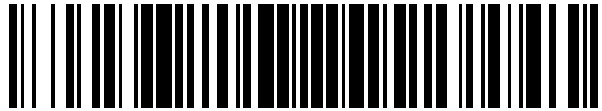


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 577 530**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.04.2010 E 10161037 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.05.2016 EP 2264314**

54 Título: **Procedimiento y sistema para controlar el funcionamiento de una turbina eólica**

30 Prioridad:

**25.05.2009 DK 200970011
26.05.2009 US 181082 P**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
15.07.2016

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**ZHANG, TIE LING;
ZHOU, YU;
LIM, KHOON PENG;
CHIN, BUNG CHAI;
SIEW, PEY YEN;
HO, JIANN YI;
CHEN, WAN YING;
ONG, JIUN KEAT y
NANDEDKAR, KIRAN KISHAN RAO**

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 577 530 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 y sistema para controlar el funcionamiento de una turbina eólica

CAMPO DE LA INVENCIÓN

5 La presente invención se refiere a un procedimiento para controlar el funcionamiento de una turbina eólica, y a un sistema para ejecutar el procedimiento. Más particularmente, el procedimiento de la presente invención reduce al mínimo el tiempo de inactividad de una turbina eólica debido a la rotura de componentes y a los eventos de servicios no programados requeridos.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

10 Cuando se controla el funcionamiento de una turbina eólica, se mide normalmente una serie de parámetros relacionados con la turbina. Algunos de estos parámetros pueden referirse a la salud de uno o más componentes de la turbina eólica, como un sistema de engranajes, una parte de un sistema de engranajes, un cojinete, un generador, un eje de accionamiento, etc. Estos parámetros pueden incluir un componente o mediciones cerca del mismo, la carga, el estrés o la tensión de un componente, etc. La medición y el análisis de dichos parámetros permiten a un operador detectar cuándo un componente alcanza un estado en el que se espera su rotura. Cuando esto sucede, se debe programar una inspección de servicio con el fin de reparar o reemplazar el componente. Esto da lugar a eventos de servicio no deseados que se añaden al programa de servicio normal. Por otra parte, en el caso en que el componente se rompa antes de que la inspección de servicio pueda tener lugar, se debe detener la turbina eólica durante un período de tiempo. La consecuencia de esto es que se disminuye la producción de energía de la turbina eólica.

20 "Towards Quantification of Condition Monitoring Benefit for Wind Turbine Generators", David McMillan y otros, Conferencia Europea de Energía Eólica 2007, divulga una estrategia de mantenimiento para parques eólicos utilizando diferentes modelos probabilísticos con el fin de mejorar la eficiencia operativa de los mismos. Se monitoriza el estado de uno o más componentes de la turbina, incluyendo la caja de engranajes y el generador.

25 "Requirements for Condition Based Operation and Maintenance in Offshore Wind Farms", Jochen Giebhardt y otros, Conferencia Europea de Energía Eólica 2007, describe la detección de fallos para turbinas eólicas distantes utilizando sistemas de monitorización de estado en línea.

30 El documento US 2008/0112807 A1 divulga un procedimiento de operación de una turbina eólica. El procedimiento incluye la determinación de un espacio operativo de aire ambiente, por ejemplo, incluyendo la medición de temperatura del aire ambiente, y el control de la salida de potencia de la turbina eólica al menos parcialmente en base al espacio operativo de aire ambiente determinado. El procedimiento puede incluir la comparación de una temperatura de aire ambiente medida con un intervalo de temperatura de aire ambiente predeterminado, y la disminución de la salida de potencia de la turbina eólica si la temperatura del aire ambiente medida está fuera del intervalo de temperatura de aire ambiente predeterminado, en particular, en el caso en que la temperatura del aire ambiente medida sea inferior a un valor umbral inferior.

35 El documento US 2004/0230377 A1 divulga un sistema de gestión de energía eólica para la supervisión de rendimiento de los generadores de turbinas eólicas situadas en parques eólicos. Un gestor de cartera eólica en tiempo real recibe y almacena datos en tiempo real producidos por los parques de turbinas eólicas. El gestor tiene un módulo de informe para la generación de informes de perfiles de rendimiento de los aerogeneradores.

40 El documento US 2005/0049835 A1 divulga un dispositivo y un procedimiento para la detección y predicción tempranas de daños en los conjuntos en las plantas de maquinaria. Un sensor detecta un sonido generado por la estructura de la máquina y la emite como una señal de aceleración que se analiza en un procesador de señales digitales. Cuando se exceden los valores límite, una señal de diagnóstico, en particular, información relacionada con el conjunto que se diagnostica como dañado, y su vida útil restante pronosticada se visualizan para el usuario y se inicia un modo de funcionamiento de emergencia.

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCIÓN

Es objeto de los modos de realización de la invención proporcionar un procedimiento para controlar el funcionamiento de una turbina eólica, en el que el número de inspecciones de servicio no programadas se reduzca en comparación con los procedimientos de la técnica anterior.

50 Es un objeto adicional de los modos de realización de la invención proporcionar un procedimiento para controlar el funcionamiento de una turbina eólica, en el que el tiempo de inactividad total de la turbina eólica se reduzca en comparación con los procedimientos de la técnica anterior.

Es incluso un objeto adicional de los modos de realización de la invención proporcionar un sistema para controlar el funcionamiento de una turbina eólica, en el que el número de inspecciones de servicio no programadas se reduzca en comparación con los sistemas de control de la técnica anterior.

Es incluso un objeto adicional de los modos de realización de la invención proporcionar un sistema para controlar el funcionamiento de una turbina eólica, en el que el tiempo de inactividad total de la turbina eólica se reduzca en comparación con los sistemas de control de la técnica anterior.

5 De acuerdo con un primer aspecto, la invención proporciona un procedimiento para controlar el funcionamiento de una turbina eólica, que comprende las etapas siguientes:

- determinar un nivel de alarma para al menos un componente de la turbina eólica, y
- en el caso en que un nivel de alarma para al menos un componente exceda un nivel predefinido:
- estimar un tiempo de vida útil restante esperado para dicho componente bajo las condiciones actuales de funcionamiento, y
- 10 - controlar el funcionamiento de la turbina eólica con el fin de ajustar el tiempo de vida útil restante esperado de dicho componente a un tiempo de vida útil restante deseado para dicho componente.

15 El funcionamiento de la turbina eólica se controla mediante la estimación de una velocidad de viento esperada en el sitio de la turbina eólica durante el tiempo de vida restante esperado y estimado del componente. En el caso en que la velocidad del viento esperada sea inferior a un valor umbral predefinido, se controla el funcionamiento de la turbina eólica con el fin de mantener un nivel de potencia de salida de la turbina eólica. En el caso en que la velocidad del viento esperada sea superior al valor de umbral predefinido, se controla el funcionamiento de la turbina eólica con el fin de reducir el nivel de potencia de salida de la misma.

20 En el presente contexto, el término "turbina eólica" se debe interpretar con el significado de estructura adaptada para la extracción de energía del viento y su conversión en energía eléctrica. Las turbinas eólicas modernas comprenden normalmente una construcción de torre que soporta de forma rotativa una góndola. La góndola lleva un buje que tiene un juego de álabes de rotor fijados al mismo. Las palas del rotor pueden dirigirse hacia el viento mediante la rotación de la góndola respecto a la construcción de la torre. La parte interior de la góndola contiene los equipos de conversión de energía, por ejemplo, un tren de accionamiento que incluye una disposición de engranajes y un generador, el cual se encuentra conectado eléctricamente a una red eléctrica. Como alternativa, la turbina eólica podría ser de un tipo sin engranajes.

25 El procedimiento comprende la etapa de determinación de un nivel de alarma para al menos un componente de la turbina eólica. Entre los componentes adecuados se incluyen, pero no se limitan a, la disposición de engranajes, las piezas de engranajes, incluyendo ejes de accionamiento o ruedas dentadas, cojinetes o generador. En el presente contexto, el término "determinación de un nivel de alarma" debe interpretarse en el sentido de determinación del estado actual de un componente dado en términos de operatividad. Por lo tanto, un nivel de alarma bajo para un componente dado indica que el componente está en pleno funcionamiento, y cuanto mayor sea el nivel de alarma, mayor será el riesgo de que el componente pueda fallar en un futuro próximo. En consecuencia, un nivel de alarma determinado para un componente dado proporciona información sobre el riesgo de fallo de ese componente. Además, el nivel de alarma puede depender de la gravedad de un posible mal funcionamiento o fallo de un componente.

