

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 687 867**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 13/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **07.03.2014** **PCT/EP2014/000586**

87 Fecha y número de publicación internacional: **09.10.2014** **WO14161626**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.03.2014** **E 14709552 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.07.2018** **EP 2981711**

54 Título: **Procedimiento para la supervisión de la eficiencia de un parque de turbinas eólicas**

30 Prioridad:

03.04.2013 DE 102013205838

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

29.10.2018

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 2 687 867 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

Procedimiento para la supervisión de la eficiencia de un parque de turbinas eólicas

5 La invención se refiere a un procedimiento para la supervisión de la eficiencia de un parte de turbinas eólicas.

Para un operador de un parque de turbinas eólicas es muy importante conocer si la eficiencia del parque se modifica en el curso del funcionamiento del parque de turbinas eólicas, para poder realizar intervenciones, en caso necesario. Puesto que en un parque de turbinas eólicas pueden existir muchas condiciones marginales o bien parámetros, que influyen en la producción de potencia o bien la producción de energía, la supervisión de la eficiencia es correspondientemente compleja.

El documento DE 10 2011 081 241 A1 publica un procedimiento para determinar una pérdida de producción de energía de una primera y única turbina eólica de un parque de turbinas eólicas con varias turbinas eólicas.

El cometido de la presente invención es indicar un procedimiento para la supervisión de la eficiencia de un parque de turbinas eólicas, que permite determinar y comparar y, por lo tanto, supervisar de manera fiable la eficiencia del parque de turbinas eólicas.

20 Este cometido se soluciona por medio de un procedimiento para la supervisión de la eficiencia de un parque de turbinas eólicas con las siguientes etapas del procedimiento:

- medición de al menos una velocidad del viento y de una dirección del viento durante un periodo de tiempo predeterminable,
- medición de la potencia del parque de turbinas eólicas en el periodo de tiempo predeterminable,
- asociación de la potencia a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida,
- registro de la potencia como valor de la potencia en una primera matriz de la potencia, en la que se asocian a elementos de la matriz diferentes parámetros, que comprenden al menos velocidades del viento y direcciones del viento, si la potencia representa un valor representativo para el parque de turbinas eólicas,
- previsión de una primera matriz numérica con elementos de la matriz, que están asociados a los diferentes parámetros, que comprenden al menos velocidades del viento y direcciones del viento,
- adición de un valor numérico al elemento de la primera matriz numérica, que corresponde a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida,
- en el que las etapas anteriores del procedimiento se realizan durante una pluralidad de periodos de tiempo predeterminables en una duración de tiempo de referencia,
- en el que en una duración de tiempo de supervisión posterior se realizan las siguientes etapas del procedimiento durante una pluralidad de periodos de tiempo predeterminables:
 - medición de al menos una velocidad del viento y de una dirección del viento durante un periodo de tiempo predeterminable,
 - medición de la potencia del parque de turbinas eólicas en el periodo de tiempo predeterminable,
 - previsión de una segunda matriz numérica con elementos de la matriz, que se asocia a los diferentes parámetros, que comprenden al menos al menos velocidades del viento y direcciones del viento,
 - adición de un valor numérico al elemento de la matriz de la segunda matriz numérica, que corresponde a a velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida,
- en el que para la supervisión de la eficiencia se realiza una comparación de los valores de la potencia, ponderados con la segunda matriz numérica, de la primera matriz de la potencia con la suma de las potencias medidas durante el periodo de tiempo de la supervisión.

Una ponderación de los valores de la potencia de la primera matriz de la potencia o de otra matriz de la potencia significa en el marco de la invención que se tienen en cuenta los valores de los parámetros registrados en una primera o segunda matriz numéricas, que comprenden la dirección del viento y la velocidad del viento, pero pueden contener también otros parámetros.

En este caso, se multiplican, por ejemplo, los valores de la potencia de la primera matriz de la potencia, si en los valores de la potencia se trata, por ejemplo, de potencias medias, por el valor correspondiente de la segunda matriz numérica. De esta manera, resulta una potencia que se habría conseguido en el periodo de tiempo de la supervisión, si el parque de turbinas eólicas hubiera tenido la calidad del parque de turbinas eólicas, como ha sido durante la duración de tiempo de referencia.

En la matriz de la potencia pueden estar presentes elementos de la matriz, respectivamente, que representan una potencia media. También se puede registrar la potencia total o una porción porcentual de una potencia o de un valor de la potencia en la potencia total del parque de turbinas eólicas.

Una ponderación de los valores de la potencia a través de los elementos de la matriz previstos en la matriz numérica, en particular en la segunda matriz numérica, se realiza se diferente manera según qué elementos de la

matriz estén registrados en la matriz de la potencia. Si está registrado un valor medio de una potencia, se multiplica el elemento correspondiente de la matriz de la potencia por el elemento correspondiente de la matriz numérica.

Quando se registra una suma de las potencias en los elementos de la matriz de la potencia, se divide primero la suma por los valores registrados en una primera matriz numérica en los elementos respectivos de la matriz, para multiplicarla entonces con el elemento respectivo de la matriz en la segunda matriz numérica. Si se registra una porción porcentual en la matriz de la potencia de la potencia total del parque de turbinas eólicas, se realizan las mismas operaciones que anteriormente, pero se multiplica la potencia porcentual todavía con la potencia total del parque de turbinas eólicas.

En el marco de la presente invención, el parque de turbinas eólicas comprende especialmente varias turbinas eólicas. Está previsto con preferencia un mástil de medición, que está instalado en el parque de turbinas eólicas y está posicionado alejado de las turbinas eólicas. Por medio del mástil de medición se pueden medir de manera fiable una velocidad del viento y una dirección del viento. Alternativamente, la medición del viento se realiza también a través de anemómetros de góndola, especialmente calibrados.

