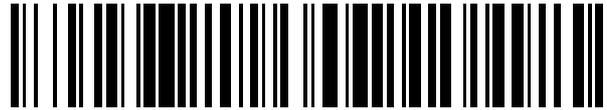


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 665 803**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)
F03D 7/02 (2006.01)
F03D 7/04 (2006.01)
F03D 9/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.06.2016** **E 16174355 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **24.01.2018** **EP 3106660**

54 Título: **Procedimiento y producto de programa de ordenador para la verificación de la alineación de turbinas eólicas así como conjunto de al menos dos turbinas eólicas**

30 Prioridad:

15.06.2015 DE 102015007441

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

27.04.2018

73 Titular/es:

**SENVION GMBH (100.0%)
Überseering 10
22297 Hamburg, DE**

72 Inventor/es:

MITTELMEIER, NIKO

74 Agente/Representante:

LEHMANN NOVO, María Isabel

ES 2 665 803 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).

DESCRIPCION

5 Procedimiento y producto de programa de ordenador para la verificación de la alineación de turbinas eólicas así como conjunto de al menos dos turbinas eólicas

La invención se refiere a un procedimiento y a un producto de programa de ordenador para la verificación de la alineación de turbinas eólicas, así como a un conjunto de al menos dos turbinas eólicas.

10 Se conocen turbinas eólicas a partir del estado de la técnica. En general, comprenden un rotor, que está dispuesto giratorio en una góndola, de manera que la góndola está dispuesta giratoria de nuevo sobre una torre. El rotor acciona, dado el caso, a través de un árbol de rotor y un engranaje un generador. Un movimiento rotatorio inducido por viento del rotor se puede convertir en energía eléctrica, que puede ser alimentada entonces a través de convertidores y/o transformadores - según el tipo de construcción del generador también al menos en parte
15 directamente - a una red eléctrica.

Para conseguir en una turbina eólica un rendimiento máximo del viento, el rotor de la turbina eólica sigue al viento. A tal fin, se gira la góndola con el rotor sobre la torre de tal manera que el eje del rotor está alineado paralelo a la dirección del viento (es decir, la dirección cardinal, desde la que viene el viento), con lo que el viento incide perpendicularmente a la superficie del rotor. Si no existe una alineación correspondiente, el rendimiento del viento de la turbina eólica no es ideal.

20

Para el seguimiento de las turbinas eólicas se determina regularmente a través de una veleta en la góndola de la turbina eólica la dirección del viento como valor relativo con respecto a la alineación de la góndola y en particular su eje de rotor. A continuación se gira la góndola de la torre con la ayuda de una instalación de control que corresponde a la dirección del viento detectada.

25

Si la detección de la dirección del viento es errónea, lo que conduce a desviaciones entre los valores registrados y la dirección real del viento, el rotor de la turbina eólica no está alineado óptimamente al viento a pesar del control activo de la alineación de la góndola, lo que conduce regularmente a pérdidas de rendimiento no deseadas.

30

Para reducir pérdidas de rendimiento correspondientes, para el caso de que varias turbinas eólicas estén agrupadas como acumulación espacial y unidad técnica en un parque eólico, se conoce a partir del documento EP 2 520 764 A1 un procedimiento para reconocer una detección errónea de la dirección del viento a través de una turbina eólica, que conduce a una alineación errónea de esta turbina eólica. A tal fin, en el supuesto de que la dirección del viento sea esencialmente idéntica en todas las turbinas eólicas, se determinan direcciones absolutas del viento, respectivamente, a partir de las direcciones relativas registradas del viento de todas las turbinas eólicas con la ayuda de la posición angular de la góndola frente a la torre, que se registran como valor absoluto con respecto a la dirección cardinal "Norte". A continuación se forma un valor medio, con el que se compara entonces la dirección absoluta del viento calculada en una turbina eólica. Si se establece en esta comparación una desviación clara, esto puede indicar una detección errónea de la dirección del viento o, en cambio, de la detección de la posición angular de la góndola de una turbina eólica. Un equipo de servicio puede verificar entonces si y, en caso afirmativo, qué sensor, en su caso, está defectuoso.

35

40

Un inconveniente del estado de la técnica según EP 2 520 764 A1 es que el parque eólico debe presentar un número mínimo de turbinas eólicas, para que el valor medio formado corresponda con suficiente seguridad realmente a la dirección correcta del viento. Ya en parques eólicos con diez turbinas eólicas o menos se muestra que el valor medio formado no corresponde forzosamente a la dirección real del viento, por lo que desviaciones establecidas a partir de ello de la dirección absoluta del viento calculada para una turbina eólica del parque eólico no se puede atribuir forzosamente a la dirección del viento o a la posición angular de la góndola en esta turbina eólica. Según la disposición geográfica de las turbinas eólicas de un parque eólico., especialmente en parques eólicos con más de diez turbinas eólicas, es inadmisibles, en su caso, también la hipótesis de que la dirección real del viento es en principio igual en todas las turbinas eólicas.

45

50

Tampoco se puede verificar con este procedimiento si la posición angular de la góndola calculada para la determinación de la dirección absoluta del viento coincide con la posición angular real de la góndola de una turbina eólica. Así, por ejemplo, en este procedimiento permanece oculto que una turbina eólica, que parece alineada a la vista de la posición angular detectada como paralela a la dirección del viento, sin embargo en virtud de la posición angular registrada erróneamente, no está alineada idealmente al viento. Otros documentos del estado de la técnica, que se ocupan de temática similar son, por ejemplo CN204344371, CN1298092 y EP1790851. La invención tiene el cometido de crear un procedimiento mejorado frente al estado de la técnica, un producto de programa de ordenador mejorado para la verificación de la alineación de turbinas eólicas así como un conjunto mejorado de turbinas eólicas.