30 En el caso en que un nivel de alarma para al menos un componente exceda un nivel predefinido, se estima un tiempo de vida restante esperado para dicho componente bajo las condiciones de funcionamiento actuales. El nivel predefinido puede ser de forma ventajosa un nivel que indique que se requiere servicio para el componente. En el presente contexto, el término "vida útil restante esperada" se debe interpretar en el sentido de tiempo promedio que transcurrirá antes de que el componente se rompa, si la turbina eólica funciona de forma continua en las condiciones actuales de funcionamiento, por ejemplo, en términos de nivel de potencia de salida.

35 Posteriormente, la operación de la turbina eólica se controla con el fin de ajustar el tiempo de vida restante esperado para dicho componente a un tiempo de vida restante esperado deseado. Esto puede, por ejemplo, incluir la prolongación de la vida útil restante esperada lo suficiente como para permitir que la turbina eólica siga funcionando hasta el próximo evento de servicio programado. Por lo tanto, se evitan así tanto el tiempo de inactividad como los eventos de servicio no programados. De forma alternativa o adicional, se puede prolongar el tiempo de vida restante esperado para alcanzar un período en el que sea más conveniente la realización del servicio o mantenimiento en la turbina eólica. Tales períodos pueden incluir, por ejemplo, períodos de poco viento o períodos con condiciones climáticas mejoradas. Esto es especialmente relevante para las turbinas eólicas en el mar, donde las condiciones climáticas favorables son cruciales para el acceso a la turbina. Como otra alternativa, en el caso en que no sea posible prolongar el tiempo de vida útil restante esperado al siguiente evento de servicio programado o a un período más conveniente, se puede programar un evento de servicio adicional dentro del lapso de tiempo en que se puede prolongar el tiempo de vida restante esperado. En cualquier caso, se puede asegurar que la salida de potencia total de la turbina eólica se maximiza durante el período hasta la realización del servicio requerido. Además, el tiempo medio entre inspecciones (MTBI) se puede ampliar de esta manera.

La etapa de determinación de un nivel de alarma para al menos un componente de la turbina eólica puede

comprender las etapas de:

- obtención de datos en relación con el estado de salud de uno o más componentes de la turbina eólica, y
- determinación de un nivel de alarma para al menos uno de los componentes, en base a los datos obtenidos.

5 En el presente contexto, el término "estado de salud" se debe interpretar en el sentido de estado indicativo de si el componente es operativo, y en qué medida lo es, o no. Por lo tanto, el estado de salud de un componente puede indicar si es probable que el componente se rompa en un futuro próximo, y/o que ocurra un mal funcionamiento y/o un error. El estado de salud también puede indicar si los ajustes actuales de operación son adecuados para el componente. Los datos relativos al estado de salud de un componente pueden incluir, pero no se limitan a, la temperatura del componente o en sus alrededores, las vibraciones, el estrés, la tensión y/o las cargas del mismo.

10 De acuerdo con este modo de realización, un nivel de alarma para al menos uno de los componentes se determina basándose en los datos obtenidos. Por lo tanto, el estado de salud de un componente determina el nivel de alarma. En consecuencia, si los datos obtenidos revelan que un componente dado tiene un buen estado de salud, seguidamente se determina el nivel de alarma para este componente como bajo. Por otra parte, si los datos obtenidos revelan que el estado de salud de un componente dado es relativamente pobre, por ejemplo, indicando que es probable que el componente se rompa en un futuro próximo, y/o que los parámetros de funcionamiento actuales no son los adecuados para el componente, por ejemplo, debido a las vibraciones inducidas en el componente, entonces el nivel de alarma se determina como alto.

20 La etapa de obtención de datos en relación con el estado de salud de uno o más componentes puede comprender la medición de uno o más parámetros de cada componente a través de uno o más sensores. De acuerdo con este modo de realización, los datos relativos al estado de salud del componente se obtienen directamente a través de mediciones. Entre los ejemplos de sensores adecuados se incluyen, pero no se limitan a, los sensores de temperatura, los sensores de vibración, los sensores de deformación y los sensores de estrés. Como alternativa a la medición de parámetros, los datos relativos al estado de salud de uno o más componentes se pueden obtener de manera indirecta.

25 La etapa de estimación de un tiempo de vida restante esperado para dicho componente se puede realizar sobre la base de datos obtenidos empíricamente. Los datos obtenidos empíricamente pueden comprender datos relacionados con la velocidad y/o dirección del viento en el sitio de la turbina eólica. Tales datos podrían haber sido obtenidos durante un período anterior a la construcción de la turbina eólica, y/o durante el funcionamiento de la misma. Los datos sobre vientos obtenidos empíricamente se pueden procesar estadísticamente. De ese modo, la información sobre, por ejemplo, la distribución de la velocidad del viento en el sitio de la turbina eólica se puede obtener, por ejemplo, en forma de velocidad media del viento para cada mes, con la posible adición de información sobre la desviación estándar de los datos de velocidad del viento. La velocidad del viento puede variar durante el año, por ejemplo, es probable que las velocidades del viento más altas ocurran durante la temporada de invierno que durante la de verano. Los datos empíricos procesados estadísticamente, como los descritos anteriormente, se pueden utilizar para la estimación de la velocidad del viento esperada en el sitio de la turbina eólica dentro del mes próximo o más meses. Esto puede ser un factor importante para determinar cómo controlar el funcionamiento de la turbina eólica con el fin de ajustar el tiempo de vida restante esperado a un tiempo de vida restante esperado deseado. Por ejemplo, durante los períodos de poco viento hay mayor probabilidad de que sea posible operar la turbina eólica a potencia de salida máxima sin riesgo de ruptura de algún componente con un nivel de alarma dado, que durante los períodos de grandes vientos.

45 De forma alternativa o adicional, los datos obtenidos empíricamente pueden comprender datos relacionados con los tiempos de vida útil de componentes idénticos o similares a dicho componente. Tales datos podrían obtenerse, por ejemplo, de la siguiente manera. Cuando se detecta un nivel de alarma dado para un componente dado, ese componente viene monitorizado y se registra la potencia de salida en función del tiempo, así como el tiempo que transcurre entre la detección del nivel de alarma y la rotura del componente. Esto se realiza para un gran número de componentes idénticos o similares y, de ese modo, se obtiene información estadística sobre tiempo de vida útil esperado de un componente bajo diversas condiciones de funcionamiento. Esta información se puede utilizar de forma ventajosa para estimación o cálculo de la vida útil restante esperada de un componente cuando se detecta un nivel de alarma dado, y bajo las condiciones de funcionamiento dadas.

50 Como ejemplo, los datos obtenidos empíricamente relacionados con tiempos de vida útil de componentes idénticos o similares se pueden procesar utilizando la siguiente fórmula:

$$\Gamma_{\text{nivelalarma}} = a_5\Gamma_5 + a_4\Gamma_4 + a_3\Gamma_3 + a_2\Gamma_2 + a_1\Gamma_1,$$

55 en la que $\Gamma_{\text{nivelalarma}}$ es el tiempo de vida útil restante medido de un componente después de detectarse un nivel de alarma dado, Γ_i es el tiempo que se operó el componente a salida de potencia clase i , y a_i es un coeficiente conectado a la salida de potencia clase i . Para cada nivel de alarma, los valores a_i se pueden determinar a partir de mediciones procedentes de un gran número de componentes, por ejemplo por medio de procedimientos de ajuste y/o regresión de curvas.

Una vez determinadas las a_i , el tiempo de vida restante esperado de un componente después de haberse detectado un nivel de alarma dado puede calcularse utilizando la siguiente fórmula:

$$T_{\text{nivelalarma}} = a_5 T_5 + a_4 T_4 + a_3 T_3 + a_2 T_2 + a_1 T_1,$$

5 en la que a_i son los coeficientes previamente determinados como se describió anteriormente, T_i es el tiempo que el componente se opera a potencia de salida clase i y $T_{\text{nivelalarma}}$ es el tiempo de vida útil restante calculado del componente después de haberse detectado un nivel de alarma dado. El tiempo de vida restante esperado del componente se puede ajustar mediante el ajuste de las T_i con el fin de obtener un tiempo de vida restante esperado deseado para el componente.

10 Como alternativa, los datos empíricos se pueden trazar, y estas curvas se pueden utilizar cuando se debe calcular el tiempo de vida útil restante esperado de un componente dado, por ejemplo, de la manera descrita a continuación con referencia a la figura 2.

De acuerdo con un modo de realización de la invención, la etapa de control de la turbina eólica puede comprender la reducción de producción de energía de la turbina eólica con el fin de extender la vida útil restante esperada de dicho componente hasta un mantenimiento programado próximo de la turbina eólica.