El procedimiento se aplica con preferencia a todo el parque de turbinas eólicas, pero se puede aplicar naturalmente también sólo a partes de un parque de turbinas eólicas. Esto es especialmente ventajoso, por ejemplo, cuando se trata de un parque de turbinas eólicas con diferentes tipos de instalaciones y cada tipo debe evaluarse separado.

La velocidad del viento medida se corrige con preferencia por medio de la medición de la temperatura y de la presión del aire sobre la densidad del aire presente. Se conocen en el estado de la técnica procedimientos respectivos. También se puede tener en cuenta la humedad del aire con ventaja para elevar la exactitud en una corrección de la velocidad del viento.

El periodo de tiempo predeterminable puede estar en el marco de la invención con preferencia con preferencia en el intervalo de 2 minutos a 20 minutos, especialmente 10 minutos. También pueden estar previstos otros periodos de tiempo. En el periodo de tiempo predeterminado se miden la velocidad y la dirección del viento y también una potencia del parque de turbinas eólicas. La potencia del parque de turbinas eólicas puede ser, por ejemplo, la suma de las potencias medidas de cada turbina eólica, que está en funcionamiento o la potencia cedida desde el parque de turbinas eólicas a una red.

Con preferencia, una matriz numérica es una matriz de distribución de los parámetros, especialmente una matriz de distribución del viento.

Con preferencia, se realizan las etapas del procedimiento para una pluralidad representativa de periodos de tiempo predeterminables en la duración de tiempo de referencia y la duración de tiempo de supervisión. Una pluralidad representativa de periodos de tiempo significa especialmente que la totalidad de los periodos de tiempo es representativa de la duración de tiempo de referencia o bien de la duración de tiempo de supervisión. Esto significa especialmente que la distribución del parámetro o de los parámetros, por ejemplo la dirección del viento y/o la intensidad del viento en la pluralidad de base de periodos de tiempo debería ser representativa de toda la duración de tiempo de referencia o bien de supervisión. Por ejemplo, se puede reproducir una distribución del tiempo anual con la exactitud deseada. Si se requiere una exactitud del 100 %, debe realizarse la medición de forma ininterrumpida.

Con preferencia, durante el tiempo de supervisión se forma una segunda matriz de potencia, por que las potencias medidas en la duración de tiempo de supervisión se asocian a las velocidades de viento y las direcciones de viento medidas en el periodo de tiempo respectivo y por que se registran las potencias como valores de la potencia en la segunda matriz de la potencia, siendo asociados a los valores de la potencia en la segunda matriz de la potencia diferentes parámetros, que comprenden al menos velocidades del viento y direcciones del viento.

Con preferencia, se realiza el procedimiento o bien se registran los valores de medición correspondientes sólo cuando todas las turbinas eólicas del parque de turbinas eólicas están en funcionamiento. Alternativamente hay que procurar que la configuración durante el tiempo de referencia corresponda también a la configuración durante el tiempo de supervisión. Para la asociación de la potencia a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida se asocia la potencia medida a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida de manera correspondiente a estos parámetros. A continuación se registra entonces este valor de la potencia en una primera matriz de la potencia. La matriz de la potencia presenta en este caso elementos de la matriz, que están asociados a los parámetros velocidad del viento y dirección del viento. En este caso, la matriz puede ser un registro relacional o bien una matriz con dos dimensiones, una de cuyas dimensiones es la dirección del viento y la otra dimensión es la velocidad del viento. Por ejemplo, pueden estar previstas velocidades del viento de un metro por segundo a 25 metros por segundo, y en concreto en etapas de un metro por segundo y de esta manera están previstos 26 valores para la velocidad del viento en la dimensión de la velocidad del viento o bien en el registro relacional de la velocidad del viento de la matriz de la potencia. De manera correspondiente, la dirección del viento puede estar dividida también en secciones, por ejemplo en cinco divisiones de grados o en diez divisiones de grados o en 15 divisiones de grados u otras divisiones, que parezcan convenientes para el parque de turbinas eólicas respectivo. Por ejemplo,

en el caso de diez divisiones de grados son posibles de esta manera 36 direcciones del viento o bien valores de las direcciones del viento diferentes. De esta manera resulta, por ejemplo, en los ejemplos mencionados anteriormente una matriz con 26 por 36 valores, en la que se registran valores correspondientes de la potencia.

Los valores de la potencia sólo se registran con preferencia en el periodo de tiempo de referencia, cuando son representativos para el parque de turbinas eólicas. Esto significa especialmente también una disponibilidad de las instalaciones que están en el marco habitual. Si, por ejemplo, en virtud de un evento atmosférico extremadamente raro se congelan un gran número de turbinas eólicas y de esta manera no proporcionan su potencia habitual, tal estado con preferencia no se registra en la matriz de potencia del periodo de tiempo de referencia o bien del periodo de tiempo de supervisión.

Además, está prevista una primera matriz numérica, que presenta también de manera correspondiente muchas dimensiones con respecto a los diferentes parámetros como velocidad del viento y dirección del viento. En el ejemplo mencionado anteriormente resultan también 26 por 35 elementos de la matriz, que se pueden describir en la matriz numérica. En el caso de una velocidad del viento medida de manera correspondiente y de una dirección del viento medida de manera correspondiente se añade entonces de manera correspondiente un valor numérico como por ejemplo un uno al elemento de la matriz, que corresponde a estos parámetros medidos (velocidad del viento y dirección del viento). Por lo tanto, cuando se ha medido por primera vez, por ejemplo, un viento con una intensidad del viento de cinco metros por segundo de 200° de la dirección del viento, este elemento de la matriz respectivo recibe el valor uno. Cuando esto se realiza por tercera vez, el elemento de la matriz respectivo recibe el valor tres. Estas etapas se realizan durante una pluralidad de periodos de tiempo predeterminables en una dirección de tiempo de referencia, lo que conduce a que, por una parte, se escriban totalmente los elementos de la matriz de la potencia con valores de la potencia y se escriba totalmente de manera correspondiente la primera matriz numérica. La primera matriz numérica se puede considerar entonces como una espesor de matriz de distribución del viento sobre el periodo de tiempo de referencia.