55

60

Este cometido se soluciona por medio de un procedimiento según la reivindicación principal, un conjunto según la reivindicación 11 así como un producto de programa de ordenador según la reivindicación 12.

65

De acuerdo con ello, la invención se refiere a un procedimiento para la verificación de la alineación de turbinas eólicas, en el que la alineación de una primera turbina eólica con respecto al viento se realiza con la ayuda de un sensor de la dirección del viento de la primera turbina eólica, caracterizado por las etapas:

- 5 - verificación de la calibración de un sensor azimutal de la góndola de la primera turbina eólica a través de la captación de un objetivo goniométrico conocido, en el que la dirección goniométrica para la captación es fija frente a la góndola y comparación del azimut medido de la góndola con el azimut goniométrico, y
- 10 - verificación de la calibración del sensor de la dirección del viento de la primera turbina eólica a través de la observación del déficit de potencia en virtud de sombras de al menos una segunda o a través de al menos una segunda turbina eólica y comparación de las observaciones con la dirección del viento calculada a través del sensor de la dirección del viento de la primera turbina eólica.

La invención se refiere, además, a un conjunto que comprende al menos dos turbinas eólicas, respectivamente, con

- 15 - una góndola dispuesta giratoria sobre una torre;
- un sensor de la dirección del viento para la detección de la dirección del viento; y
- un sensor del azimut de la góndola para la detección del azimut de la góndola

20 en el que al menos una primera turbina eólica comprende un dispositivo de captación para la captación de un objetivo goniométrico conocido, en el que la dirección goniométrica para la captación está fija frente a la góndola de la primera turbina eólica, una unidad de cálculo está prevista para la determinación del déficit de potencia de la primera turbina eólica frente a una segunda turbina eólica, y está prevista una unidad de verificación, que está configurada para la realización del procedimiento según la invención.

25 La invención se refiere, además, a un producto de programa de ordenador que comprenden de partes de programa que, cuando se cargan en un ordenador, están diseñadas para la realización del procedimiento según la invención.

30 La invención se caracteriza por la calibración separada del sensor del azimut de la góndola y del sensor de la dirección del viento. De esta manera, se pueden excluir resultados positivos falsos que resultan a partir de calibraciones erróneas que se anulan entre sí, como por ejemplo durante una verificación de la alineación de turbinas eólicas, en las que la calibración de los dos sensores se verifica al mismo tiempo y en común.

35 Para la verificación de la calibración del sensor del azimut de la góndola está previsto que a partir de la primera turbina eólica se capte un objetivo conocido en su posición relativa y se compare el azimut goniométrico calculado de esta manera entonces con el azimut de la góndola medido a través del sensor del azimut de la góndola – es decir, el ángulo entre un eje fijo frente a la góndola, etc. por ejemplo el eje del rotor, y una dirección de referencia, por ejemplo la dirección cardinal “Norte”. La captación se realiza en este caso sobre la base de una dirección goniométrica, que está fija frente a la góndola, de manera que con dirección goniométrica se designa aquella dirección, en la que se realiza la captación. El azimut goniométrico es entonces el ángulo entre la dirección goniométrica y la dirección de referencia, que puede ser especialmente una dirección cardinal, con preferencia la dirección cardinal “Norte”. En otras palabras, la dirección goniométrica para la captación puede estar dispuesta en este caso con preferencia paralela al eje del eje de rotación de la turbina eólica.

40

45 En el objetivo goniométrico se puede tratar con preferencia de otra turbina eólica, con preferencia de una o bien de la segunda turbina eólica, que se utiliza en la verificación de la calibración sensor de la dirección del viento.

50 Se prefiere que la captación sea una captación óptica. A tal fin, en la góndola puede estar previsto un dispositivo goniométrico, que comprende una cámara para la detección del objetivo goniométrico, estando la cámara fija frente a la góndola de la turbina eólica. El dispositivo goniométrico puede estar alineado con un dispositivo visor. El dispositivo visor puede comprender, por ejemplo, un alza de miras y/o un punto de mira. Pero también puede ser virtual, es decir, que puede estar integrado solamente en la imagen de la cámara. De esta manera, se puede superponer una imagen detectada por la cámara, por ejemplo, con una previsión.

55 Para la captación de un objetivo o bien para la verificación de si un objetivo goniométrico se encuentra en la dirección de captación, se puede investigar la imagen registrada por la cámara a través de un dispositivo de procesamiento de imágenes automáticamente para ver si el objetivo goniométrico es reproducido en el lugar de la imagen correspondiente a la captación deseada. Si el objetivo goniométrico no se reproduce en el lugar deseado en la imagen, el procesamiento de imágenes puede calcular con preferencia a partir de la desviación de la posición real de la reproducción del objetivo goniométrico y la posición esperada la desviación angular y de esta manera el azimut real de la góndola. De manera alternativa, se puede evaluar también manualmente la imagen registrada por la cámara.

60

65 La desviación calculada durante la comparación del azimut de la góndola detectado por el sensor del azimut de la góndola respecto del azimut de la góndola establecido a través de la captación se puede utilizar directamente para la re-calibración del sensor del azimut de la góndola.

