(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 661 255**

(51) Int. CI.:

F03D 7/04 (2006.01)

(12) TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA T3

(86) Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **28.09.2012 PCT/DK2012/050363**

(87) Fecha y número de publicación internacional: **04.04.2013 WO13044925**

(96) Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **28.09.2012 E 12778223 (3)**

(97) Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.02.2018 EP 2766600**

(54) Título: **Control de turbinas eólicas**

(30) Prioridad:

30.09.2011 DK 201170539 P
30.09.2011 US 201161541121 P

(45) Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
28.03.2018

(73) Titular/es:

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

(72) Inventor/es:

TURNER, JUDITH;
SPRUCE, CHRIS y
BOWYER, ROBERT

(74) Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

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

Control de turbinas eólicas

La presente invención se refiere al control de turbinas eólicas y de plantas de generación eólica y, en particular a métodos y aparatos de control que tienen en cuenta las condiciones de la turbina eólica cuando toman decisiones de control.

La potencia nominal de una turbina eólica se define en la norma IEC 61400 como la salida de potencia eléctrica continua máxima para la que se diseña una turbina eólica para ser conseguida en condiciones de operación y externas normales. Las grandes turbinas eólicas comerciales se diseñan en general para una vida útil de 20 años y su salida de potencia nominal tiene en cuenta esta vida útil.

Las turbinas eólicas se operan comúnmente como parte de una planta de generación eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas. El documento US-A-6.724.097 divulga la operación de una planta eólica de ese tipo. Se determina la salida de cada turbina y se controlan una o más turbinas de modo que se reduce la potencia de salida de una o más turbinas si la salida total excede la salida nominal de la planta. Dicha disposición es útil cuando la suma de las potencias nominales individuales puede superar la salida nominal de la planta de generación eólica, pero en cualquier otro momento no todas las turbinas pueden estar operando a plena capacidad; algunas pueden estar paradas para mantenimiento y algunas pueden estar experimentando unas condiciones de viento inferiores a las ideales.

Mientras que el planteamiento tomado en el documento US-A-6.724.097 intenta evitar la sobreproducción por una planta de generación eólica, la salida total de la planta puede no alcanzar la potencia nominal de la planta si algunas turbinas están paradas, por ejemplo para mantenimiento, o no están operando a su potencia nominal, por ejemplo debido a que las condiciones de viento locales en esas turbinas no permiten que se consiga la salida de potencia nominal. Es económicamente deseable, por lo tanto, reforzar la salida de una o más de las turbinas para incrementar la salida total de la planta de generación hasta su salida nominal. Sin embargo, dichos refuerzos se arriesgan a dañar las turbinas.

El documento US-A-6.850.821 o el documento EP1911968 divulgan un controlador de turbina eólica que tiene las condiciones de esfuerzos medidas como una entrada permitiéndole controlar la potencia de salida en función de los esfuerzos medidos. Por tanto, por ejemplo, la salida de potencia puede reducirse con condiciones de viento muy turbulentas en comparación con condiciones menos turbulentas que tengan la misma velocidad de viento promedio. El documento US-A-2006 0273595 divulga la operación de forma intermitente de una planta de generación eólica con una salida de potencia nominal incrementada, basándose en una evaluación de los parámetros de operación con respecto a los valores de diseño de componentes e incrementando intermitentemente la potencia de salida de la turbina eólica basándose en la evaluación. La presente invención se dirige a proporcionar métodos y aparatos mejorados para el control de turbinas eólicas.

De acuerdo con la invención se proporciona un controlador para una turbina eólica, que comprende un optimizador de turbina y un estimador de uso de vida útil, el optimizador de turbina produce la salida de puntos de consigna para parámetros de operación de la turbina eólica basándose en una entrada de demanda de potencia, en el que la entrada de demanda de potencia es una demanda de sobreexplotación, y una entrada desde el estimador de uso de vida útil, en el que el estimador de uso de vida útil calcula una medida de la vida de fatiga consumida por cada uno de la pluralidad de componentes de la turbina basándose en un algoritmo de uso de vida útil para cada componente, operando los algoritmos de uso de vida útil sobre valores de variables que afectan a la vida útil de fatiga de los componentes, obteniéndose los valores a partir de, o deducidos de, sensores en la turbina eólica.