Con preferencia, la matriz de potencia y la matriz numérica comprenden los mismos parámetros o bien el mismo registro relacional de parámetros. No obstante, también es posible registrar en una de las matrices, por ejemplo en la matriz numérica, parámetros adicionales, como por ejemplo el gradiente del viento. Durante la ponderación de la matriz de la potencia con la matriz numérica, se agrupan entonces todas las clases de gradientes del viento. Esto tiene la ventaja de que para el caso de que más tarde se conozca una relación entre el gradiente del viento y la potencia, ésta se puede evaluar posteriormente.

Los valores de la potencia, que son registrados en la primera matriz de la potencia son con preferencia valores medios correspondientes de los valores de la potencia a registran en los elementos respectivos de la matriz. Cuando, por ejemplo, en la duración de tiempo de referencia se han registrado para una dirección del viento determinada o una intensidad del viento determinada quinientas veces la potencia, los valores de la potencia, que son registrados en el elemento correspondiente de la primera matriz de la potencia, son la suma de los quinientos valores de la potencia medidos divididos por quinientos.

No obstante, como valor de la potencia se puede registrar también la suma de los valores de la potencia medidos y más tarde se puede realizar una normalización correspondiente de los valores de la potencia con la ayuda de los valores numéricos correspondientes de la primera matriz numérica. En otra forma de realización ventajosa, se registrar los valores de la potencia como valores discretos. De esta manera se posibilita con ventaja una evaluación estadística posterior.

Entonces se realizan con preferencia las mismas etapas del procedimiento en una duración de tiempo de supervisión posterior, de manera que se forman una segunda matriz de la potencia y una segunda matriz numérica.

Con preferencia, para la supervisión de la eficiencia se realiza una comparación de los valores de la potencia, ponderados con la segunda matriz numérica, de la primera matriz de la potencia con la segunda matriz de la potencia. A tal fin, se realiza una comparación de los rendimientos de la energía, por ejemplo, multiplicando la primera matriz de la potencia por la segunda matriz de la potencia y multiplicando la segunda matriz de la potencia por la segunda matriz numérica. En este caso, se verifica qué potencia total o qué rendimiento total de la energía del parque de turbinas eólicas había habido en el periodo de tiempo de la supervisión, cuando predomina una matriz de la potencia según la duración del tiempo de referencia. Este valor se compara de manera correspondiente con la potencia total real en la duración de tiempo de supervisión.

La ventaja de la división de la segunda matriz de la potencia consiste en que en el caso de desviaciones considerables de los valores de la potencia de los elementos a asociar de las matrices de la potencia entre el periodo de tiempo de referencia y el periodo de tiempo de supervisión, existe la posibilidad de comparar en las matrices de potencia elemento por elemento entre sí, para determinar las causas de las desviaciones. Si aparecen las desviaciones sólo a determinadas velocidades del viento o direcciones del viento, pueden existir indicaciones importantes para una diagnosis de fallos. En cambio, si las desviaciones aparecen de manera uniforme sobre todo el periodo de tiempo, la causa podría estar en componentes independientes de la potencia, por ejemplo transformador o estaciones de transferencia o también en la disposición de medición.

La idea inventiva es en este caso, por ejemplo, medir una producción anual de un parque de turbinas eólicas de manera que por medio de una matriz de la potencia y de una matriz numérica o bien matriz de distribución de viento se calcula el rendimiento anual en años siguientes por medio de la primera matriz de potencia y de una matriz actual de la distribución del viento, es decir, de una segunda matriz numérica. Esto se compara entonces con la producción de energía actual o la suma de la potencia actual. Para posibilitar esto, los elementos de la matriz de las diferentes matrices deberían tener con preferencia una asociación correspondiente igual para los parámetros velocidad del viento y dirección del viento.

Cuando mayores son las zonas, que se reproducen en las dimensiones de las matrices, es decir, cuando mayor es el sector del viento, que se añade a un valor de medición y cuanto mayor es la variación de la velocidad del viento, que se añade a un valor de medición. tanto menos elementos de la matriz aparecen y tanto mejor es la estadística para los valores respectivos. Sin embargo, al mismo tiempo se empeora la exactitud de la medición de la potencia, puesto que los valores de la potencia pueden ser, naturalmente, muy diferentes para diferentes direcciones del viento y velocidades del viento. Por este motivo, para cada parque de turbinas eólica se adapta con preferencia el tamaño de los sectores de los parámetros de las matrices o bien se adapta con preferencia el número de los elementos de las matrices.

Con preferencia, se registran los valores medios de la velocidad del viento medida y de la dirección del viento medida.

Con preferencia, se registra un valor medio de los valores de la potencia en los elementos respectivos de la primera matriz de la potencia y de la segunda matriz de la potencia. Con preferencia, para la supervisión de la eficiencia se tienen en cuenta sólo valores de la potencia, que presentan n-valores numéricos en su matriz numérica asociada, siendo n un número natural, que es mayor que no y es predeterminable. Con preferencia, n es mayor o igual a cinco, en particular n es con preferencia mayor o igual a 10, más preferido n es mayor o igual a 15.

De este modo se mejora claramente la estadística y se eleva la fiabilidad del procedimiento.

Para el caso de que las matrices de la potencia contengan potencias ya promediadas como valores de la potencia, durante la comparación se forma una suma de los productos de los valores de la potencia de la primera matriz de la potencia multiplicada por el valor numérico respectivo de la segunda matriz numérica y una suma de los productos de los valores de la potencia de la segunda matriz de la potencia multiplicada por el valor numérico respectivo de la segunda matriz numérica. Ambas sumas representan entonces producciones de energía o bien sumas de la potencia y se pueden comparar directamente entre sí. Una "producción de energía de referencia" virtual, que aparecería si el parque de turbinas eólicas hubiera sido accionado con propiedades de potencia del periodo de tiempo de referencia en el periodo de tiempo de supervisión, se compara de esta manera con la producción de energía (real) medida como representativa del periodo de tiempo de supervisión.