Para la verificación de la calibración del sensor de la dirección del viento se observa en primer lugar el déficit de potencia en virtud de sombras desde o a través al menos una segunda turbina eólica. Si existe, por ejemplo, una segunda turbina eólica a partir de una primera turbina eólica en la dirección, desde la que viene el viento, se reduce, en efecto, la potencia de la primera turbina eólica, en virtud de las turbulencias, etc. generadas a través de la segunda turbina eólica. De la misma manera, se aplica que cuando la segunda turbina eólica se encuentra a partir de la primera turbina eólica en la dirección, en la que sopla el viento, la segunda turbina eólica es sombreada por la primera turbina eólica, lo que conduce a una reducción de la potencia en la segunda turbina eólica.

En el supuesto ejemplar de una dirección del viento, en la que existe un déficit de potencia en la primera turbina eólica en virtud de efectos de sombras a través de la segunda turbina eólica, y con una alineación azimutal esencialmente idéntica de las dos turbinas eólicas – que se puede establecer, por ejemplo, con la ayuda de los sensores azimutales de la góndola calibrados a través de la verificación descrita anteriormente de las dos turbinas eólicas – se refleja el déficit de potencia de la primera turbina eólica, entre otras cosas, en el cociente de la potencia eléctrica generada en cada caso por las dos turbinas eólicas.

Si el viento viene en este ejemplo partiendo de la primera turbina eólica exactamente desde la dirección, en la que está la segunda turbina eólica, este déficit de potencia es máximo. A través de la determinación del déficit de potencia máximo se puede identificar, por lo tanto, exactamente si el viento viene desde la dirección del viento, en la que se encuentra la segunda turbina eólica a partir de la primera turbina eólica. Si se establece una dirección del viento correspondiente, se puede verificar entonces la calibración del sensor de la dirección del viento de la primera turbina eólica (pero también de la segunda turbina eólica). A tal fin, se compara la dirección del viento calculada a través del sensor de la dirección del viento respectivo con la dirección real del viento establecida a través del déficit máximo de potencia. Si se deduce en este caso una desviación, entonces el sensor de la dirección del viento de la primera y/o de la segunda turbina eólica no está calibrado correctamente. Si el sensor de la dirección del viento mide la dirección relativa del viento con respecto al eje de rotor de la turbina eólica, la dirección del viento 0° en el escenario descrito significa una calibración correcta. Si se detecta por el sensor de la dirección del viento la dirección absoluta del viento con respecto a la dirección cardinal “Norte” o se convierte la dirección relativa del viento con la ayuda del azimut de la góndola en una dirección absoluta del viento, entonces la dirección absoluta del viento con una calibración correcta del sensor de la dirección del viento corresponderá al azimut de la góndola.

Lo mismo se aplica de manera comparable para el caso ejemplar, en el que el viento sopla, partiendo de la primera turbina eólica, en dirección a la segunda turbina eólica. En este caso existe entonces el máximo déficit de potencia en la segunda turbina eólica, en general incluso es negativo. También en este caso se puede comparar la dirección del viento calculada a través del sensor de la dirección del viento de al menos una de las dos turbinas eólicas con la dirección del viento real establecida a través del déficit de potencia y se puede utilizar para la verificación de la calibración del sensor de la dirección del viento.

Para la determinación de la dirección real del viento sobre el déficit de potencia, se pueden determinar las direcciones teóricas del viento con déficit de potencia máximo y/o mínimo geoméricamente a través de las coordenadas de las turbinas eólicas. También es posible determinar las direcciones del viento con la ayuda de una simulación con un modelo de Wake, que puede reproducir el avance de turbinas eólicas, dado el caso con efectos de desviación. Si existen tales efectos de desviación, en la comparación de la dirección del viento calculada y real se puede tener en cuenta, por ejemplo, una desviación. También es posible calcular la relación a partir del déficit de potencia y la dirección real del viento a partir de datos históricos de la primera y de la al menos una segunda turbina eólica. Estos datos históricos comprenden al menos datos de desarrollo temporal sobre la potencia eléctrica generada por las turbinas eólicas individuales, el azimut de la góndola de las turbinas eólicas individuales así como la dirección absoluta y/o relativa del viento.

Para la determinación de la dirección real del viento sobre el déficit de potencia se tienen en cuenta con preferencia los efectos de sombreado mutuo de más de dos, en particular de las turbinas eólicas próximas a la primera turbina eólica, con preferencia de todas las turbinas eólicas de un parque eólico que comprende la primera y la al menos una segunda turbina eólica.

En principio, la determinación de la dirección real del viento sobre el déficit de potencia no está limitada a las direcciones del viento con déficit máximo y mínimo de potencia. Más bien también es posible determinar el déficit de potencia también para otras direcciones del viento y posiciones azimutales de las turbinas eólicas teóricamente y comparar la dirección del viento real derivada del déficit de potencia con la dirección del viento determinada a través de un sensor de la dirección del viento.

El déficit de potencia se calcula con preferencia sobre la base del cociente de la potencia generada de la primera turbina eólica y de la segunda turbina eólica. La desviación calculada en la comparación de la dirección del viento detectada por el sensor de la dirección del viento respecto de la dirección del viento establecida a través del déficit máximo de potencia se puede utilizar directamente para la re-calibración del sensor de la dirección del viento. Las informaciones sobre las potencias generadas de las turbinas eólicas individuales como base para la determinación del déficit de potencia son registradas en turbinas eólicas ya regularmente a partir de fines de control y de facturación y, por lo tanto, existen en el marco de una aplicación-SCADA.