15 El valor de umbral predefinido de velocidad del viento se puede seleccionar de manera ventajosa de forma tal que las velocidades del viento por debajo del valor de umbral predefinido no da lugar a cargas excesivas en el componente o a daños en el mismo si la turbina eólica se opera con el fin de obtener potencia de salida máxima. Por lo tanto, en este caso la operación de la turbina eólica se puede controlar de acuerdo con la estrategia de control que se habría seleccionado si se hubiese determinado que el componente estaba sano y completamente operativo, por ejemplo,
20 una estrategia de control de salida de potencia máxima. En consecuencia, en este caso el nivel de potencia de salida se mantiene en el nivel máximo posible, por ejemplo, la potencia nominal, a condición de que la velocidad del viento sea suficientemente alta como para permitir que se alcance la potencia nominal.

25 Por otro lado, en el caso en que se espere que la velocidad estimada del viento exceda el valor de umbral predefinido, controlar el funcionamiento de la turbina eólica de acuerdo con una estrategia de control de "salida de potencia máxima" podría tener un efecto adverso sobre el tiempo de vida útil restante esperado del componente. En consecuencia, con el fin de prolongar el tiempo de vida restante esperado del componente, el nivel de potencia de salida de la turbina eólica se reduce, es decir, se reduce el rendimiento de la turbina eólica.

30 La etapa de estimación de una velocidad de viento esperada se puede realizar sobre la base de datos de viento obtenidos empíricamente. Los datos de viento obtenidos empíricamente se pueden procesar estadísticamente como se describe anteriormente, obteniendo de esta manera información sobre la velocidad media del viento y la posible desviación estándar de la velocidad del viento mes por mes. Tal información puede usarse de forma ventajosa para estimar la velocidad del viento esperada para el mes o los meses próximos.

35 El procedimiento puede comprender además la etapa de programación del mantenimiento de la turbina eólica para el caso en que el nivel de alarma del componente permanezca por encima del nivel predefinido después de haberse reducido el nivel de potencia de salida de la turbina eólica. De acuerdo con este modo de realización, en el caso en que resulte que reducir la potencia de la turbina eólica no es suficiente para prolongar el tiempo de vida restante esperado del componente a un tiempo de vida restante esperado deseado, por ejemplo, hasta el próximo evento de servicio programado o hasta un período de condiciones climáticas más favorables, se programa un evento de servicio adicional con el fin de reparar o reemplazar el componente. Sin embargo, todavía es posible programar el evento de
40 servicio y mantener la turbina eólica en marcha hasta que el evento de servicio puede tener lugar.

De acuerdo con un segundo aspecto, la invención proporciona un sistema para controlar el funcionamiento de una turbina eólica, que comprende:

- una unidad de alarma adaptada para determinar un nivel de alarma de al menos un componente de la turbina eólica,
- 45 - una calculadora de vida útil adaptada para determinar un tiempo de vida restante esperado para dicho componente, y
- una unidad de control adaptada para controlar el funcionamiento de la turbina eólica en respuesta a un tiempo de vida restante esperado determinado.

50 Debe tenerse en cuenta que una persona experta en la técnica reconocería fácilmente que cualquier característica descrita en combinación con el primer aspecto de la invención también se podría combinar con el segundo aspecto de la invención, y viceversa.

El sistema de control del segundo aspecto de la invención puede adaptarse ventajosamente para realizar el procedimiento del primer aspecto de la invención.

5 La unidad de alarma puede comprender una unidad de recogida de datos para la obtención de datos relacionados con el estado de salud de uno o más componentes de la turbina eólica. La unidad de recogida de datos puede comprender uno o más sensores dispuestos en los componentes o en las proximidades de los mismos. Como se ha mencionado anteriormente, dichos sensores pueden ser, por ejemplo, en forma de sensores de temperatura, sensores de vibración, sensores de carga, etc.

La calculadora de tiempo de vida puede adaptarse ventajosamente para calcular la vida útil restante esperada del componente de la manera descrita anteriormente con referencia al primer aspecto de la invención.

10 La unidad de control se puede adaptar con el fin de reducir el nivel de potencia de salida de la turbina eólica, es decir, disminuir el rendimiento de la turbina eólica. Como se mencionó anteriormente, esto puede ser ventajoso con el fin de prolongar el tiempo de vida restante esperado de un componente, por ejemplo, hasta el siguiente evento de servicio programado.

La invención refiere además a una turbina eólica que comprende un sistema de acuerdo con el segundo aspecto de la invención.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

15 La invención se describirá a continuación en mayor detalle con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

Las figuras 1a-1c ilustran sensores dispuestos en una caja de engranajes y un generador,

La figura 2 ilustra el tiempo de vida restante esperado de un componente en varios niveles de alarma y para diversas estrategias de control,

La figura 3 ilustra el tiempo de vida restante esperado de un componente bajo una estrategia de control alternativa,

20 Las figuras 4a y 4b muestran las curvas de distribución de viento de un sitio específico durante enero y febrero, respectivamente, para tres años posteriores,

La figura 5a muestra las velocidades de viento promedio mensuales de un sitio específico para dos años posteriores,

La figura 5b muestra la desviación estándar mensual de las velocidades de viento de un sitio específico para dos años posteriores,

25 La figura 6 es una curva de potencia de salida de acuerdo con un modo de realización de la invención;

La figura 7 es un diagrama que ilustra un sistema de acuerdo con un modo de realización de la invención,

La figura 8 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento de acuerdo con un modo de realización de la invención, y

30 La figura 9 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento de acuerdo con un modo de realización alternativo de la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS DIBUJOS

35 La figura 1a es una vista lateral de una caja de engranajes 1 de una turbina eólica, la figura 1b es una vista superior de la caja de engranajes 1 de la figura 1a, y la figura 1c es una vista lateral de un generador 2 de la turbina eólica. La caja de engranajes 1 y el generador 2 se proporcionan con un total de ocho acelerómetros 3-10 dispuestos en diversas posiciones de la caja de engranajes 1 y el generador 2. Los acelerómetros 3-10 se utilizan para detectar vibraciones en la caja de engranajes 1 o el generador 2, respectivamente, en sus respectivas posiciones. El resultado de las mediciones realizadas por los sensores 3-10 se analiza en un sistema de monitorización de estado (CMS), y en base al análisis, se derivan un estado de salud de la caja de engranajes 1 y un estado de salud del generador 2. Por lo tanto, si uno o más de los sensores 3-8 dispuestos en la caja de engranajes 1 presentan un nivel de vibración elevado, esto es una indicación de que la caja de engranajes 1 está en un estado de salud no óptimo. El CMS dispara entonces un nivel de alarma correspondiente para la caja de engranajes 1. Del mismo modo, si uno o ambos sensores 9, 10 dispuestos en el generador 2 miden un nivel de vibración elevado, se concluye que el generador 2 está en un estado de salud no óptimo, y se dispara un nivel de alarma correspondiente para el generador 2.

45 La caja de engranajes 1 y/o el generador 2 pueden alternativa o adicionalmente estar provistos de otros tipos de sensores, como sensores de temperatura, que pueden utilizarse para medir un parámetro indicativo del estado de salud del componente. Además, la caja de engranajes 1 y/o el generador 2 pueden estar provistos de cualquier número de sensores en modos de realización alternativos.

50 La figura 2 es un gráfico que ilustra el tiempo de vida restante esperado de un componente después de detectarse un nivel de alarma dado y para diversas estrategias de control. El componente puede ser, por ejemplo, la caja de engranajes 1 de las figuras 1a y 1b o el generador 2 de la figura 1c. En el gráfico el nivel de vibraciones del

componente se representa en función del tiempo. Se marcan cuatro niveles de vibración correspondientes a cuatro niveles de alarma, alarmas de nivel 2-5. Por lo tanto, cuando el nivel de vibración del componente alcanza el "nivel de alarma 2", se activa el nivel de alarma 2 para el componente. El nivel de alarma 5 es el nivel más grave, y cuando se alcanza este nivel, es muy probable que el componente se rompa y se tenga que detener la operación de la turbina eólica.

La curva etiquetada "Salida de potencia clase 5" ilustra el nivel de vibración en función del tiempo para el caso en que la turbina eólica se opere en potencia de salida clase 5. Se trazan tanto el nivel de vibración medio como la banda de intervalo de confianza del 95%. Cuando se alcanza el nivel de vibración correspondiente al nivel de alarma 2, el tiempo de vida restante esperado es el tiempo que transcurre desde la detección del nivel de alarma 2 hasta que se alcanza el nivel de alarma 5, y es más probable que el componente se rompa. Este intervalo de tiempo viene indicado como Δt .