Para el caso de que las matrices de potencia contengan las sumas de las potencias medidas como valores de la potencia, se multiplica durante la comparación una suma de los productos de los valores de la potencia de la primera matriz de la potencia por el cociente del valor numérico respectivo de la segunda matriz numérica dividido por el valor numérico respectivo de la primera matriz numérica comparado con la suma de los valores de la potencia de la segunda matriz de potencia. En este caso, en la matriz de potencia se trata propiamente ya de una matriz de rendimiento, puesto que las potencias registradas han estado presentes, en efecto, durante el periodo de tiempo predeterminable.

Con preferencia, en la comparación, se multiplica una suma de los valores de la potencia de la primera matriz de la potencia por el valor numérico respectivo de la segunda matriz numérica y se forma una suma de los valores de la potencia de la segunda matriz de la potencia multiplicados por el valor numérico respectivo de la segunda matriz numérica.

Con preferencia, la suma de las potencias medidas durante el periodo de tiempo de supervisión resulta por que se forma una suma de los valores de la potencia de la segunda matriz de la potencia multiplicados por el valor numérico respectivo de la segunda matriz numérica.

Con preferencia, se establece una modificación de la eficiencia ya a partir de que se exceda un umbral de tolerancia. El umbral de tolerancia sirve en este caso para captar o bien tener en cuenta un factor de inseguridad o bien de oscilaciones estadísticas.

Con preferencia, como otros parámetros se miden un gradiente del viento, un cizallamiento del viento, una turbulencia del viento, una densidad del viento, una humedad del aire y/o una temperatura del entorno. Con preferencia estos otros parámetros o al menos otro parámetro se tienen en cuenta en las diferentes matrices, es decir, en la primera matriz de la potencia, en la segunda matriz de la potencia, en la primera matriz numérica y en la segunda matriz numérica como otra dimensión o bien como otro registro relacional. Cuantos más parámetros se empleen, tanto más exacta es la supervisión de la eficiencia, teniendo en cuenta, sin embargo, que entonces los valores en la matriz numérica son más bajos cuantos más parámetros se consideren. De esta manera, se empeora

la estadística. Por este motivo, se realizará aquí una optimización para no tener en cuenta demasiados parámetros. Los otros parámetros que se contemplan dependen decisivamente de la posición del parque de turbinas eólicas y de las condiciones marginales exteriores. En un emplazamiento, en el que predominan oscilaciones muy fuertes de la densidad del aire, será conveniente tener en cuenta al mismo tiempo la densidad del aire. En un emplazamiento, en el que se registra un gradiente del viento muy variable en el tiempo (es decir, cizallamiento horizontal o vertical del viento), será conveniente tenerlo en cuenta.

Con preferencia, se tienen en cuenta como otros parámetros un nivel de la tensión en la red eléctrica y/o una alimentación de la potencia ciega. Esto es especialmente interesante para el caso en el que un parque de turbinas eólicas está conectado, por ejemplo, en una red, en el que el operador de la red es requerido con una alta probabilidad a alimentar de manera correspondiente mucha potencia ciega para apoyar la red. En este caso, una alimentación elevada de potencia ciega repercute sobre las potencias medidas, lo que debe tenerse en cuenta convenientemente. También para estos otros parámetros es conveniente prever otra dimensión en las matrices presentes o bien en cada caso otro registro relacional. De acuerdo con ello, se prefiere que para otro parámetro la primera matriz de potencia, la segunda matriz de potencia, a primera matriz numérica y la segunda matriz numérica prevean otra dimensión.

Con preferencia, el periodo de tiempo de referencia y el periodo de tiempo de supervisión son en cada caso un año meteorológico completo. En este caso, el comienzo y el final del año pueden estar desfasados de manera correspondiente. Es decir, que un año meteorológico completo puede comenzar el 01.03 y terminar el 28.02 o comenzar el 01.01 y terminar el 31.12. Los periodos de tiempo pueden ser también un múltiplo entero de un año meteorológico, por ejemplo 2 ó 3 años.

Con preferencia, los valores de medición de las velocidades del viento y de las direcciones del viento están divididos en zonas predeterminables. Con preferencia, los valores de los otros parámetros están divididos en zonas predeterminables.

Con preferencia, es posible ahorrarse ciertos parámetros en el procedimiento para la supervisión de la eficiencia del parque de turbinas eólicas. Así, por ejemplo, puede ser conveniente no considerar ciertos sectores de la dirección del viento, puesto que en parques de turbinas eólicas correspondientes es previsible una turbulencia muy grande desde ciertas direcciones del viento o bien sectores de la dirección del viento. Así, por ejemplo, una matriz de potencia correspondiente y, en concreto, una primera matriz de potencia, que se puede designar como P_{Rij} , puede presentar elementos correspondientes de la matriz con los índices ij , donde i se puede seleccionar de 0 a 25 y j es, por ejemplo, de 105 a 285° para los sectores de viento, donde i debe representar la división para la velocidad del viento y j la división para los sectores de viento. En un ejemplo, en el que los sectores de viento comprenden, respectivamente, 30°, estarían previstos de esta manera 6 sectores para $j=105^\circ$ a 285° . La velocidad del viento se divide entonces también en sectores correspondientes, por ejemplo de 0 a 1 m/s, 1 a 2 m/s, ... 24 a 25 m/s. De esta manera, las potencias de referencia o bien la potencia general del periodo de tiempo de referencia se puede calcular como sigue:

$$\sum_{j=105^\circ}^{285^\circ} \sum_{i=0}^{25} (P_{Rij} * N_{ij}) = RPMT \quad (1)$$

En este caso, RPMT es la producción total potencial del parque de turbinas eólicas en el periodo de tiempo de supervisión. N_{ij} son los contenidos respectivos de la segunda matriz numérica.