5 Se indica de nuevo que para la determinación del déficit de potencia entre dos turbinas eólicas, las posiciones azimutales de las dos turbinas eólicas se conocen con preferencia iguales, pero al menos exactas. Los correspondiente se puede asegurar a través de la verificación ya descrita anteriormente de la calibración del sensor del azimut de la góndola en ambas turbinas eólicas a continuación a través de los sensores del azimut de la góndola.

10 Para la explicación de la disposición según la invención y del producto de programa de ordenador según la invención se remite a las explicaciones anteriores.

10 La unidad de verificación del conjunto según la invención puede estar dispuesta directamente en el conjunto. Pero también es posible que la unidad de verificación esté dispuesta alejada del conjunto y esté conectada con éste solamente a través de una línea de datos o, por ejemplo, a través de Internet.

15 En la disposición según la invención se puede tratar de un parque eólico. En este caso, las turbinas eólicas están conectadas entre sí a través de la conexión necesaria para la realización del procedimiento según la invención en la unidad de verificación y forman una unidad técnica desde la perspectiva de la red, a la que se alimenta la potencia eléctrica.

20 Según las particularidades del lugar, especialmente en parques eólicos de varias series, puede suceder que el déficit de potencia no sea muy marcado a través de los efectos de sombreado o sea superpuesto por otros efectos.

25 En este caso, una forma de realización ventajosa de la invención prevé que se sombree selectivamente al menos una turbina eólica que está hacia arriba en la dirección del viento. De esta manera se puede reconocer claramente un déficit de potencia a través de la comparación de la medición de la potencia con turbina vecina presente y en funcionamiento. De esta manera se puede conectar y desconectar selectivamente la turbina eólica que provoca el efecto de sombra principal, para calcular el déficit de potencia. Alternativamente se desconectan turbinas eólicas que superponen o recubren el déficit de potencia buscado a través de efectos de sombra buscados (por ejemplo, por que están algunas series más arriba en la dirección del viento), de manera que se mide el efecto buscado libre de efectos de interferencias. Ambas medidas posibilitan una buena delimitación del déficit de potencia máximo buscado frente a ruidos de fondo a través de la turbulencia natural del viento.

35 En una forma de realización especialmente ventajosa, se realizan las mediciones cuando las turbinas eólicas respectivas están paradas de todos modos por otros motivos, por ejemplo en virtud de medidas de mantenimiento o en virtud de una gestión de la alimentación. De esta manera, se evitan pérdidas adicionales de producción a través de las desconexiones.

40 La invención se describe ahora como ejemplo con la ayuda de una forma de realización preferida con referencia a los dibujos adjuntos.

40 La figura 1 muestra una representación esquemática de un conjunto según la invención, en el que se realiza el procedimiento según la invención.

45 La figura 2 muestra una vista de detalle de dos turbinas eólicas del conjunto según la figura 1.

45 La figura 3 muestra una imagen del dispositivo goniométrico de una de las turbinas eólicas según la figura 2; y

50 La figura 4 muestra una representación ejemplar del cociente de potencia de las turbinas eólicas según la figura 2 en función del azimut de la góndola.

55 En la figura 1 se representa un conjunto 1 según la invención. El conjunto 1 comprende una pluralidad de turbinas eólicas 2, que están dispuestas en acumulación espacial. En el ejemplo de realización representado, el conjunto 1 es un parque eólico, de manera que las turbinas eólicas 2 alimentan la potencia eléctrica generada por ellas a través de una red 3 interna del parque eólico y un punto de alimentación 4 individual a una red de corriente pública 5, de manera que especialmente en el punto de alimentación 4 se pueden prever, dado el caso, transformadores y convertidores (no representados) para adaptar la potencia generada a las previsiones de la red de corriente 5. Además, las turbinas eólicas 2 están conectadas a través de líneas de datos 6 con un maestro de parque 7 configurado para el control y regulación de las turbinas eólicas 2. El maestro de parque 7 recibe desde las turbinas eólicas especialmente informaciones a través de las cuales se alimentan desde las turbinas eólicas 2 individuales a la red 3 interna del parque eólico.

60 El maestro de parque 7 está configurado, además, para transmitir a través de una red de transmisión remota de datos 8 – como por ejemplo Internet – informaciones sobre el conjunto 1 o bien el parque eólico así como las turbinas eólicas 2 individuales un terminal-SCADA 9 dispuesto a distancia del parque eólico y para recibir instrucciones de control desde allí.

En el maestro de parque 7 está prevista una unidad de cálculo 21, con la que se puede calcular el déficit de potencia de dos turbinas eólicas 2 sobre la base del cociente de potencia eléctrica alimentada por estas dos turbinas eólicas 2. También en el maestro de parque 7 está prevista una unidad de verificación 22, cuyo modo de funcionamiento se explica todavía en detalle más adelante.

5 Tanto la unidad de cálculo 21 como también como también la unidad de verificación 22 recurren a diferentes informaciones sobre el funcionamiento de las turbinas eólicas 2 del conjunto 1, que son proporcionadas especialmente por las turbinas eólicas 2. Estas informaciones llegan a través de la red de datos 6 interna del parque hacia las unidades 21, 22 dispuestas en el maestro de parque 7, cuyos resultados pueden ser transmitidos de nuevo a las turbinas eólicas 2 y/o al terminal-SCADA 9. También es posible disponer la unidad de cálculo 21 y/o la unidad de verificación 22 en el terminal-SCADA 9, de manera que entonces se transmiten las informaciones necesarias desde las turbinas eólicas 2 y/o desde el maestro de parque 7 a través de la red de transmisión de datos 8 a la(s) unidad(es) 21, 22.