En el gráfico, las curvas correspondientes se trazan ilustrando las situaciones en las que la turbina eólica se hace funcionar en las clases de potencia de salida 4, 3 y 1, respectivamente. Es evidente a partir del gráfico que se aumenta la vida útil restante esperada cuando la turbina eólica se opera en una clase de potencia de salida más baja.

Cabe señalar que en el presente contexto el término "clase de salida de potencia" debería interpretarse en el sentido de un intervalo de potencia de salida de la turbina eólica. Para una turbina eólica específica con una potencia de salida nominal dada, los niveles de potencia se dividen en intervalos adecuados, y la clase de potencia más alta se corresponde con, o prácticamente con, la potencia nominal. Por ejemplo, para una plataforma de 2,0 MW, la clasificación de potencia podría ser la siguiente:

Clase de salida de potencia	1	2	3	4	5
Valor de potencia P_w (MW)	$P_w \leq 0,7$	$0,7 < P_w \leq 1,2$	$1,2 < P_w \leq 1,5$	$1,5 < P_w \leq 1,8$	$1,8 < P_w$

Como otro ejemplo, la clasificación de potencia para una plataforma de 3,0 MW podría ser la siguiente:

Clase de salida de potencia	1	2	3	4	5
Valor de potencia P_w (MW)	$P_w \leq 0,9$	$0,9 < P_w \leq 1,5$	$1,5 < P_w \leq 2,1$	$2,1 < P_w \leq 2,65$	$2,65 < P_w$

Las curvas mostradas en la figura 2 se pueden obtener a partir de mediciones obtenidas a partir de un gran número de componentes idénticos o similares. Se pueden trazar muchas curvas que representen el nivel de vibración en función del tiempo de ejecución después de activarse un nivel de alarma dado. Una curva, por ejemplo, indica que la turbina podría funcionar más del 80% de la vida útil restante con salida de potencia clase 5. U otra curva, por ejemplo, indica que la turbina podría funcionar más de 80% de la vida útil restante con salida de potencia clase 4, etc. A partir de todas esas curvas de referencia, se infiere que la turbina puede funcionar con diferentes esquemas de control a través del ajuste del tiempo en el que se opera el componente en las diferentes clases de potencia de salida después de haberse detectado el nivel de alarma dado.

La figura 3 es un gráfico que ilustra el tiempo de vida restante esperado de un componente bajo una estrategia de control de acuerdo con un modo de realización alternativo. De acuerdo con esta estrategia de control, cuando se alcanza el nivel de vibración correspondiente a nivel de alarma 2, el tiempo de vida útil restante esperado es Δt si la turbina eólica se hace funcionar en salida de potencia clase 5 durante más del 80% de la vida útil restante. Esto se ilustra en la curva "Salida de potencia clase 5".

Si resulta que Δt es más corto que el tiempo hasta el próximo evento de servicio programado, entonces se puede reducir el rendimiento de la turbina eólica para que sea operada en salida de potencia clase 4 durante más del 80% del tiempo de vida restante cuando se alcanza el nivel de vibración correspondiente a nivel de alarma 3. Esto se ilustra en la curva "Salida de potencia clase 4". De este modo el tiempo de vida útil restante esperado se extiende en $\Delta t+$ en comparación con la situación en la que la turbina eólica se opera en salida de potencia clase 5.

Si resulta, que la vida útil restante esperada extendida $(\Delta t) + (\Delta t+)$ es también menor que el tiempo hasta el próximo evento de servicio programado, se puede reducir entonces aún más el rendimiento de la turbina eólica para que sea operada en salida de potencia clase 3 durante más del 80% de la vida útil restante cuando se alcanza el nivel de

vibración correspondiente al nivel de alarma 4. Esto se ilustra en la curva "Salida de potencia clase 3". De este modo el tiempo de vida restante esperado se extiende aún más en Δt_{++} en comparación con la situación en la que la turbina eólica se opera en salida de potencia clase 5. Si esto sigue siendo insuficiente para obtener una vida útil restante prevista deseada, se debe considerar entonces una reducción de potencia aún mayor, o se puede programar un evento de servicio adicional con el fin de reparar o reemplazar el componente.

Las figuras 4a y 4b muestran las curvas de distribución de viento en un sitio específico durante enero (figura 4a) y febrero (figura 4b), respectivamente, para tres años posteriores, es decir, 2007, 2008 y 2009. A partir de la figura 4a se observa que la velocidad promedio del viento en enero de 2007 y la velocidad promedio del viento en enero de 2008 fueron casi idénticas. Sin embargo, la desviación estándar de la velocidad del viento en enero de 2007 fue algo más grande que la desviación estándar de la velocidad del viento en enero de 2008. La velocidad media del viento en enero de 2009 fue algo menor que la velocidad media del viento de enero de 2007 y 2008.

A partir de la figura 4b se observa que las velocidades medias del viento en febrero de 2007, 2008 y 2009 fueron muy similares, la velocidad media del viento en febrero de 2009 es ligeramente inferior a los dos años anteriores. La desviación estándar de la velocidad del viento en febrero de 2008 es algo mayor que la desviación estándar de la velocidad del viento de febrero de 2007 y de febrero de 2009.

Comparando las figuras 4a y 4b se observa que la velocidad media del viento en enero es generalmente más alta que la velocidad media del viento en febrero. Por lo tanto, se pueden esperar de forma general velocidades de viento más altas durante el mes de enero que durante el mes de febrero. Utilizando todas las mediciones de velocidad de viento realizadas en 2007, 2008 y 2009, y preferiblemente las mediciones realizadas durante otros muchos años, se proporciona un buen material estadístico que puede utilizarse para estimar o predecir la velocidad de viento esperada en el sitio durante el próximo mes. Como se describió anteriormente, esto se puede utilizar para determinar si la turbina eólica debe ser operada en un estado reducido con el fin de ajustar el tiempo de vida restante esperado a un tiempo de vida restante deseado. Por ejemplo, en el caso en que los datos estadísticos de viento obtenidos empíricamente del sitio de la turbina eólica indiquen la probabilidad de que ocurra una velocidad de viento relativamente alta durante el mes o los meses próximos, se puede concluir entonces que una producción de potencia máxima de la turbina eólica dará muy probablemente como resultado un gran desgaste en un componente, dando lugar a una alarma. Bajo estas circunstancias, podría ser necesario operar la turbina eólica en un estado de potencia reducida con el fin de obtener un tiempo de vida restante esperado suficientemente largo para el componente. Por otro lado, si se espera que la velocidad de viento esperada en el mes o los meses próximos sea relativamente baja, entonces podría no sea necesario operar la turbina eólica en un estado de potencia reducida.

La figura 5a muestra las velocidades de viento promedio mensuales de un sitio específico para los dos años siguientes, es decir, 2007 y 2008, y la figura 5b muestra la desviación estándar mensual de la velocidad del viento del sitio para el 2007 y el 2008. La figura 5a muestra una clara tendencia a velocidades de viento mayores durante la estación invernal y a velocidades del viento más bajas durante la temporada estival. Los gráficos de las figuras 5a y 5b se han obtenido a partir de curvas del tipo mostrado en las figuras 4a y 4b. Como se explicó anteriormente, los datos de viento empíricos obtenidos de esta manera se pueden utilizar para determinar si la turbina eólica debe ser operada en un estado de potencia reducida con el fin de obtener un tiempo de vida restante esperado deseado para que un componente dé lugar a una alarma.

La figura 6 es una curva de potencia de salida de una turbina eólica de acuerdo con un modo de realización de la invención. La turbina eólica tiene una potencia nominal de 3 MW. A velocidades de viento bajas la producción de energía es cero. A la velocidad de viento de conexión, alrededor de 4 m/s, la turbina eólica empieza a producir energía en la clase de potencia 1. A medida que la velocidad del viento aumenta, la producción de energía también aumenta, hasta alcanzarse la potencia nominal de 3 MW a una velocidad de viento de 14 m/s. Con velocidades de viento mayores, la potencia de salida se limita a la potencia nominal. Los intervalos de potencia correspondientes a las salidas de potencia clase 1 y 2 se marcan. La curva de potencia de salida de la figura 6 se incluye meramente con el fin de ilustrar el concepto de clases de salida de potencia.