De manera correspondiente, se puede calcular un rendimiento total real del parque de turbinas eólicas durante el periodo de tiempo de supervisión con la ayuda de la segunda matriz de la potencia según la fórmula siguiente:

$$CPMT = \sum_{j=105^\circ}^{285^\circ} \sum_{i=0}^{25} (P_{Cij} * N_{ij}) \quad (2)$$

En la que P_{Cij} son los diferentes valores de la potencia de la segunda matriz de la potencia y N_{ij} son los valores numéricos de la segunda matriz numérica. Una comparación de CPMT y RPMT muestra la eficiencia del parque de turbinas eólicas en el periodo de tiempo de supervisión. Si CPMT fuera claramente menor que RPMT, deberían tomarse medidas correspondientes, como por ejemplo la limpieza de las palas de rotor o la eliminación de

vegetación en la proximidad del parque de turbinas eólicas, por ejemplo de árboles, que han crecido posiblemente demasiado altos.

Se puede formar una relación de la producción PR como sigue:

$$PR = \left(1 - \frac{CPMT}{RPMT}\right) * 100 \quad (3)$$

Con el procedimiento para la supervisión de la eficiencia del parque de turbinas eólicas se podrían tener en cuenta incluso intereses económicos, como por ejemplo la verificación de si el parque de turbinas eólicas prepara una potencia prometida por el fabricante de parques de turbinas eólicas al operador. A tal fin se podría calcular también una multa que comprende el caso de que la eficiencia del parque se reduzca claramente en el transcurso del tiempo. Se podría realizar un pago de compensación correspondiente por medio de la fórmula siguiente:

$$CP = EPC * (PR - 1.28 * UC) * FI \quad (4)$$

en la que CP es el pago de compensación, EPC es la producción de energía de un periodo de tiempo de supervisión en kWh, PR se calcula según la fórmula 3, UC es una inexactitud determinable del modelo en porcentaje y FI son los costes por kWh. El factor 1.28 un factor libremente opcional en principio para las inexactitudes del procedimiento, que se detecta a través de la desviación estándar.

El factor 1.28 se designa también, por decirlo así como "factor de cobertura", a través del que se eleva la seguridad de manifestación (nivel de confianza).

Se aplica:

1,0 corresponde a 68 % de nivel de confianza
2,58 corresponde a 99 % de nivel de confianza
2,0 corresponde a 99,7 % de nivel de confianza

Otras características de la invención se deducen a partir de la descripción de formas de realización de la invención junto con las reivindicaciones y los dibujos anexos. Las formas de realización según la invención pueden cumplir características individuales o una combinación de varias características.

La invención se describe a continuación sin limitación de la idea general de la invención con la ayuda de ejemplos de realización con referencia a los dibujos, de manera que con respecto a todos los detalles de la invención no explicados en el texto se remite expresamente a los dibujos.

La figura 1 muestra un ciclo esquemático de una parte del procedimiento según la invención.

La figura 2 muestra un ciclo esquemático de una parte del procedimiento según la invención.

La figura 3 muestra una matriz esquemática de potencia y

La figura 4 muestra una matriz numérica esquemática.

En los dibujos se proveen los elementos y/o partes iguales o equivalentes con los mismos signos de referencia, de manera que se prescinde de una nueva presentación.

La figura 1 muestra un ciclo esquemático de una parte del procedimiento en un ejemplo de realización. El procedimiento para la supervisión de la eficiencia de un parque de turbinas eólicas se inicia en 10. En 11 se consulta si ha comenzado el periodo de tiempo de referencia. Si esta consulta se contesta con No, retorna a la conexión entre las casillas 10 y 11. Si esta consulta se contesta con Sí, se miden en 12 la velocidad del viento V_w , la dirección del viento R_w y la potencia o bien el valor de la potencia, que se asocia a esta velocidad del viento y a esta dirección del viento, a saber, $P(V_w, R_w)$. En 13 se registran entonces los valores de la potencia en una primera matriz de potencia y en concreto en un elemento de la matriz, que corresponde a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida y, además, se añade el número 1 al valor en una primera matriz numérica en el elemento de la matriz, que corresponde a esta velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida. Antes de la medición, los elementos de la matriz están colocados en 0.

En 14 se consulta entonces si el periodo de tiempo de referencia ha terminado. Éste no es todavía el caso con una durante del tiempo de referencia de un año. De esta manera retorna delante de la casilla 12, donde se miden la

velocidad del viento, la dirección del viento y la potencia, que se asocia a esta velocidad del viento y esta dirección del viento. Entonces se realiza un registro de estos valores en la primera matriz de potencia y en la primera matriz numérica. Si no se han modificado o bien no se han modificado mucho la velocidad del viento y la dirección del viento, hasta el punto de que estos valores deban registrarse en otro elemento de la matriz, se añade el valor 1 en este elemento de la matriz a la primera matriz numérica, de manera que allí está ahora un 2 y se añade la potencia medida en la primera matriz de la potencia. También se puede prever registrar exclusivamente valores medidos en la primera matriz de la potencia, de manera que entonces los dos valores de medición, que se han tomado entre tanto, se suman y entonces se dividen por dos. Para un promedio se puede pensar en este caso en procedimientos de promedio discrecionales, como por ejemplo aritméticos, geométricos u otro promedio.

De manera correspondiente, también en el curso del procedimientos pueden aparecer varios valores de medición por cada elemento de la matriz, cuyo valor medio se forma entonces con respecto a los valores de la potencia, que deben inscribirse en la primera matriz de la potencia.

