencia eléctrica, la velocidad de giro del rotor y el ángulo de pala.

35

Una realización descrita a continuación se basa en el uso de dos observadores (en el sentido técnico de control), que, en combinación, permiten determinar la potencia máxima disponible y la velocidad efectiva del viento de la manera más dinámica posible.

40

La aplicación principal de la solución propuesta es el cálculo de la potencia disponible, es decir, la potencia que podría generar un aerogenerador si su potencia

45

no se reduce o limita por requisitos externos. Entre otras cosas, esto se puede utilizar para ofrecer potencia de control negativa (primaria/secundaria), es decir, especialmente para regular un aerogenerador a una frecuencia excesiva en un sistema de energía. La precisión de los procedimientos adecuados puede desempeñar un papel decisivo, especialmente al calcular la potencia disponible.

50

En una operación sin reducción de potencia, que también puede denominarse recorrido libre, un aerogenerador genera una potencia que depende de la velocidad del viento actual y se determina mediante mediciones para cada tipo de aerogenerador mediante una característica de potencia de la velocidad del viento. Con un conocimiento preciso de la velocidad del viento, la potencia disponible se puede determinar en función de esta característica.

55

En consecuencia, una forma de determinar la potencia disponible en cualquier estado operativo sería medir la velocidad del viento con un anemómetro típicamente instalado en la góndola de un aerogenerador. Dicha medición, aunque puede llevarse a cabo con mucha precisión con los anemómetros de ultrasonido de hoy en día, solo tiene un uso limitado para la aplicación mencionada. En primer lugar, el anemómetro solo mide la velocidad del viento en el medio del plano definido por las palas del rotor. No se puede medir la velocidad del viento en las puntas de las palas, que están a 50 metros o más de distancia de la góndola en los aerogeneradores actuales. Además, la posición del

60

anemómetro detrás de las palas del rotor puede influir en la medición girando y sombreando. Por lo tanto, los valores medidos de un anemómetro de góndola solo muestran una buena correlación con los valores de potencia reales de un aerogenerador cuando se promedian durante largos períodos de 10 minutos o más. Por lo tanto, no son adecuados para determinar la potencia disponible actualmente, como también se puede ver en la referencia [1].

5

Una segunda opción es calcular la potencia disponible a partir de la potencia actual del aerogenerador (por ejemplo, la potencia suministrada de un aerogenerador con circuito intermedio de corriente continua) y el ángulo de pala del aerogenerador. Si la potencia de un aerogenerador se limita por debajo de la potencia disponible, se deberá reducir el suministro de potencia mecánica. Esto se puede hacer aumentando el ángulo de pala. La reducción en el coeficiente de potencia aerodinámica $c_p(\lambda, \alpha)$ con un aumento en el ángulo de pala α generalmente depende del índice de velocidad típica λ .

10

Si un aerogenerador es operado continuamente por un control conocido de potencia o velocidad de giro y también a distintas velocidades del viento con la misma velocidad típica, en particular con la velocidad típica óptima λ_{opt} , el ángulo de pala aumenta en comparación con un cierto óptimo ángulo de pala α_{opt} . Si se determina el efecto de reducción de potencia para cada ángulo de pala, la potencia disponible se puede calcular a partir de la P_{est} actual del aerogenerador y el coeficiente de reducción de potencia $k(\alpha) = 1 - C_p(\lambda_{opt}, \alpha)/C_p(\lambda_{opt}, \alpha_{opt})$ utilizando la siguiente fórmula respectivamente:

15

20

$$P_{disponible} = \frac{P_{es}}{1 - K(\alpha)}$$

Sin embargo, no se puede mantener un número constante de velocidad típica en todas las condiciones de funcionamiento. Pueden ocurrir desviaciones de la óptima, particularmente en el caso de una reducción severa. Debido a la relación inversamente proporcional entre el coeficiente de reducción de potencia y la potencia disponible estimada, incluso pequeñas desviaciones en el coeficiente de reducción de potencia asumido pueden conducir a errores en el cálculo de la potencia disponible, especialmente en el caso de una reducción severa.

25

Para resolver este problema, ahora se propone un algoritmo que puede estimar la potencia disponible en función de la velocidad del viento y, por lo tanto, en todos los puntos de funcionamiento de un aerogenerador, de la manera más fiable posible.

30

Según una realización, el método mostrado en la figura 2 se propone para esto. La figura 2 muestra así un diagrama de bloques 1 de un algoritmo propuesto y, por lo tanto, un procedimiento propuesto para determinar una velocidad del viento equivalente V_{wind} .

35

Se utilizan dos observadores, que observan o estiman otros valores no medibles basados en ciertas variables medidas.