15 Las turbinas eólicas 2 comprenden, respectivamente, una góndola 11 alojada giratoria sobre una torre 10, en la que está dispuesto de nuevo giratorio un rotor 12 con palas de rotor 13. El rotor 12 se desplaza en rotación durante la alineación de la góndola 11 hacia el viento y acciona un generador (no representado), que convierte la rotación en potencia eléctrica, que se alimenta entonces – dado el caso bajo la intercalación de transformadores y/o convertidores (no representados) – a la red 3 interna del parque eólico.

20 En la figura 2 se muestran de forma ejemplar dos turbinas eólicas 2 del conjunto 1 de la figura 1 en vista en planta superior, una primera turbina eólica 2' y una segunda turbina eólica 2''. La primera y la segunda turbinas eólicas 2', 2'' están realizadas del mismo tipo de construcción en el ejemplo de realización representado, por lo que las explicaciones siguientes sobre la primera turbina eólica 2' se aplican de manera similar también para la segunda turbina eólica 2''.

25 La primera turbina eólica 2' presenta un sensor azimutal de la góndola 14, con cuya ayuda se detecta la alineación de la góndola 11 frente a la dirección cardinal "Norte" (N) en forma del azimut de la góndola 15. La turbina eólica 2' comprende, además, un sensor de la dirección del viento 16, con el que se puede determinar la dirección del viento 17. La dirección del viento 17 es en este caso la dirección relativa, desde la que sopla el viento (indicado por la flecha 90) y se indica como indicación de grado a partir del eje del rotor 12. A través del azimut de la góndola se puede convertir la dirección relativa del viento en una dirección absoluta del viento frente a la dirección cardinal "Norte" (N).

35 La góndola 11 de la turbina eólica 2' se puede desplazar a través de un accionamiento azimutal no representado frente a la torre 10 de tal manera que el azimut de la góndola 15 detectado a través del sensor azimutal de la góndola 14 corresponde a la dirección del viento 17 detectada por el sensor de la dirección del viento 16. Si el azimut de la góndola 15 y la dirección del viento 17 son detectados correctamente, se alinea de esta manera el rotor 12 de la turbina eólica 2' hacia el viento.

40 Además, la turbina eólica 2' comprende un dispositivo goniométrico 18, que comprende una cámara, conectado fijo con la góndola 11, cuya dirección goniométrica 19 está fija frente a la góndola 11. El azimut goniométrico 20 es el ángulo entre la dirección goniométrica 19 y la dirección cardinal "Norte" (N).

45 A continuación se describe ahora el procedimiento según la invención, que se realiza a través de la unidad de verificación 22. En este caso, se parte de que el sensor azimutal de la góndola 14 de la segunda turbina eólica 2'' detecta correctamente el azimut de la góndola 15 de la segunda turbina eólica 2''. Lo correspondiente se puede asegurar realizando la verificación descrita a continuación de la calibración del sensor azimutal de la góndola 14 previamente para la segunda turbina eólica 2''.

50 La calibración del sensor azimutal de la góndola 14 de la primera turbina eólica 2' se verifica a través de la captación de un primer objetivo goniométrico conocido con la ayuda del dispositivo goniométrico 18. En el ejemplo de realización representado, el objetivo goniométrico es la segunda turbina eólica 2'', para la que se conoce que la captación es 30° partiendo de la primera turbina eólica 2'.

55 Para la captación de la segunda turbina eólica 2'' se utiliza la imagen 23 registrada por la cámara del dispositivo goniométrico 18 de la primera turbina eólica 2'. En la figura 3 se representa la imagen 23 del dispositivo goniométrico 18 como ejemplo, estando representada en la imagen, entre otras, la segunda turbina eólica 2''. Además, en la imagen 23 se superpone una previsión como dispositivo visor 24 – en este caso virtual. Alternativamente a ello, el dispositivo goniométrico 18 puede comprender, entre otros, un punto de mira, que es detectado por la cámara del dispositivo goniométrico 18. A través de la verificación manual de la imagen 23 se puede establecer directamente con la ayuda de un dispositivo visor 24 que la segunda turbina eólica 2'' se encuentra en el ejemplo representado exactamente en dirección goniométrica 19. Puesto que esta dirección goniométrica 19 está alineada paralela y fija alo eje del rotor 12 de la primera turbina eólica 2', se puede establecer que el azimut real de la góndola 15 es 30°.

65

Alternativamente a una evaluación manual de la imagen 23 se puede realizar también una evaluación automática a través de un dispositivo de procesamiento de imágenes. En este caso, no es forzosamente necesario un dispositivo visor 24. Más bien el dispositivo de procesamiento de imágenes puede determinar directamente con la ayuda de la posición de la reproducción de la segunda turbina eólica 2'' sobre la imagen 23 la captación y, por lo tanto, el azimut real de la góndola 15.

Si se determina con la ayuda del dispositivo visor 18 el azimut goniométrico 20 (que corresponde al azimut real de la góndola), se puede comparar éste con el azimut de la góndola 15 calculado por el sensor goniométrico de la góndola 14. Si el azimut goniométrico 20 y el azimut de la góndola 15 son idénticos, el sensor del azimut de la góndola 14 está calibrado correctamente. Si éste no es el caso, se puede calibrar el sensor del azimut de la góndola 14 dado el caso directamente al azimut goniométrico 20, para que ambos valores sean idénticos.