La figura 7 es un diagrama que ilustra un sistema de acuerdo con un modo de realización de la invención. En una turbina eólica 11, un sistema de sensores 12 obtiene datos relacionados con el estado de salud de uno o más componentes de la turbina eólica 11. El sistema de sensores 12 puede, por ejemplo, ser o comprender los sensores ilustrados en las figuras 1a-1c. Las señales de los sensores del sistema de sensores 12 se transfieren a un centro de datos 14. El centro de datos 14 también puede recibir información adicional, como información sobre el viento y el sitio 15. El centro de datos 14 procesa la entrada recibida y alimenta una señal a un terminal 19 del sistema de operación basada en el estado (CBO). En el terminal 19 del sistema CBO, un analizador de modo de fallo 20 analiza la información recibida desde el centro de datos 14. Basándose en el análisis, se determina un nivel de alarma para uno o más componentes de la turbina eólica 11. A continuación, se calcula el tiempo de vida restante esperado de uno o más componentes mediante un calculador de tiempo de vida útil restante (RUL) 21.

Si resulta que el tiempo de vida restante esperado de al menos un componente es más corto que el tiempo para el siguiente evento de servicio programado para la turbina eólica 11, o el tiempo para el siguiente período de poco viento, entonces se puede reducir la potencia de operación de la turbina eólica 11, por ejemplo, como se ha descrito anteriormente, por medio de un control de reducción de potencia 22.

La figura 8 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento de acuerdo con un modo de realización de la invención. El proceso tiene inicio en la etapa 26. En la etapa 27 se miden los parámetros de salud de uno o más componentes, por ejemplo, por medio de sensores dispuestos en o cerca de los componentes relevantes. En base a los parámetros medidos, se determina un nivel de alarma para al menos uno de los componentes en la etapa 28. En base al nivel de alarma, y posiblemente en información adicional, como los datos obtenidos empíricamente sobre el viento y el sitio y/o sobre el comportamiento del componente, se calcula el tiempo de vida útil restante (RUL) esperado para el componente en la etapa 29. En la etapa 30 se investiga si el RUL calculado es o no lo suficientemente largo como para permitir que la turbina eólica funcione hasta el próximo evento de servicio programado. Si este es el caso, la turbina eólica se opera de acuerdo con una estrategia de control de salida de potencia máxima, como se indica en la etapa 31. Posteriormente, el proceso se devuelve a la etapa 27, donde se miden nuevamente los parámetros de salud de uno o más componentes.

En el caso en que la etapa 30 revele que el RUL calculado es insuficiente para permitir el funcionamiento de la turbina eólica hasta el próximo evento de servicio programado, entonces la turbina eólica se operará en un estado de potencia reducida, como se indica en la etapa 32. Posteriormente, el proceso se devuelve a la etapa 27, donde se miden nuevamente los parámetros de salud de uno o más componentes. La reducción de potencia puede realizarse, por ejemplo, ajustando el tiempo de operación de la turbina eólica en las diferentes clases de salida de potencia de tal manera que, al menos para algo del tiempo de vida útil restante, la turbina eólica se opere a una clase de salida de potencia que sea inferior a la clase de salida de potencia más alta posible que podría seleccionarse bajo las circunstancias dadas. La reducción de potencia se puede realizar de forma ventajosa como se describió anteriormente en referencia a la figura 2 o la figura 3.

La figura 9 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento de acuerdo con un modo de realización alternativo de la invención. El proceso tiene inicio en la etapa 33. En la etapa 34, se determina un nivel de alarma para al menos un componente de la turbina eólica, y se calcula el tiempo de vida útil restante (RUL) del componente. El nivel de alarma podría determinarse, por ejemplo, sobre la base de los parámetros de salud medidos como se ha descrito anteriormente.

En la etapa 35 se estima una velocidad de viento esperada dentro de un periodo futuro inmediato. El período podría ser, de forma ventajosa, sustancialmente el RUL que se calculó en la etapa 34. La velocidad de viento esperada se puede estimar sobre la base de datos de viento empíricos, como los datos de viento del tipo ilustrado en las figuras 4a-5b. Por lo tanto, cuando se conoce la época del año, se puede estimar la velocidad de viento esperada para el mes siguiente o dentro del par de meses siguientes, en función de los datos de viento obtenidos empíricamente y procesados estadísticamente del sitio, que son relevantes para la época específica del año.

En la etapa 36, la velocidad de viento esperada, que fue estimada en la etapa 35, se compara con un umbral de velocidad de viento, V_{thres} . En el caso en que la velocidad de viento esperada sea inferior al valor de umbral, se determina que la reducción de potencia de la turbina eólica no es necesaria con el fin de obtener un RUL deseado. Por consiguiente, la turbina eólica se opera de manera tal que se mantiene un nivel de potencia de salida, preferiblemente, de manera tal que se consiga una salida de potencia máxima posible, en la etapa 37. Posteriormente, el proceso se devuelve a la etapa 34, donde se determina una vez más un nivel de alarma.

Por otro lado, si la velocidad de viento esperada es superior al valor de umbral, entonces se determina que se espera que la velocidad del viento sea tan alta que el RUL se vea afectada si no se reduce el rendimiento de la turbina eólica. En consecuencia, se reduce el rendimiento de la turbina eólica en la etapa 38. Posteriormente, el proceso se devuelve a la etapa 34, donde se determina una vez más un nivel de alarma. De manera similar a la situación descrita anteriormente con referencia a la figura 8, la reducción de potencia se puede realizar de forma ventajosa como se describe en referencia a la figura 2 o la figura 3.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de control de funcionamiento de una turbina eólica (11), que comprende las etapas de:
- 5 - determinar (28, 34) un nivel de alarma para al menos un componente (1, 2) de la turbina eólica (11), en el caso en que un nivel de alarma de al menos un componente (1, 2) exceda un nivel predefinido:
- estimar (29, 34) un tiempo de vida restante esperado para dicho componente (1, 2) bajo las condiciones de funcionamiento actuales, y
- 10 - controlar (31, 32, 37, 38) el funcionamiento de la turbina eólica (11) con el fin de ajustar el tiempo de vida restante esperado para dicho componente (1, 2) a un tiempo de vida restante esperado deseado para dicho componente (1, 2),
- caracterizado por que la etapa de control (31, 32, 37, 38) de funcionamiento de la turbina eólica (11) comprende las etapas de:
- estimar (35) una velocidad de viento esperada en el sitio de la turbina eólica (11) durante el tiempo de vida restante estimado esperado de dicho componente (1, 2),
- 15 - en el caso en que la velocidad de viento esperada sea inferior a un valor de umbral predefinido, controlar (37) de la operación de la turbina eólica (11) para mantener un nivel de potencia de salida de la turbina eólica (11), y
- en el caso en que la velocidad de viento esperada sea superior al valor de umbral predefinido, controlar (38) la operación de la turbina eólica (11) para reducir el nivel de potencia de salida de la turbina eólica (11).
2. Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la etapa de determinación (28, 34) de un nivel de alarma para al menos un componente (1, 2) de la turbina eólica (11) comprende las etapas de:
- 20 - obtener (27) datos relacionados con el estado de salud de uno o más componentes (1, 2) de la turbina eólica (11), y
- determinar (28, 34) un nivel de alarma para al menos uno de los componentes (1, 2), sobre la base de los datos obtenidos.
- 25 3. Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 2, en el que la etapa de obtención (27) de datos relacionados con el estado de salud de uno o más componentes (1, 2) comprende medir uno o más parámetros de cada componente (1, 2) por medio de uno o más sensores (3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10).
4. Un procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa de estimación (29, 34) de un tiempo de vida restante esperado para dicho componente (1, 2) se realice sobre la base de los datos obtenidos empíricamente.
- 30 5. Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 4, en el que los datos obtenidos empíricamente comprendan datos relativos a la velocidad y/o dirección del viento en el sitio de la turbina eólica (11).
6. Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 4 o 5, en el que los datos obtenidos empíricamente comprendan datos relativos a tiempos de vida de componentes idénticos o similares a dicho componente (1, 2).
- 35 7. Un procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa de control (31, 32, 37, 38) de la turbina eólica (11) comprenda la reducción (32, 38) de producción de energía de la turbina eólica (11) con el fin de extender el tiempo de vida restante esperado de dicho componente (1, 2) a un mantenimiento programado próximo de la turbina eólica (11).
8. Un procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa de estimación (35) de una velocidad de viento esperada se realiza sobre la base de datos de viento obtenidos empíricamente.
- 40 9. Un procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además la etapa de programación del mantenimiento de la turbina eólica (11) en el caso en que el nivel de alarma del componente (1, 2) permanece por encima del nivel predefinido después de reducirse el nivel de potencia de salida de la turbina eólica (11).
- 45 10. Un sistema para controlar el funcionamiento de una turbina eólica (11), que comprende:
- una unidad de alarma (20) adaptada para determinar un nivel de alarma para al menos un componente (1, 2) de la turbina eólica (11),