El observador de potencia 2 mostrado en la figura 2 determina, a partir de la potencia P_{DC} alimentada y medida en el circuito intermedio de tensión continua y la velocidad de giro del rotor ω , la potencia interna disponible como potencia disponible $P_{ava,DC}$ en el circuito intermedio de tensión continua.

40

De este modo, se miden las variables velocidad de giro (ω) y potencia en el circuito

intermedio de tensión continua (P_{DC}). La velocidad de giro (ω) del generador corresponde a la velocidad de giro del rotor si no hay caja de cambios. A partir de esto, la potencia interna disponible $P_{ava,DC}$ se determina o calcula con la ayuda del observador de estado 2, que también puede denominarse potencia aerodinámica disponible en función del circuito intermedio (P_{avaDC}), es decir, corresponde a la potencia aerodinámica menos las pérdidas del generador, y posiblemente menos otras pérdidas como la fricción o las pérdidas de conversión de corriente.

45

El observador de potencia puede usar la siguiente descripción simplificada del sistema, que también puede denominarse ecuación de aceleración de un sistema rotativo de una masa:

50

$$J\dot{\omega} = T_{mech} - T_{el} = \frac{1}{\omega} (P_{mech} - P_{el})$$

En esta fórmula, J denota el momento de inercia de las masas giratorias del aerogenerador, ω la velocidad de giro del aerogenerador, T_{raech} y P_{mech} el par o la potencia generada en el eje por el viento, y T_{el}/P_{el} el par electro-mecánico o potencia del generador. Las derivaciones de las variables según tiempo están aquí nuevamente marcadas con un punto de forma reconocible. Si una potencia del generador que excede la potencia mecánica se elimina durante un

55

período de tiempo, el aerogenerador se frena.

Para el observador de potencia 2 y en función de la ecuación de aceleración anterior de un sistema rotativo de una sola masa, el siguiente modelo de espacio de estado del aerogenerador se puede configurar con las variables de estado velocidad de giro (ω) y par mecánico (T_{mech}):

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega} \\ \dot{T}_{mech} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{J} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega \\ T_{mech} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{J} \\ 0 \end{bmatrix} T_{el}$$

El par mecánico T_{mech} no puede medirse a partir de las cantidades utilizadas aquí y, por lo tanto, un observador de condiciones deberá calcularlo a partir de los datos de medición. Además, dado que la señal de velocidad de giro a menudo solo se mide en baja resolución y con una baja frecuencia de muestreo, también se propone una observación de condición para este valor. Una estructura de observador adecuada se puede formular de la siguiente manera, donde se hace referencia a la referencia [4] para una explicación adicional:

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}} \\ \dot{\hat{T}}_{mech} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -k_{\omega} & \frac{1}{J} \\ -k_T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\omega} \\ \hat{T}_{mech} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_{\omega} & -\frac{1}{J} \\ k_T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega \\ T_{el} \end{bmatrix}$$

A diferencia de las variables de entrada medidas, la velocidad de giro y el par eléctrico T_{el} , las variables observadas están en esta invención marcadas con $\hat{\cdot}$. P_{DC} es la energía eléctrica alimentada al circuito intermedio de tensión continua. Los dos parámetros k_{ω} y k_T influyen en el comportamiento dinámico y, en el caso de una implementación de tiempo discreto, la estabilidad del observador de estado deberá seleccionarse teniendo en cuenta estos aspectos.

La potencia aerodinámico \hat{P}_{avaDC} se calcula utilizando el producto de la velocidad de giro y el par. Esto corresponde a la potencia interna disponible determinada $P_{ava,DC}$.

Las variables de entrada para determinar la potencia interna disponible $P_{ava,DC}$ son la potencia eléctrica medida P_{DC} alimentada al circuito intermedio de corriente continua y la velocidad de giro medida de aerogenerador ω . El valor de salida es la potencia eléctrica disponible, basada en circuito intermedio de corriente continua, $P_{ava,DC}$. Este observador es importante porque, en determinadas circunstancias, el aerogenerador no está en un punto de funcionamiento estacionario en el que la potencia P_{DC} corresponde a la potencia eólica actualmente disponible, sino que acelera o frena casi permanentemente en funcionamiento normal y, por ejemplo, para un soporte de red en el que la energía se toma de la energía cinética de la rotación, puede desviarse de una característica normal de velocidad de giro-potencia.