La verificación de la calibración del sensor de la dirección del viento 16 de la primera turbina eólica 2' se realiza a través de la observación del déficit de potencia de la primera turbina eólica 2' en virtud de la sombra a través de la segunda turbina eólica 2''.

En general, se puede determinar teóricamente el déficit de potencia previsible de la primera turbina eólica 2' frente a la segunda turbina eólica 2'' en función del azimut de la góndola 15 de las dos turbinas eólicas 2', 2'' o bien sólo a partir de la disposición geográfica de las dos turbinas eólicas 2', 2''. En la figura 4 se representa como ejemplo la curva de la relación de la potencia eléctrica (P_1) generada por la primera turbina eólica 2' frente a la potencia eléctrica (P_2) generada por la segunda turbina eólica 2'' en función del azimut de la góndola 15. Se muestra claramente que con un azimut de la góndola 15 de 30° existe el déficit máximo de potencia. Como se deduce a partir de la figura 2, en este caso la sombra de la primera turbina eólica 2' a través de la segunda turbina eólica 2'' es máxima. El déficit de potencia se puede determinar, por ejemplo a través de la ecuación $1-P_1/P_2$.

Si se desplazan tanto la primera turbina eólica 2' como también la segunda turbina eólica 2'' en virtud de una supuesta dirección del viento detectada a través del sensor de la dirección del viento 16 de 30° sobre un azimut de la góndola 15 de 30°, se puede calcular a través de la unidad de cálculo 21 el déficit real de potencial de la primera turbina eólica 2' frente a la segunda turbina eólica 2''. Si el déficit de potencia calculado de esta manera no coincide con el déficit máximo de potencia determinado antes teóricamente, se puede partir de que la dirección real del viento 17 no coincide con la dirección del viento detectada por el sensor de la dirección del viento 16. Por consiguiente, se puede partir de un error de calibración del sensor de la dirección del viento 16.

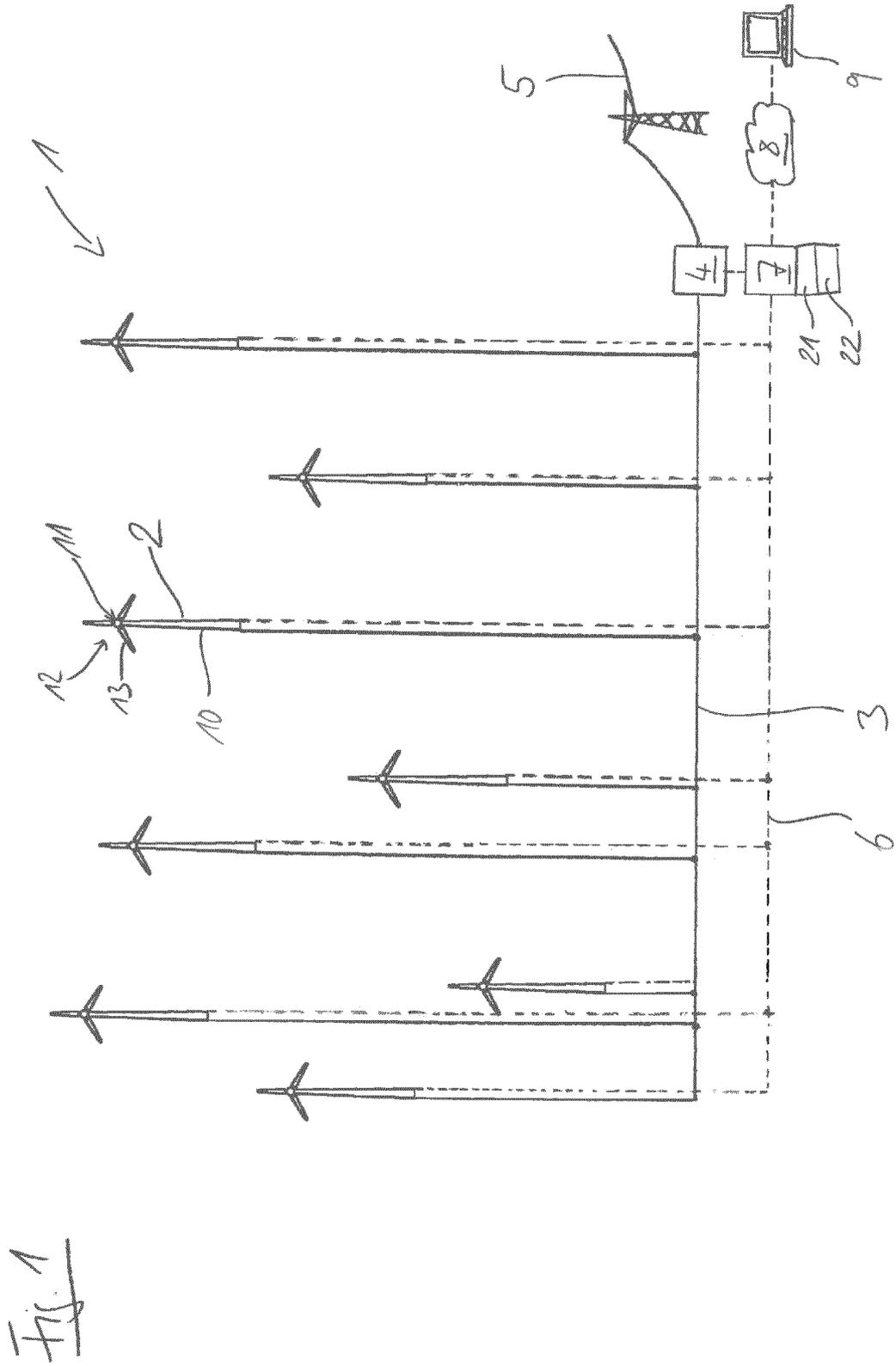
Si la dirección real del viento 17 es 30° y las dos turbinas eólicas 2', 2'' están alineadas con el viento (es decir, que el azimut de la góndola 15 respectivo es igualmente 30°), esto se puede confirmar a través de la presencia del déficit máximo de potencia. En este caso, se puede calibrar el sensor de la dirección del viento 16 de la primera turbina eólica 2' (pero también de la segunda turbina eólica 2'') – si éstas no muestran la dirección del viento 17 de 30° - de acuerdo con la dirección del viento 17.