El tiempo de medición, es decir, el tiempo dentro del cual se miden la velocidad del viento, la dirección del viento y el valor de la potencia son respecto a esta velocidad del viento y la dirección del viento, puede ser, por ejemplo, diez minutos. Aquí se puede formar también un valor medio de los valores medidos correspondientes. Para la ilustración se representan en la figura 3 una matriz de la potencia correspondiente y en la figura 4 una matriz numérica correspondiente. No obstante, se describen todavía en detalle con referencia a las figuras 3 y 4. Si el periodo de tiempo de referencia ha terminado, es decir, que la consulta en 14 ha sido contestada con Sí, se consulta si el periodo de tiempo de supervisión ha comenzado en 15. En caso negativo, retorna a los bloques 14 y 15 y en caso afirmativo pasa al bloque 16, donde se miden, como en el bloque 12, la velocidad del viento V_w , la dirección del viento R_w así como el valor de la potencia $P(V_w, R_w)$ y se asocian de manera correspondiente a esta intensidad del viento y esta dirección del viento. El valor de la potencia se registra entonces en una segunda matriz de la potencia y se añade en una segunda matriz numérica el valor 1 al elemento de la matriz, que corresponde a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida. A continuación se consulta en 18 si ha terminado el periodo de tiempo de supervisión. Si éste no es el caso, retorna al bloque 16. Si éste es el caso, tiene lugar en el bloque 18 la supervisión de la eficiencia o bien una evaluación de la eficiencia del parque de turbinas eólicas. La última etapa de procedimiento se representa en la figura 2 esquemáticamente en un diagrama de flujo del procedimiento.

En la figura 2 comienza la evaluación de la eficiencia o bien la determinación de la eficiente o la fijación de una modificación de la eficiencia del parque de turbinas eólicas en 20. En el bloque siguiente en 21 se calcula la potencia de referencia total RPMT a través de la fórmula 1 mencionada arriba. En 22 se calcula la potencia de supervisión total según la fórmula 2 anterior como CPMT. En 23 se calcula según la fórmula 3 anterior la relación de la potencia como PR. En 24 se realiza una consulta, a saber, si la relación de la potencia es menor o igual que un número predeterminado. Si éste no es el caso, se termina el procedimiento en 25, de manera que no deben tomarse otras medidas y en caso afirmativo, es decir, que la eficiencia del parque de turbinas eólicas se ha reducido demasiado, hay que evaluar en 26 medidas correspondientes para elevar de nuevo la eficiencia o prever una compensación.

En este caso puede estar previsto que sólo se tengan en cuenta en el cálculo de la potencia de referencia total y de la potencia de supervisión total aquellos valores de potencia, que presentan en la primera matriz numérica y en la segunda matriz numérica un valor numérico suficientemente alto para eliminar inseguridades estocásticas. Se pueden interpolar, dado el caso, elementos ausentes de la matriz o, si las inseguridades son demasiado grandes, se ahorra esta zona de la evaluación.

En la figura 3 se representa esquemáticamente una matriz de potencia, que está dividida en 25 sectores de intensidad del viento (velocidad del viento). Las intensidades del viento indicadas allí van de 0 m/s a 24 m/s. Además, la matriz de la potencia está dividida en zonas de la dirección del viento, llamadas aquí sectores, a saber, en las zonas de la dirección del viento de 105° a 135° como primera zona, en 135° a 165° como segunda zona o bien hasta la zona 255° a 285° . Las potencias indicadas en los elementos de la matriz son potencias medias en kW.

En la matriz numérica mostrada esquemáticamente en la figura 4, se realizan los mismos elementos de la matriz o bien asociaciones a los sectores de la intensidad del viento y zonas de la dirección del viento. Los números indicados allí muestran la frecuencia de una intensidad del viento correspondiente con una dirección correspondiente del viento o bien una zona correspondiente de la dirección del viento.

Todas las características mencionadas, también las características que se deducen sólo de los dibujos así como las características individuales, que se publican en combinación con otras características, se consideran esenciales de la invención solas o en combinación. Las formas de realización según la invención se pueden cumplir a través de características individuales o una combinación de varias características. Las características que están identificadas von "especialmente", deben entenderse como características opcionales.

Lista de signos de referencia

- 10 Inicio
- 11 ¿Comiendo de la duración del tiempo de referencia?

ES 2 687 867 T3

	12	Medición V_w , R_w , P (V_w , R_w)
	13	Registro en la primera matriz de potencia y en la primera matriz numérica
	14	¿Ha terminado el periodo de tiempo de referencia?
	15	¿Comienzo del periodo de tiempo de supervisión?
5	16	Medición V_w , R_w , P (V_w , R_w)
	17	Registro en la segunda matriz de potencia y en la segunda matriz numérica
	18	¿Ha terminado el periodo de tiempo de supervisión?
	19	Evaluación de la eficiencia
	20	Inicio de la evaluación de la eficiencia
10	21	Calcular RPMT
	22	Calcular CPMT
	23	Calcular PR
	24	¿ $PR \leq$ tiempo predeterminable?
	25	Fin
15	26	Evaluar medidas
	j	Sí
	n	No

REIVINDICACIONES

1.- Procedimiento para la supervisión de la eficiencia de un parque de turbinas eólicas con las siguientes etapas del procedimiento:

- medición (12) de al menos una velocidad del viento y de una dirección del viento durante un periodo de tiempo predeterminable,
- medición (12) de la potencia del parque de turbinas eólicas en el periodo de tiempo predeterminable,
- asociación de la potencia a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida,
- registro (13) de la potencia como valor de la potencia en una primera matriz de la potencia, en la que se asocian a elementos de la matriz diferentes parámetros, que comprenden al menos velocidades del viento y direcciones del viento, si la potencia representa un valor representativo para el parque de turbinas eólicas,

caracterizado por que el procedimiento presenta las otras etapas siguientes del procedimiento:

- previsión de una primera matriz numérica con elementos de la matriz, que están asociados a los diferentes parámetros, que comprenden al menos velocidades del viento y direcciones del viento,
- adición de un valor numérico al elemento de la primera matriz numérica, que corresponde a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida,
- en el que las etapas anteriores del procedimiento se realizan durante una pluralidad de periodos de tiempo predeterminables en una duración de tiempo de referencia,
- en el que en una duración de tiempo de supervisión posterior se realizan las siguientes etapas del procedimiento durante una pluralidad de periodos de tiempo predeterminables:
 - medición (16) de al menos una velocidad del viento y de una dirección del viento durante un periodo de tiempo predeterminable,
 - medición (16) de la potencia del parque de turbinas eólicas en el periodo de tiempo predeterminable,
 - previsión de una segunda matriz numérica con elementos de la matriz, que se asocia a los diferentes parámetros, que comprenden al menos al menos velocidades del viento y direcciones del viento,
 - adición de un valor numérico al elemento de la matriz de la segunda matriz numérica, que corresponde a la velocidad del viento medida y a la dirección del viento medida,
 - en el que para la supervisión de la eficiencia se realiza una comparación de los valores de la potencia, ponderados con la segunda matriz numérica, de la primera matriz de la potencia con la suma de las potencias medidas durante el periodo de tiempo de la supervisión.