Las pérdidas del generador P_{v9en} se agregan a la potencia interna disponible $P_{ava,DC}$ relacionada con el circuito intermedio de corriente continua. Estas pérdidas pueden determinarse mediante mediciones durante el funcionamiento o tomarse de una curva característica para el punto de funcionamiento del generador respectivo (si es necesario, teniendo en cuenta los valores de medición de temperatura). Si es relevante, también se pueden agregar pérdidas por fricción y conversión de corriente. El resultado de esta adición es la potencia de entrada del generador disponible del aerogenerador, conocida simplemente como P_{aero} . Para este cálculo, se deberán usar las pérdidas del generador esperadas para la potencia de entrada máxima disponible en lugar de las pérdidas actuales del generador.

Esta potencia, así como la velocidad de giro ω medida del aerogenerador y el ángulo de pala α actual, se utilizan como valores de entrada para el segundo observador, el observador de viento 4. Este observa la velocidad de viento V_{wind} , que conduce a la potencia disponible en el ángulo de pala α actual. En principio, se trata de una solución v para la ecuación

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \alpha),$$

donde se supone que P_{aero} es conocida por el observador de potencia 2, ρ es la densidad del aire, A es el área del rotor y $C_p(\lambda, \alpha)$ es el coeficiente de potencia en función de la velocidad típica λ y el ángulo de pala α . Esta es una ecuación no lineal en la que la velocidad del viento v se incluye directa e indirectamente a través de la velocidad típica $\lambda = \frac{\omega R}{v}$ (ω a su vez indica la velocidad de giro del

aerogenerador en rad/s y R el radio del rotor aerodinámico). Se conocen varias soluciones para esto a partir de la referencia [2].

Debido a las propiedades no lineales de la ecuación, una estrategia no lineal para determinar la velocidad del viento ha demostrado ser ventajosa para el observador de viento y a ella se hace referencia en las referencias [2,3], la cual se conoce como *Immersion and Invariance*.

Sin embargo, a diferencia de las referencias [2] y [3], la potencia eléctrica medida del aerogenerador no se utiliza como una variable de entrada para el observador de viento 4 en la solución propuesta en la presente invención, sino más bien la potencia interna disponible determinada o calculada por el observador de poder 2. Esto es importante para el funcionamiento correcto, al menos deseado, del observador de viento 4 en la operación transitoria del aerogenerador (es decir, en el caso de una fuerte aceleración o desaceleración, por ejemplo, para un soporte de red en el que la energía se toma de la energía cinética de la rotación).

El observador de viento 4 preferiblemente también emite la potencia disponible $P_{ava}(\alpha_{opt}, \lambda_{opt})$ desde el aerogenerador. Esta es la potencia que podría generar el aerogenerador a la velocidad del viento equivalente V_{Wind} determinada por el observador de viento 4 si se estableciera el ángulo óptimo de pala α_{opt} y la velocidad típica óptima λ_{opt} . Esto puede calcularse, por ejemplo, en función de la velocidad del viento equivalente V_{Wind} y teniendo en cuenta las relaciones conocidas entre el viento y la potencia generada en las condiciones mencionadas (ángulo óptimo de pala α_{opt} y velocidad típica óptima λ_{opt}). Para este propósito, por ejemplo, se puede almacenar una curva característica correspondiente. También se propone generar la velocidad típica actual λ , que puede calcularse a partir de la velocidad del viento, la velocidad de giro y el diámetro del rotor.

Los resultados del observador de energía y viento propuesto se comparan en la figura 3 con un cálculo convencional de la potencia disponible. La base para los resultados mostrados en la figura 3 es una medición en un aerogenerador Enercon E-70 E4, que funciona con un ángulo de pala constante de 1° en los primeros 350 segundos de la ventana de medición examinada, y luego ajusta el ángulo de pala a $17,5^\circ$. Se midieron la velocidad del viento V_w y la potencia eléctrica P_{DC} alimentada al circuito intermedio. La velocidad del viento estimada V_{Wind} se muestra en el segundo gráfico, y la potencia interna disponible estimada $P_{ava,DC}$, que se determinó en base al observador de viento 4, se muestra en el tercer gráfico. A modo de comparación, la potencia disponible $P_{ava,conv}$ registrada con un procedimiento convencional también se muestra en el tercer gráfico.

La solución propuesta se puede utilizar para aplicaciones de energía de control positiva y negativa con energía eólica, tanto energía de control primario como energía de control secundario. La precisión mejorada puede ser particularmente importante en la presente invención. La solución se puede usar como reemplazo de un segundo anemómetro de góndola.