- un calculador de tiempo de vida (21) adaptado para determinar un tiempo de vida restante esperado para dicho componente (1, 2), y
 - una unidad de control (22) adaptada para controlar el funcionamiento de la turbina eólica (11) en respuesta a un tiempo de vida restante esperado determinado,
- 5 caracterizado por que la unidad de control (22) está adaptada para:
- estimar (35) una velocidad de viento estimada en el sitio de la turbina (11) durante el tiempo de vida restante estimado esperado de dicho componente (1, 2),
 - en el caso en que la velocidad de viento esperada estimada sea inferior a un valor de umbral predefinido, controlar (37) el funcionamiento de la turbina eólica (11) para mantener un nivel de potencia de salida de la turbina eólica (11), y
 - en el caso en que la velocidad de viento esperada estimada sea superior al valor de umbral predefinido, controlar (38) el funcionamiento de la turbina eólica (11) para reducir el nivel de potencia de salida de la turbina eólica (11).
- 10
11. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 10, en el que la unidad de alarma (20) comprende una unidad de recogida de datos (12, 14) para la obtención de datos relacionados con el estado de salud de uno o más componentes (1, 2) de la turbina eólica (11).
- 15
12. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 11, en el que la unidad de recogida de datos (12, 14) comprende uno o más sensores (3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10) dispuestos en o en las proximidades de los componentes (1, 2).
13. Un sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 10-12, en el que la unidad de control (22) esté adaptada para reducir el nivel de potencia de salida de la turbina eólica (11).
- 20 14. Una turbina eólica (11) que comprende un sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 10-13.