2.- Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado por que las etapas del procedimiento se realiza para una pluralidad representativa de periodos de tiempo predeterminables en el periodo de tiempo de referencia y el periodo de tiempo de supervisión.

3.- Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2, caracterizado por que durante el periodo de tiempo de supervisión se forma una segunda matriz de potencia, por que las potencias medidas en el periodo de tiempo de supervisión se asocian a las velocidades del viento y a las direcciones del viento medidas en el periodo de tiempo respectivo y por que las prestaciones son registradas como valores de potencia en la segunda matriz de potencia, de manera que se asocian diversos parámetros a los valores de potencia en la segunda matriz de potencia, que comprenden al menos velocidades del viento y direcciones del viento.

4.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 3, caracterizado por que se forman un valor medio de la velocidad del viento y un valor medio de la dirección del viento.

5.- Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 3 ó 4, caracterizado por que se registran un valor medio de los valores de potencia en los elementos respectivos de la primera matriz de potencia y de la segunda matriz de potencia.

6.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 5, caracterizado por que para la supervisión de la eficiencia se tienen en cuenta sólo valores de potencia, que presentan al menos n valores numéricos en la matriz numérica asociada, siendo n un número natural, que es mayor que 1 y es predeterminable.

7.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 3 a 6, caracterizado por que en la comparación de los valores de la potencia de la primera matriz de potencia, normalizados a la segunda matriz numérica, con la suma de las potencias medidas durante el periodo de supervisión se forma la suma de los valores de la potencia de la primera matriz de potencia multiplicada por el valor numérico respectivo de la segunda matriz numérica, siendo comparadas las dos sumas formadas.

8.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 3 a 7, caracterizado por que la suma de las potencias medidas durante el periodo de tiempo de supervisión resulta por que se forma una suma de los valores de la

potencia de la segunda matriz de la potencia multiplicada por el valor numérico respectivo de la segunda matriz numérica.

- 5 9.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 8, caracterizado por que se determina una modificación de la eficiencia ya a partir del exceso de un umbral de tolerancia.
- 10 10.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 9, caracterizado por que como otros parámetros se miden y se consideran un gradiente del viento, un cizallamiento del viento, una turbulencia del viento, una densidad del aire, una humedad del aire y/o una temperatura del entorno.
- 11.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 10, caracterizado por que como otros parámetros se contemplan un nivel de la tensión en la red eléctrica y/o una alimentación de la potencia ciega.
- 15 12.- Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 10 u 11 caracterizado por que para otro parámetro, la primera matriz de potencia, la segunda matriz de potencia, la primera matriz numérica y la segunda matriz numérica prevén, respectivamente, otra dimensión.
- 20 13.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 11, caracterizado por que el periodo de tiempo de referencia y el periodo de tiempo de supervisión es, respectivamente, un año meteorológico completo o un múltiplo entero de un año meteorológico.
- 14.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 13, caracterizado por que los valores de medición de la velocidad del viento y de la dirección del viento están divididos en zonas predeterminables.
- 25 15.- Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 14, caracterizado por que los valores de los otros parámetros están divididos en zonas predeterminables.