Por lo demás, también es posible determinar para otros azimut de la góndola 15 de las dos turbinas eólicas 2', 2'', respectivamente, una curva teórica del déficit de potencia en función de la dirección real del viento 17. A través de una comparación del déficit de potencia determinado teóricamente en un azimut de la góndola 15 discrecional detectado por el sensor de la dirección del viento 14 y la dirección del viento detectada por el sensor de la dirección del viento 16 con el déficit real de potencia calculado por la unidad de cálculo 21 se puede establecer – si se ha verificado previamente la calibración del sensor del azimut de la góndola 14 (ver más arriba), si el sensor de la dirección del viento 16 está calibrado correctamente.

REIVINDICACIONES

- 5 1.- Procedimiento para la verificación de la alineación de turbinas eólicas (2), en el que la alineación de una primera turbina eólica (2') con respecto al viento se realiza con la ayuda de un sensor de la dirección del viento (16) de la primera turbina eólica (2'), caracterizado por las etapas:
- 10 - verificación de la calibración de un sensor azimutal de la góndola (14) de la primera turbina eólica (2') a través de la captación de un objetivo goniométrico conocido, en el que la dirección goniométrica (19) para la captación es fija frente a la góndola (11), y comparación del azimut medido de la góndola (15) con el azimut goniométrico (20); y
- 15 - verificación de la calibración del sensor de la dirección del viento (16) de la primera turbina eólica (2') a través de la observación del déficit de potencia en virtud de sombras de al menos una segunda o a través de al menos una segunda turbina eólica (2'') y comparación de las observaciones con la dirección del viento (17) calculada a través del sensor de la dirección del viento (16) de la primera turbina eólica (2').
- 20 2.- Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado por que el objetivo goniométrico es otra turbina eólica (2), con preferencia la o una segunda turbina eólica (2'').
- 25 3.- Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la captación es una captación óptica.
- 30 4.- Procedimiento según la reivindicación 3, caracterizado por que la captación se realiza con un dispositivo de captación (18), que comprende una cámara, en el que el dispositivo de captación (18) comprende con preferencia un dispositivo visor (24).
- 35 5.- Procedimiento según la reivindicación 4, caracterizado por que la captación se verifica automáticamente con la ayuda de la imagen (23) detectada por la cámara del dispositivo de captación (18) a través de un dispositivo de procesamiento de imágenes.
- 40 6.- Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la desviación calculada en la comparación del azimut de la góndola registrado por el sensor del azimut de la góndola (14) es utilizada por el azimut de la góndola establecido a través la captación para la re-calibración del sensor del azimut de la góndola (14).
- 45 7.- Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que las direcciones del viento (17) se calculan con el déficit máximo y mínimo de potencia geoméricamente sobre las coordenadas de las turbinas eólicas (2), sobre una simulación de las turbinas eólicas (2) con modelo de Wake y/o a partir de datos históricos de las turbinas eólicas (2).
- 50 8.- Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que para la determinación de la dirección real del viento sobre el déficit de potencia se tienen en cuenta los efectos de sombreado mutuo de más de dos, con preferencia de turbinas eólicas (2'') próximas a la primera turbina eólica (2'), más preferido de todas las turbinas eólicas (2'') de un parque eólico.
- 55 9.- Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que el déficit de potencia se calcula sobre la base del cociente de la potencia generada de la primera turbina eólica (2') y de la segunda turbina eólica (2'').
- 60 10.- Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la desviación calculada durante la comparación de la dirección del viento registrada por el sensor de la dirección del viento (16) respecto de la dirección del viento establecida a través del déficit de potencia máxima se utiliza directamente para la re-calibración del sensor de la dirección del viento (16).
- 65 11.- Conjunto (1) que comprende al menos dos turbinas eólicas (2), respectivamente, con
- una góndola (11) dispuesta giratoria sobre una torre (10);
 - un sensor de la dirección del viento (16) para la detección de la dirección del viento (17); y
 - un sensor del azimut de la góndola (14) para la detección del azimut de la góndola (15);
- caracterizado por que al menos una primera turbina eólica (2') comprende un dispositivo de captación (18) para la captación de un objetivo goniométrico conocido, en el que la dirección goniométrica (18) para la captación está fija frente a la góndola (11) de la primera turbina eólica (2'), una unidad de cálculo (21) está prevista para la determinación del déficit de potencia de la primera turbina eólica (2') frente a una segunda turbina eólica (2''), y está prevista una unidad de verificación (22), que está configurada para la realización del procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 10.