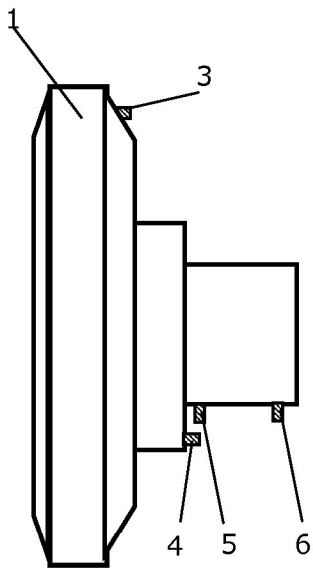


Fig. 1a

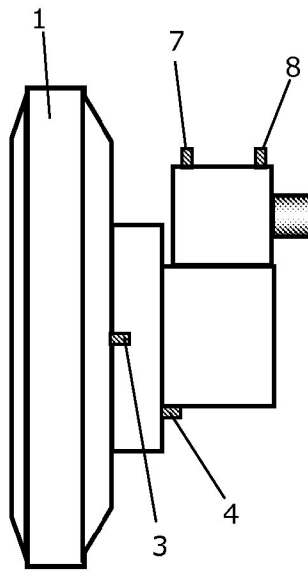


Fig. 1b

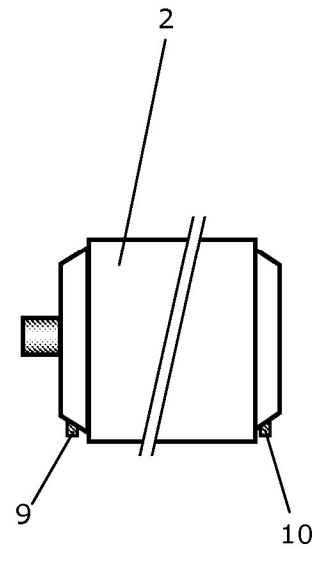


Fig. 1c

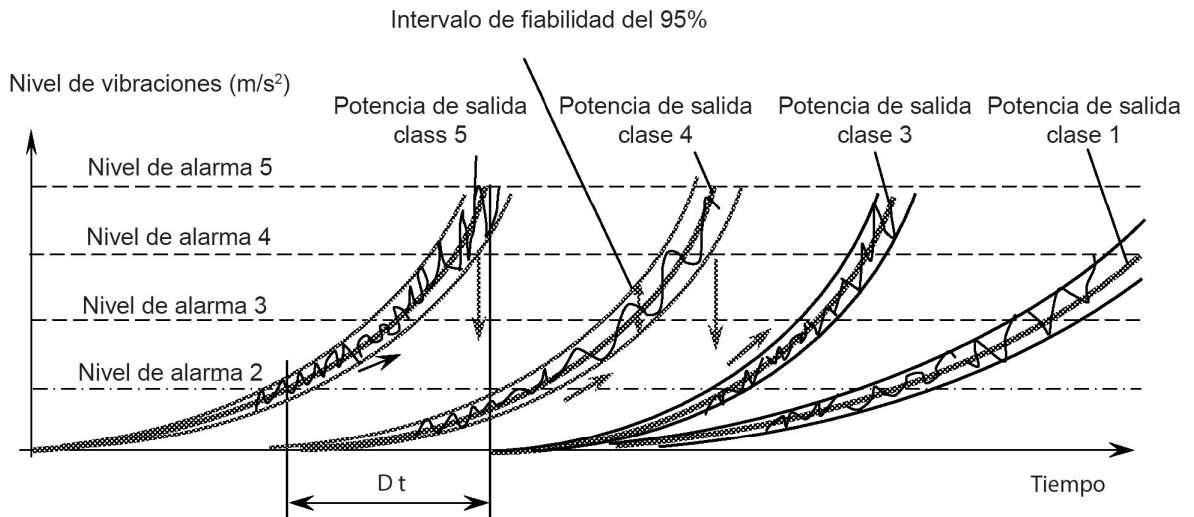


Fig. 2

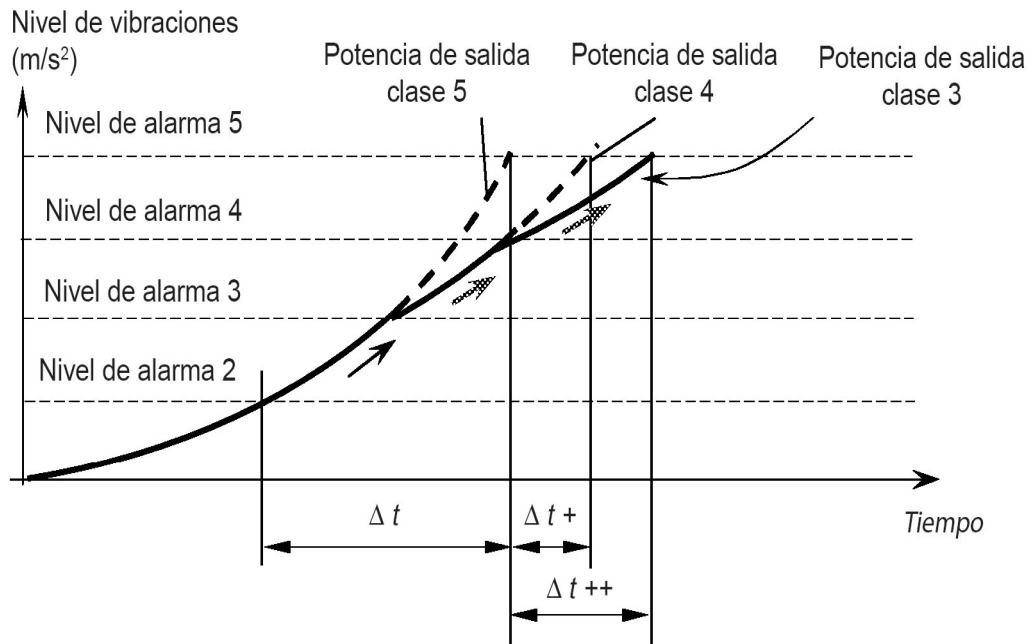


Fig. 3

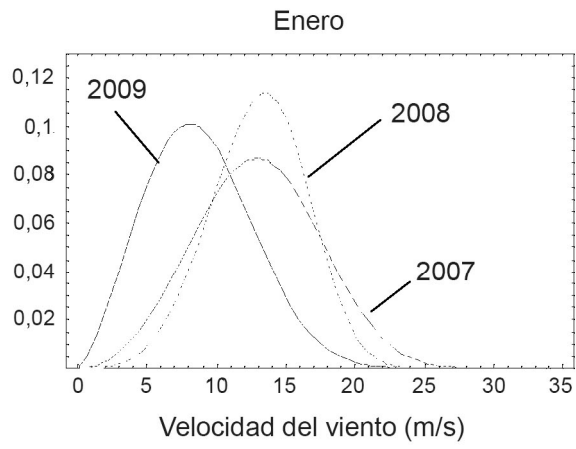


Fig. 4a

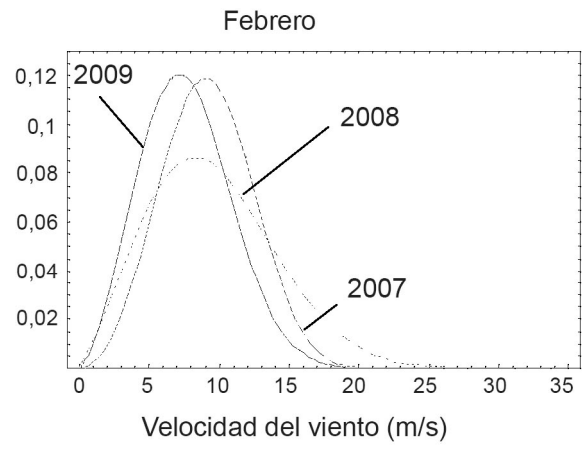