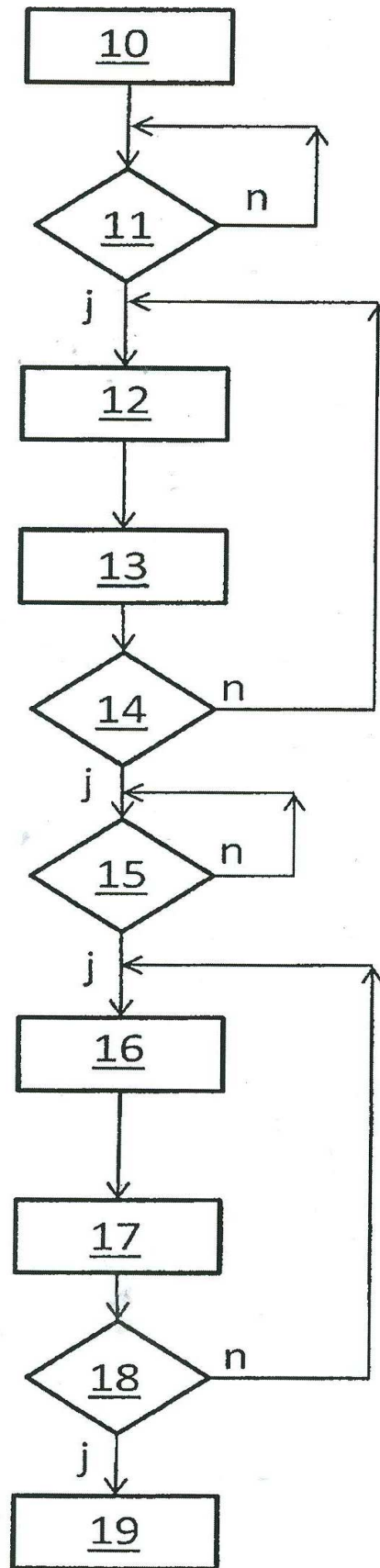


Fig. 1

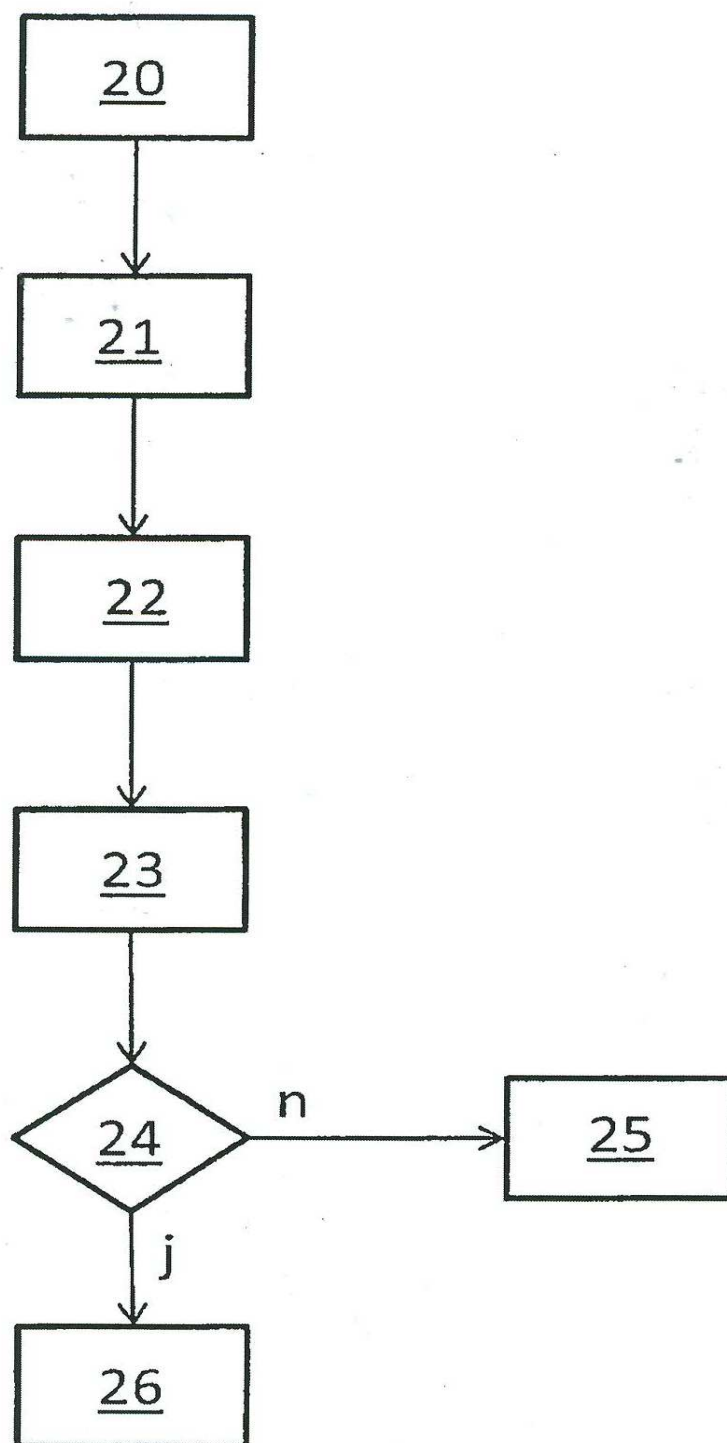


Fig. 2

Veloc. viento Sector	105° - 135°	135° - 165°	165° - 195°	195° - 225°	225° - 255°	255° - 285°
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	-9.276666667	0	0	0	0
4	15.09606897	16.6875	16.55731481	15.92657658	15.31928144	17.01065217
5	91.75063694	93.2877	86.33377778	89.23930435	85.03796148	85.96826446
6	228.2764613	229.1888673	229.9985714	224.1273854	225.6478613	219.6001109
7	411.5682264	419.7432203	421.766623	414.5780463	415.2284692	416.9906186
8	652.6309122	670.3722429	678.7659629	671.9262391	654.7027383	666.579409
9	939.8785008	963.2533526	972.3088394	959.1664424	930.2920998	953.5269656
10	1258.082055	1277.661556	1277.682983	1266.351812	1261.112758	1281.27604
11	1571.761075	1599.313351	1610.815615	1577.030796	1584.300814	1620.88238
12	1869.997638	1889.828997	1887.348994	1854.927573	1848.962067	1877.220113
13	2009.981788	2009.500453	2012.083014	1994.012693	1990.245261	1996.599711
14	2040.631917	2040.990147	2039.839031	2029.364906	2018.269111	2032.5601
15	2040.568571	2041.182736	2044.648743	2039.901451	2032.646909	2038.013175
16	2038.136552	2040.8145	2040.627846	2038.352411	2032.080602	2039.343953
17	2039.969231	2030.8176	2044.096379	2035.625517	2035.0225	2038.583514
18	2030.241538	2028.216667	2033.946429	2032.410606	2029.550909	2042.477273
19	2021.756667	2023.1	2031.034286	2034.164706	2021.330476	2043.482143
20	2006.41	2020.39625	2004.251667	2011.898571	2012.399583	2020.852222
21	0	2010.183333	2001.605	2008.29	2005.898	0
22	0	0	1998.065	0	2011.295	0
23	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0

Fig. 3

Veloc. viento Sector	105° - 135°	135° - 165°	165° - 195°	195° - 225°	225° - 255°	255° - 285°
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	3	0	0	0	0
4	145	124	108	111	167	138
5	471	500	495	575	623	605
6	763	927	861	1113	1038	992
7	1060	1357	1374	1597	1509	1261
8	888	1400	1454	1380	1238	1083
9	627	1208	1482	1189	962	814
10	472	1067	1264	988	707	644
11	307	764	1017	779	528	395
12	199	598	726	581	329	266
13	151	375	491	401	230	173
14	120	204	289	267	135	100
15	56	106	191	193	110	63
16	29	40	130	112	83	43
17	13	25	58	58	60	37
18	13	12	28	33	33	22
19	12	2	7	17	21	14
20	1	8	6	7	24	9
21	0	3	6	4	15	0
22	0	0	2	0	4	0
23	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0

Fig. 4