La determinación correcta de la velocidad del viento, al menos la determinación con alta precisión, permite calcular la potencia máxima disponible de la instalación de energía eólica en muchos estados operativos. Esto permite la determinación correcta, al menos relativamente precisa, p. ej. de la potencia de control negativo proporcionada, en la cual un aerogenerador o un parque eólico deberán reducir su potencia en un cierto valor por debajo de la potencia disponible. Además, el requisito de un segundo dispositivo de medición del viento, por ejemplo, para el cumplimiento de los requisitos relacionados con la seguridad, posiblemente podría resolverse mediante software en lugar de hardware.

La solución propuesta es al menos una mejora con respecto a las soluciones previamente conocidas. El problema clave para determinar la velocidad del viento es la solución a la ecuación de potencia aerodinámica:

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \alpha), (1)$$

donde p es la densidad del aire, A es el área del rotor, que también puede denominarse área de la pala del rotor como sinónimo, v la velocidad del viento y $C_p(\lambda, \alpha)$ el coeficiente de potencia en función de la velocidad típica λ y el ángulo de pala α . Aunque esta ecuación, estrictamente hablando, denota la potencia mecánica del rotor en el rotor del generador, se puede determinar aproximadamente a partir de la potencia eléctrica medida y las pérdidas estimadas o calculadas del generador y, por lo tanto, se puede suponer que se conoce, pero como una variable con ruido. La dificultad para resolver esta ecuación según la v desconocida ahora radica en la doble entrada de las variables en la ecuación tanto directamente (v^3) como a través de la velocidad típica $\lambda = \frac{\omega m R}{v}$ (ωm (nuevamente la velocidad del aerogenerador en rad/s).

Un observador puede lograr una solución numéricamente eficiente y al mismo tiempo exacta según la referencia [2]

según el principio *Immersion and Invariance*, como se muestra en la referencia [3]. Se implementa el siguiente sistema de ecuaciones de estado:

$$\dot{\hat{v}}_w^I = \gamma \left[\frac{1}{J} \frac{P_{mech}}{\omega_m} - \Phi(\omega_m, \hat{v}_w^I + \gamma \omega_m) \right], \quad (2)$$

$$\hat{v}_w = \hat{v}_w^I + \gamma \omega_m, \quad (3)$$

5

$$\Phi(\omega_m, v_w) = \frac{1}{2} \rho \frac{A}{J \omega_m} C_p \left(\frac{r \omega_m}{v_w}, \alpha \right)$$

donde J denota el momento de inercia del rotor del aerogenerador, P_{mech} la potencia de CC disponible del generador estimada por el observador de potencia más las pérdidas del generador, $\gamma > 0$ un parámetro de adaptación ajustable del filtro, p la presión del aire, A el área del rotor y r el radio del rotor del aerogenerador. La derivación de la variable \hat{v}_w^I según el tiempo se marca con un punto.

10

Los valores de salida del observador de viento se calculan resolviendo numéricamente este sistema de ecuaciones de estado. La variable \hat{v}_w calculada en la ecuación (3) forma la velocidad del viento estimada v_{wind} . La velocidad típica estimada λ resulta de la velocidad medida y la velocidad del viento estimada según la ecuación mencionada anteriormente. La potencia disponible resulta de la solución de la ecuación (1) y tiene en cuenta las pérdidas sufridas en el aerogenerador en el punto de trabajo óptimo estimado y cualquier restricción técnica u operativa que pueda resultar en una limitación de esta potencia disponible.

15

Un cambio decisivo del observador de viento descrito aquí en comparación con la solución descrita en la referencia [3] es el uso de una potencia disponible estimada por un observador separado para el cálculo de $\dot{\hat{v}}_w^I$ (ecuación (2)). En la referencia [3], se utiliza la potencia eléctrica medida o el par eléctrico, suponiendo que el aerogenerador siempre funciona cerca de su punto de funcionamiento óptimo en el rango de carga parcial. En la práctica, sin embargo, debido a los procesos de aceleración y desaceleración a velocidades de viento variables, y en parte también sobre la base de ciertos requisitos, como el soporte de frecuencia de red para la energía de la energía cinética de la rotación, una desviación considerable entre la potencia eléctrica actual y la potencia alcanzable en el punto de funcionamiento óptimo, o la potencia disponible en el viento, de modo que se propone una determinación separada de la potencia disponible antes de resolver la ecuación de potencia aerodinámica a través del observador de viento para la determinación precisa de la velocidad del viento en todos los puntos operativos.