La invención también proporciona un método de control de una turbina eólica, que comprende la obtención de valores de variables que afectan a la vida útil de fatiga de uno o más componentes de la turbina desde sensores de turbina, aplicando un algoritmo de uso de vida útil de fatiga a las variables para determinar una medición de la vida de fatiga consumida por cada uno de una pluralidad de componentes de turbina, introduciendo las medidas del consumo de vida de fatiga y la demanda de potencia a un optimizador de turbina, y generando puntos de consigna para parámetros de operación de la turbina eólica por parte del optimizador de turbina.

La invención proporciona adicionalmente un método de sobreexplotación de una turbina eólica que comprende recibir una señal de demanda de sobreexplotación desde un controlador de la planta de generación, determinar una medición de la vida de fatiga consumida por cada uno de una pluralidad de componentes de la turbina basándose en un algoritmo de uso de vida útil para cada componente y valores de parámetros detectados para ese componente, generando y enviando a la turbina al menos uno de entre una potencia, un punto de consigna de par con el punto de consigna de demanda de sobreexplotación, en el que los puntos de consigna de sobreexplotación no se envían a las turbinas si la medida de la vida de fatiga consumida excede un valor objetivo para un componente.

Las realizaciones de la invención tienen la ventaja de que señales de punto de consigna tales como potencia y par son condicionales sobre la condición estimada de los componentes de turbina. El uso de vida de fatiga de

componentes claves puede estimarse a partir de parámetros detectados o parámetros deducidos a partir de los parámetros detectados en conjunto con un algoritmo de uso de vida útil de fatiga apropiado. Una vez se ha calculado el uso de vida útil de fatiga puede compararse con el uso de vida útil objetivo de los componentes, basándose por ejemplo en el tiempo desde la puesta en servicio. Si el uso de vida de fatiga estimado de cualquier componente está por encima del objetivo, puede suprimirse la sobreexplotación de la turbina. Esto permite que se consiga una sobreexplotación sin riesgo de daños a los componentes de la turbina y sin el riesgo de acortar la vida de los componentes lo que podría contrarrestar los beneficios financieros de la sobreexplotación.

En una realización de la invención, la salida de puntos de consigna por el optimizador de la turbina son puntos de consigna de par y velocidad. La entrada desde el estimador de uso de vida útil puede comprender uno o ambos de entre una medición de la vida de fatiga consumida por cada componente y de una medición de la tasa de uso de la vida de fatiga por cada componente. La medición del uso de vida de fatiga permite que se realice una determinación de la situación global de un componente mientras que la medición de la tasa de uso de tasa de fatiga permite que se impida la sobreexplotación si la vida de fatiga está consumiéndose muy rápidamente, incluso aunque la vida de fatiga actual sea menor que el objetivo en ese momento.

La medición de la tasa de cambio de la vida usada puede permitir también la identificación de la influencia de las Fatigas de Ciclo Corto (LCF, del inglés "Low-Cycle Fatigue"), dado que la finalización de cada ciclo único de esfuerzos o tensiones grandes y de larga duración dará como resultado un cambio grande brusco en la vida útil usada, lo que puede detectarse como un evento y usarse para moderar la sobreexplotación en respuesta a la misma.

En una realización los cálculos de uso de vida útil se implementan en una turbina que ya ha estado en servicio y registrado datos históricos de la operación de la turbina. Los datos históricos pueden usarse entonces por medio de los cálculos apropiados para ajustar los valores iniciales para los estimadores de uso de vida útil y para ajustar la estrategia inicial para el control de sobreexplotación. Mediante el ajuste de los valores iniciales puede evitarse la necesidad de operar la turbina con cálculos de uso de vida útil para un período inicial, típicamente de 1 año de operación, antes de que pueda implementarse una estrategia de control de sobreexplotación.

En una realización de la invención el optimizador de la turbina compara la proporción de la vida de fatiga consumida por los componentes con un consumo objetivo basándose en la edad del componente e impide la sobreexplotación de la turbina si la vida de fatiga consumida por cualquier componente es mayor que el consumo objetivo para ese componente. En otra realización el optimizador de la turbina compara la proporción de la vida de fatiga consumida por los componentes más dañados con un consumo objetivo basándose en la edad de ese componente e impide la sobreexplotación de la turbina si la vida de fatiga consumida es mayor que el consumo objetivo para ese componente.

En una realización, la sobreexplotación comprende la sobreexplotación en velocidad y par y en el que la vida de fatiga de cada componente es sensible a la velocidad, sensible al par o sensible a velocidad y par, en el que la sobreexplotación de la velocidad se excluye si el consumo de la vida de fatiga por un componente sensible a la velocidad excede el consumo objetivo, se excluye la sobreexplotación de par si el consumo de la vida de fatiga por un componente sensible al par excede el consumo objetivo y se excluye la sobreexplotación de velocidad y de par si el consumo de la vida de fatiga por un componente de par y velocidad excede el consumo ideal. Por tanto, la sobreexplotación solo se excluye si un componente dado está por encima de su vida de fatiga objetivo y es sensible al parámetro que está siendo sobreexplotado.