Fig. 4b

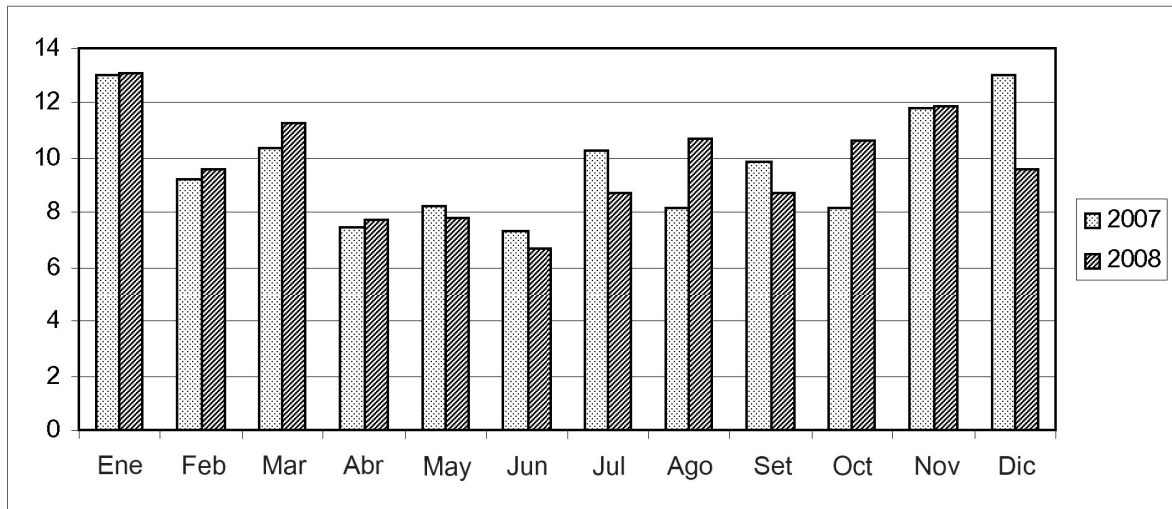


Fig. 5a

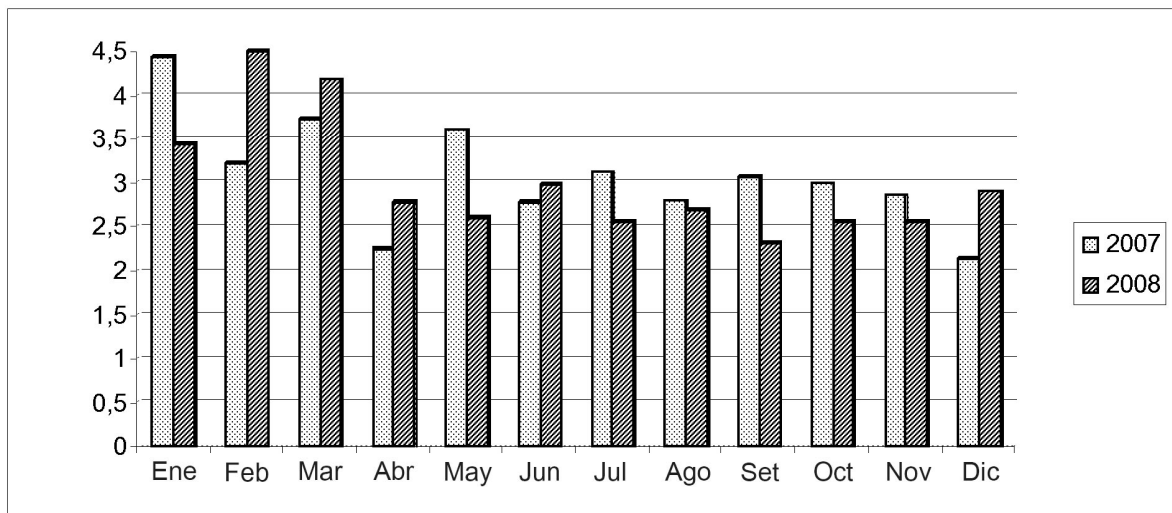


Fig. 5b

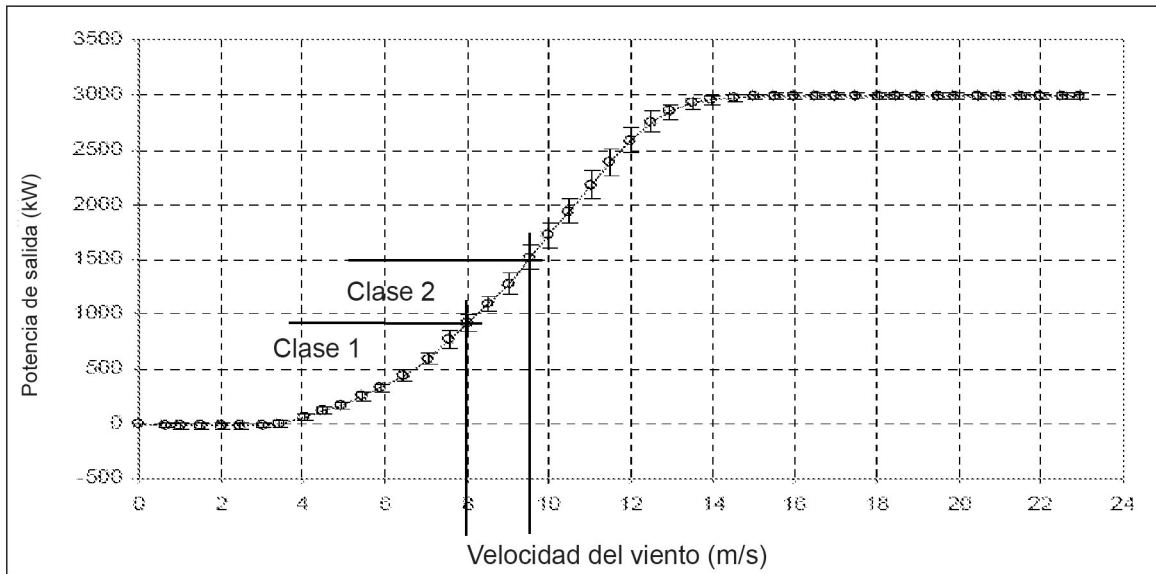


Fig. 6

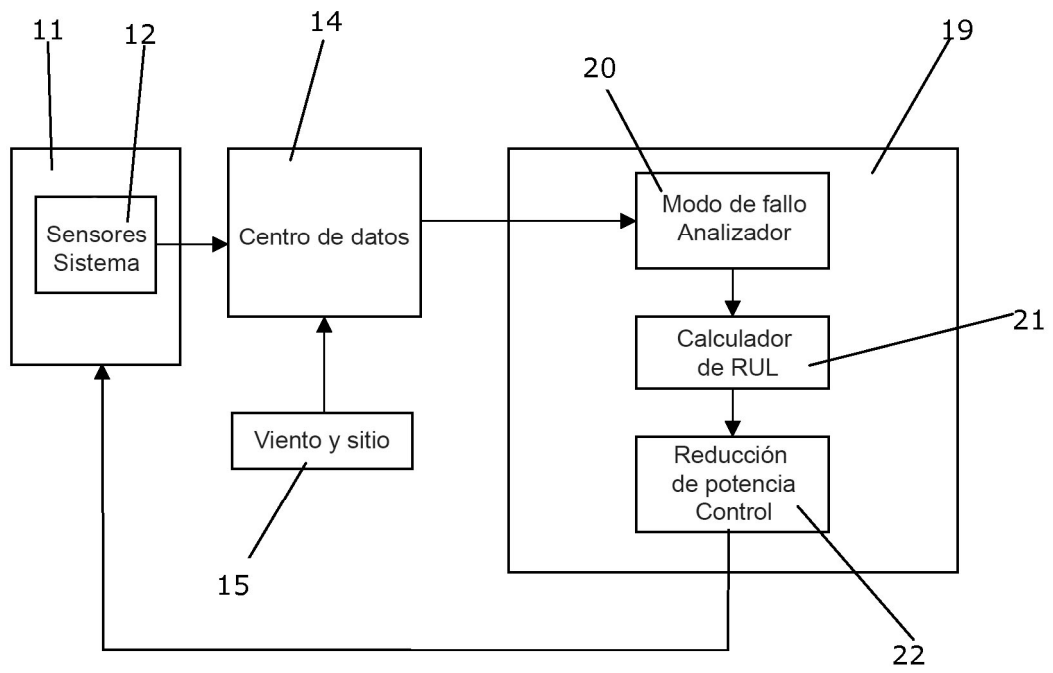


Fig. 7

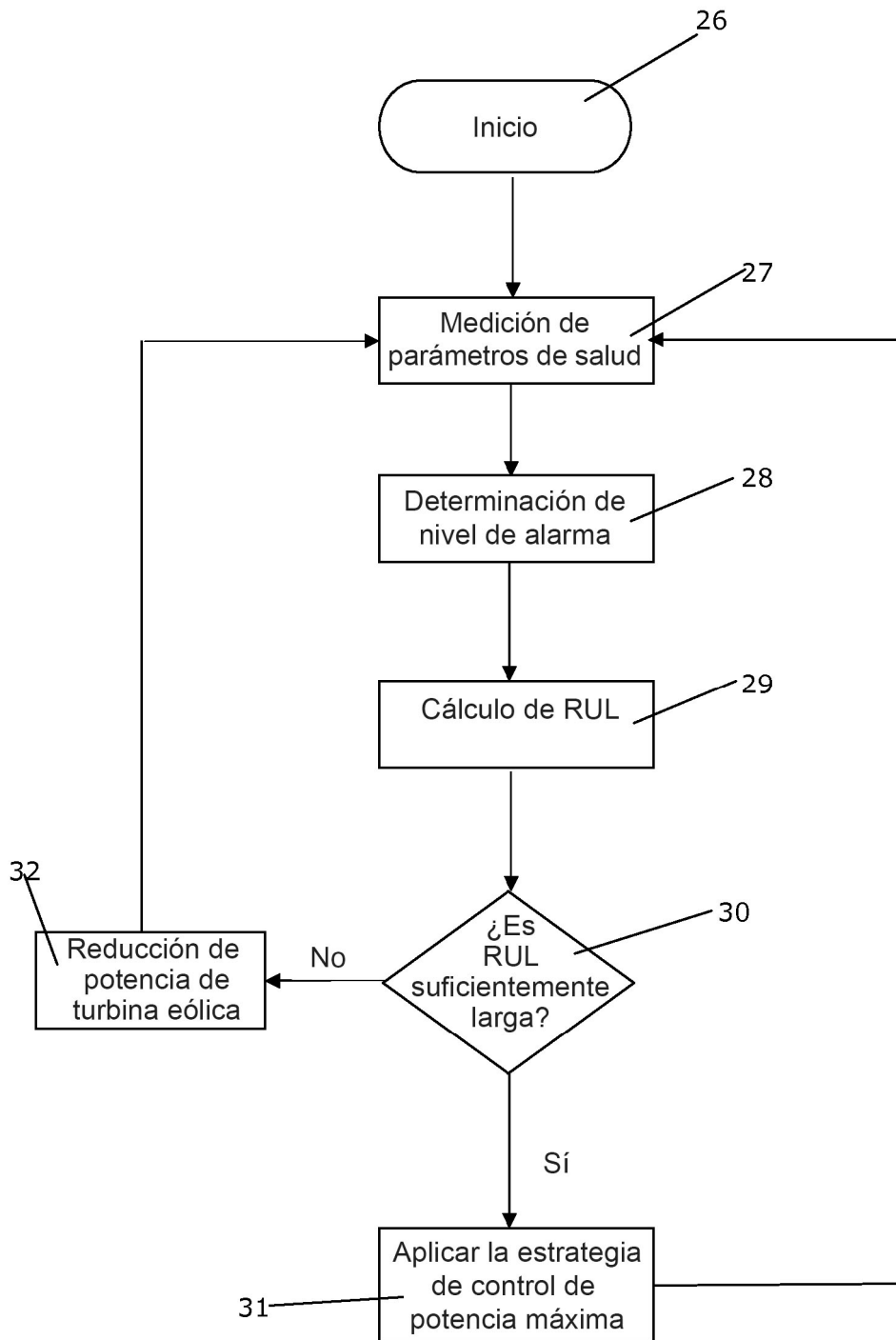


Fig. 8

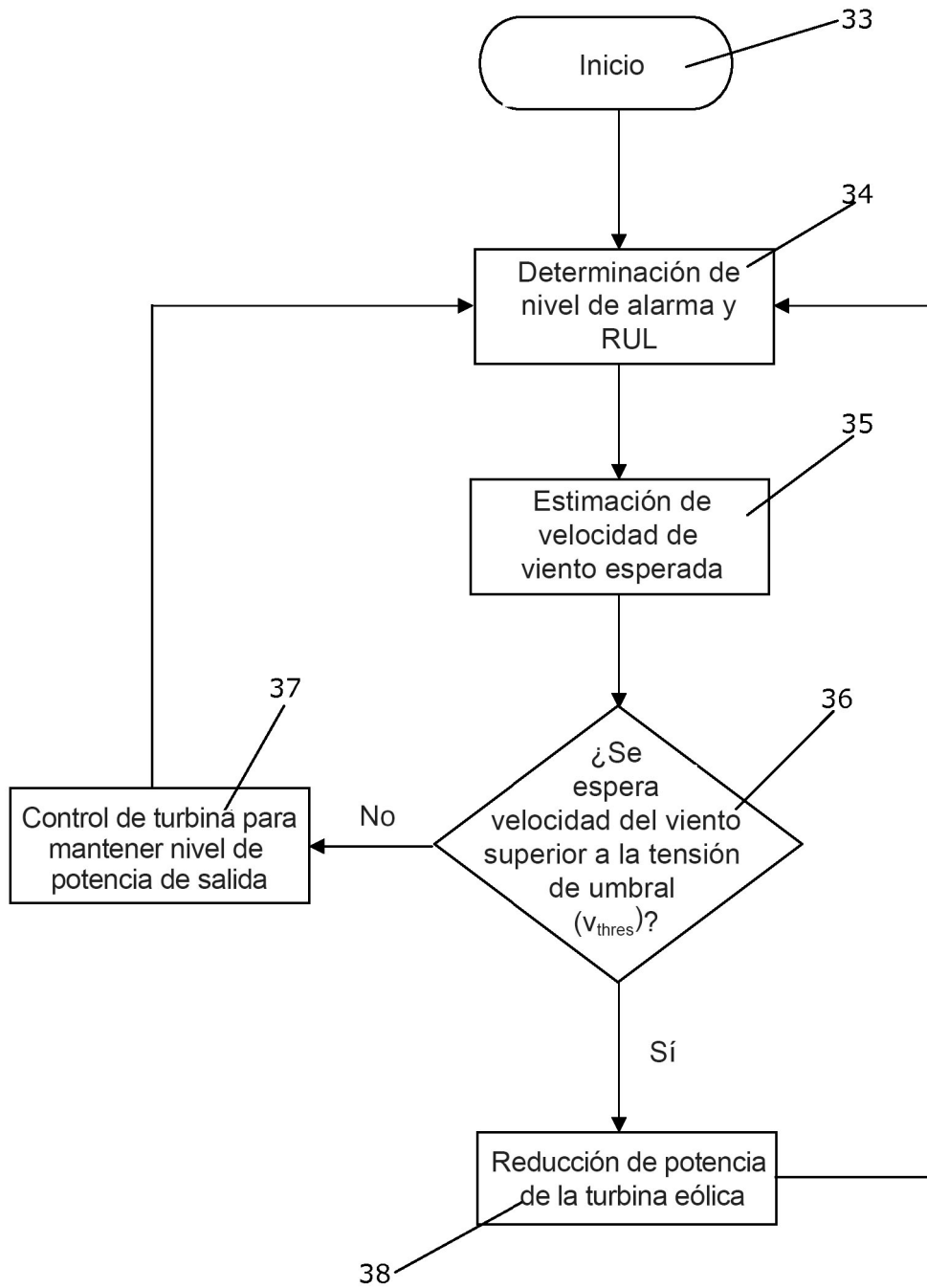


Fig. 9