20

Otra desviación de la solución mostrada en la referencia [3] consiste en tener en cuenta el ángulo de pala α actual al determinar el coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \alpha)$. Esto es de crucial importancia para el uso del observador de viento para determinar la potencia máxima posible, ya que el ángulo de pala es generalmente mayor que el ángulo de pala óptimo en la operación desregulada de un aerogenerador. Por lo tanto, es ventajosa para determinar la potencia máxima disponible, la velocidad del viento estimada por el observador de viento y el cálculo del coeficiente de potencia para esta velocidad del viento, así como el ángulo de pala óptimo α_{opt} y una velocidad típica óptima λ_{opt} , es decir, $C_p(\lambda_{opt}, \alpha_{opt})$, así como la solución de la ecuación de rendimiento aerodinámico (1) con la velocidad estimada del viento y la $C_p(\lambda_{opt}, \alpha_{opt})$ óptima.

35

Se crea así una mejora en la precisión de la determinación de la potencia disponible en el caso de una reducción severa.

40

Las ventajas particulares de la solución propuesta se pueden encontrar en

- la determinación de la potencia disponible en tantos puntos de trabajo como sea posible en los que el aerogenerador está en funcionamiento,

45

- la consideración de las condiciones de operación en las cuales el aerogenerador se desvía de su punto de trabajo estacionario, p. ej., en la provisión de servicios de red,

- la determinación de la velocidad del viento equivalente en el plano del rotor sin sensores adicionales y también

- una determinación altamente precisa de la velocidad y aceleración del aerogenerador con una implementación adecuada.

50

Referencias:

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para determinar una velocidad del viento equivalente de un plano de las palas del rotor de un aerogenerador (100) con un rotor (106) con palas de rotor (108) ajustable en su ángulo de pala, que comprende 5 las etapas:

- determinar una potencia eléctrica interna disponible ($P_{ava, DC}$) en el aerogenerador (100) en función de una potencia eléctrica detectada (P_{dc}) y una velocidad de giro detectada (ω) del rotor (106) y
- determinar la velocidad del viento equivalente (V_{wind}) según la potencia interna disponible determinada ($P_{ava, DC}$) y la 10 velocidad de giro detectada (ω), donde el observador de viento (4) recibe como variables de entrada
- la potencia interna disponible específica ($P_{ava, DC}$) más las pérdidas del generador registradas o determinadas (P_{V9en}),
- la velocidad de giro detectada (ω) y
- al menos un ángulo de pala (α) y también o alternativamente los medios de observación de viento (4) generan como 15 variables de salida
- la velocidad del viento equivalente (V_{Wind}),
- una potencia disponible con un ángulo de pala óptimo (α) y una velocidad típica óptima y
- la velocidad típica actual (λ).

20 2. Un procedimiento según la reivindicación 1, **caracterizado porque** en la etapa de determinar la velocidad del viento equivalente (V_{Wind})

- se tiene en cuenta al menos un ángulo de pala (α) de una de las palas del rotor (108) y también o alternativamente
- se tienen en cuenta las pérdidas del generador de un generador, así como opcionalmente las pérdidas por fricción 25 de las piezas giratorias y/o las pérdidas de conversión de potencia de uno o más transformadores de corriente del aerogenerador (100).

3. Procedimiento según la reivindicación 1 o 2, **caracterizado porque**

- 30 - para determinar la potencia interna disponible ($P_{ava, DC}$) se utiliza un observador de potencia (2) y también o alternativamente
- un observador de viento (4) para determinar la velocidad del viento equivalente (V_{Wind}).

4. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque**

35 el aerogenerador (100) alimenta a una red de suministro eléctrico (120) por medio de un inversor que tiene un circuito intermedio de tensión continua y la potencia interna disponible ($P_{ava, DC}$) denota la potencia disponible en el circuito intermedio de tensión continua.

40 5. Procedimiento según la reivindicación 4, **caracterizado porque** como variables de entrada para determinar la potencia interna disponible ($P_{ava, DC}$)

- se utilizan la velocidad de giro medida (ω) del rotor (106) y
- la potencia eléctrica (P_{dc}) alimentada al circuito intermedio de tensión continua o se utilizan como variables de 45 entrada para el observador de potencia (2).

6. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque** el observador de potencia (2) utilizado para determinar la potencia interna disponible ($P_{ava, DC}$) está definido por la estructura:

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}} \\ \hat{T}_{mech} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -k_{\omega} & \frac{1}{J} \\ -k_T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\omega} \\ \hat{T}_{mech} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_{\omega} & -\frac{1}{J} \\ k_T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega \\ T_{el} \end{bmatrix}$$

50

donde

- J denota el momento común de inercia del rotor y el generador,
- 55 - ω es la velocidad de giro del generador,
- k_{ω} y k_T son parámetros para influir en la dinámica del observador,
- T_{el} se conoce como par eléctrico y se calcula como el cociente de la potencia P_{dc} alimentada en un o el almacén intermedio eléctrico y la velocidad de giro ω y T_{mech} denota el par mecánico del rotor y el generador, donde

las variables observadas están marcadas con un signo ^, las derivadas según el tiempo con un punto, y la potencia disponible a determinar se calcula como el producto de la velocidad de giro ω observada y el par mecánico T_{mech} observado.