12.- Producto de programa de ordenador que comprende partes de programa que, cuando se cargan en un ordenador, están diseñadas para la realización de un procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 10.



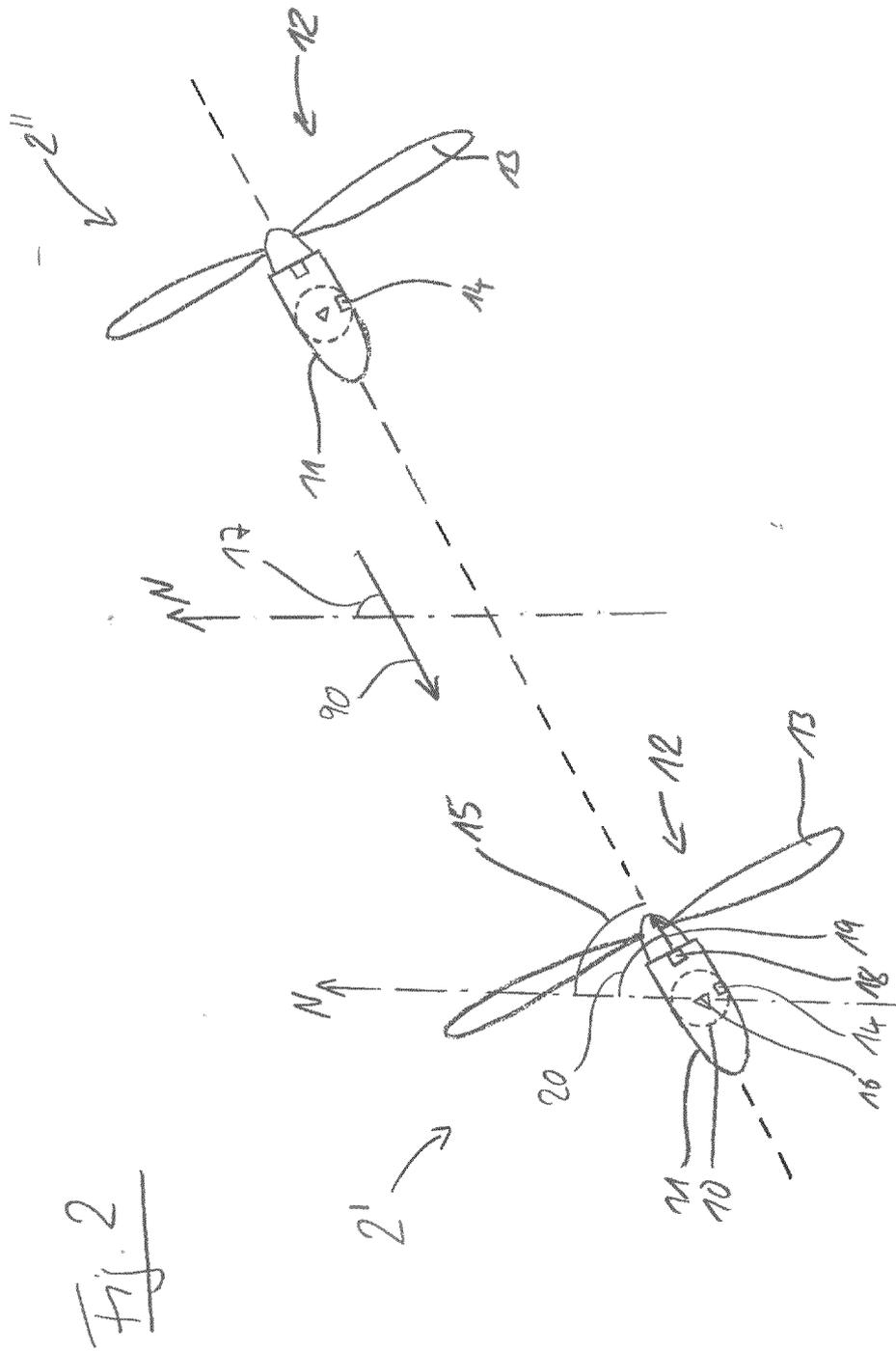


Fig. 3

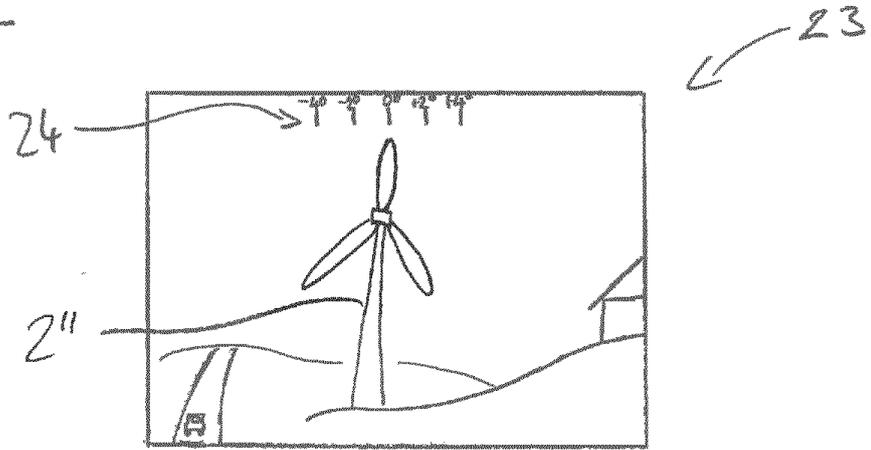


Fig. 4