5 7. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado porque**

la velocidad del viento equivalente total (V_{Wind}) se usa para determinar una potencia ($P_{ava,DC}$) que en total se puede tomar del viento y está disponible para alimentar a una o la red de suministro eléctrico (120).

10 8. Aerogenerador (100) con un rotor (106) con palas de rotor (108) ajustable en su ángulo de pala (α) y que se extiende sobre un plano de las palas del rotor, preparado para detectar una velocidad del viento equivalente (V_{Wind}) del plano de las palas del rotor, que comprende

- Un dispositivo de observación de potencia (2), preparado para determinar una potencia eléctrica interna ($P_{ava,DC}$) disponible en el aerogenerador en función de una potencia eléctrica detectada (P_{dc}) y una velocidad de giro detectada (ω) del rotor (106) y

15 - Un observador de viento (4), preparado para determinar la velocidad del viento equivalente (V_{Wind}) en función de la potencia interna determinada ($P_{ava,DC}$) y la velocidad detectada (ω), donde el observador de viento (4) genera como variables de entrada

20 - la potencia interna disponible específica ($P_{ava,DC}$) más las pérdidas del generador registradas o determinadas $P_{Vgen,}$

- la velocidad de giro detectada (ω) y

25 - al menos un ángulo de pala (α) y también o alternativamente los medios de observación de viento (4) generan como variables de salida

- la velocidad del viento equivalente (V_{Wind}),

- una potencia disponible con un ángulo de pala óptimo (α) y una velocidad típica óptima y

- la velocidad típica actual (λ).

30 9. Aerogenerador (100) según la reivindicación 8, **caracterizado porque** se realiza un procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 7.

10. Parque eólico (112) con al menos dos aerogeneradores (100) según la reivindicación 8 o la reivindicación 9, para el cual, en particular, la potencia total a alimentar a la red de suministro eléctrico se calcula

35 sumando los valores individualmente calculados de los aerogeneradores.

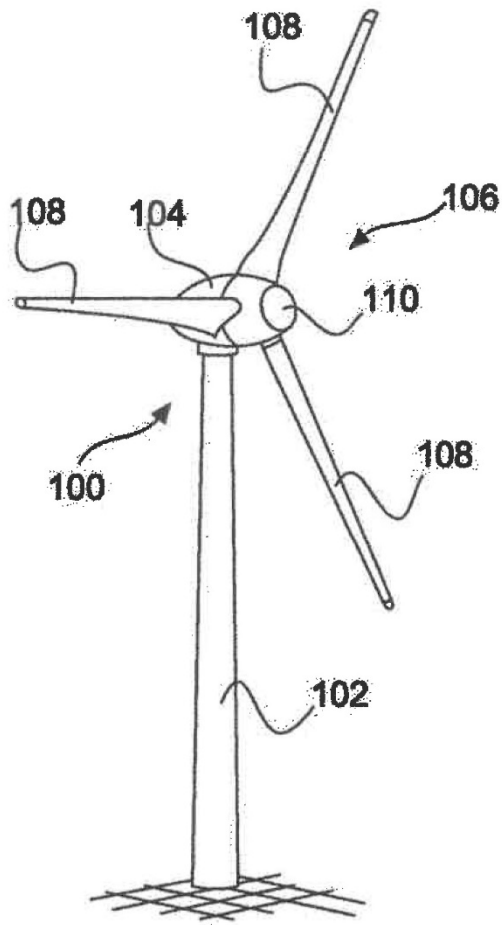


Fig. 1

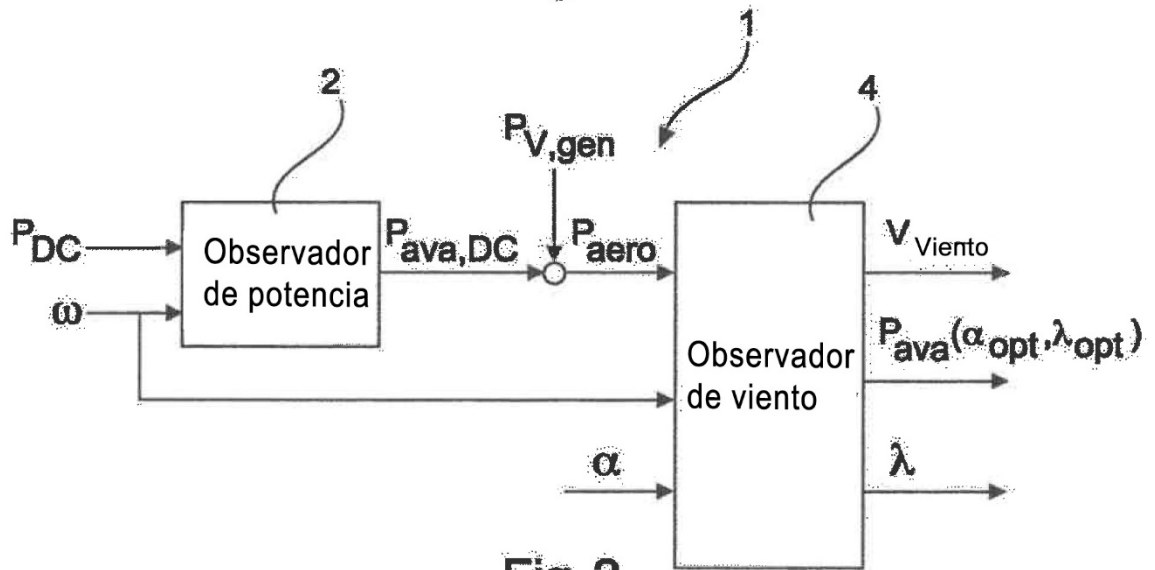


Fig. 2

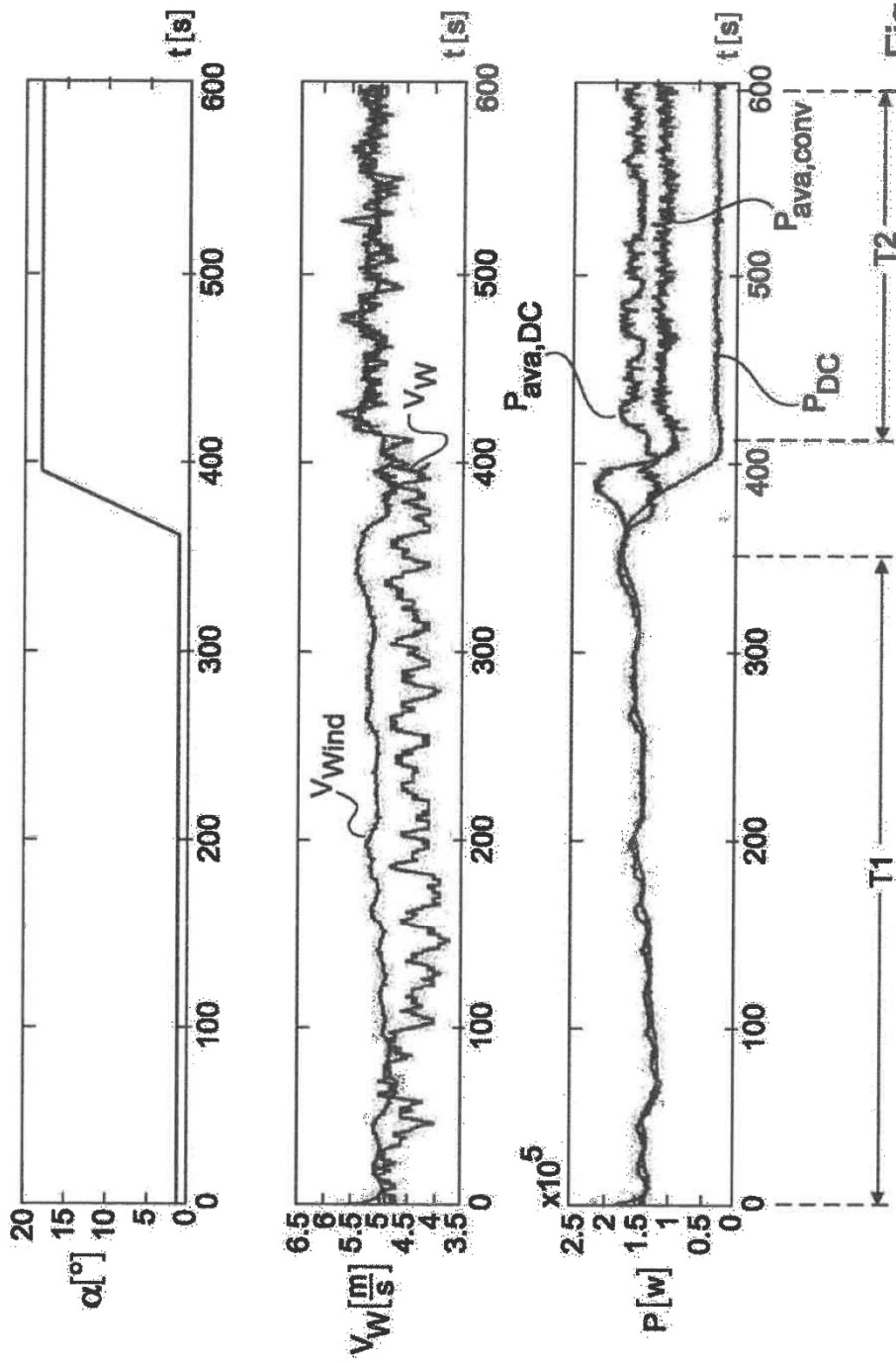


Fig. 3

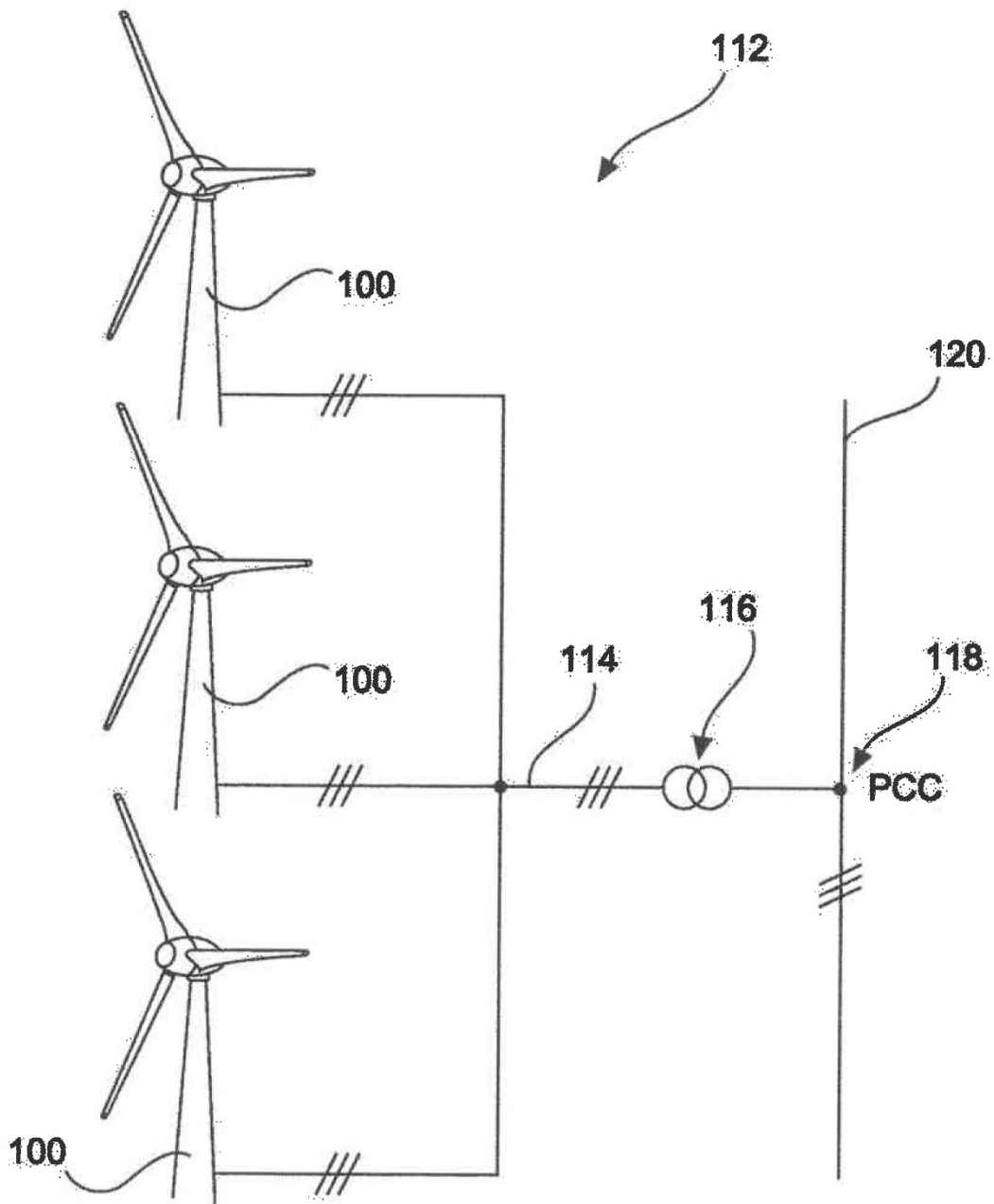


Fig. 4