En una realización el optimizador de turbina comunica con un controlador de la planta de generación eólica y recibe la entrada de demanda de potencia desde el controlador de la planta de generación eólica. El controlador puede situarse en la turbina eólica para la que genera las señales de punto de consigna. El controlador puede comprender un almacén que almacena una librería de algoritmos de uso de vida útil, en el que se calcula el uso de vida útil para cada uno de los componentes usando al menos uno de los algoritmos. Dicha disposición es ventajosa dado que permite que se añadan nuevos algoritmos a la librería para estimar el uso de vida de fatiga para componentes adicionales o para proporcionar un nuevo algoritmo para componentes existentes.

Los componentes de la turbina de los que se estima la vida de fatiga pueden ser uno o más de entre componentes de pala, componentes de cojinete, componentes de control de paso de pala, árbol principal, caja de engranajes, generador, convertidor, transformador, sistema de orientación, torre o cimentación. Los componentes de pala pueden comprender la estructura de la pala, los cojinetes de la pala y los pernos de la pala.

En una realización, el algoritmo de uso de vida útil para un componente estima una tasa de ciclo y un valor medio de esfuerzos basándose en los valores de entrada recibidos. Los valores de ciclo y medios de esfuerzos pueden ser entradas a un algoritmo de daños del ciclo de esfuerzos que proporciona como su salida, la medida del consumo de vida de fatiga.

En una realización, el optimizador de la turbina recibe una entrada de restricciones operativas que indican restricciones sobre los parámetros de operación de la turbina. El optimizador de la turbina puede comprender un

selector de punto de consigna que recibe la entrada de demanda de potencia y la medida de la vida útil consumida por los componentes y calcula periódicamente los puntos de consigna de operación óptimos para los parámetros de la turbina, y una unidad de restricción que recibe los puntos de consigna óptimos, la medición del uso de vida útil y la demanda de potencia e impide el envío de puntos de consigna de sobreexplotación si la medición de la vida de fatiga consumida por un componente excede un valor objetivo, produciendo la unidad de restricción la salida de puntos de consigna de operación para la turbina a una frecuencia mayor que la frecuencia de recepción de puntos de consigna óptimos.

La invención también reside en una turbina eólica que tenga un controlador tal como se ha definido anteriormente.

La invención proporciona adicionalmente un controlador para una planta de generación eólica, comprendiendo la planta de generación una pluralidad de generadores de turbina eólica teniendo cada uno una pluralidad de componentes, y comprendiendo una pluralidad de componentes adicionales entre el generador de turbina eólica y una conexión a la red, comprendiendo el controlador un estimador de uso de vida útil de la turbina eólica para la estimación de una medición de la vida de fatiga consumida por los componentes, y un estimador de uso de vida útil de la planta de generación eólica para la estimación de una medición de la vida de fatiga consumida por la pluralidad de componentes adicionales.

Se describirán ahora realizaciones de la invención, solamente a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 es una vista esquemática de un régimen de control de planta de generación eólica conocido usando un controlador de planta de generación;
la figura 2 es un gráfico de la velocidad del viento contra potencia mostrando una curva de potencia para una turbina eólica típica;
la figura 3 es una vista esquemática de un régimen de control de planta de generación eólica que realiza la presente invención;
la figura 4 es una vista similar a la figura 3 que muestra un refinamiento del régimen de control;
la figura 5 es una vista similar a la figura 3 que muestra un refinamiento adicional del régimen de control;
la figura 6 es una vista esquemática de un controlador de punto de consigna de la planta de generación;
la figura 7 es un gráfico de par contra velocidad que muestra las restricciones de operación para una turbina eólica;
la figura 8 es un gráfico que ilustra el uso de una pendiente de control en sobreexplotación; y
la figura 9 es un gráfico que ilustra el uso de desplazamientos de control en la sobreexplotación;
las figuras 10 a) - d) ilustran relaciones entre la fatiga y la sobreexplotación;
la figura 11 ilustra un optimizador de turbina; y
la figura 12 ilustra cómo se impide la sobreexplotación cuando el uso de vida útil de un componente excede su límite de diseño con una edad del componente dada.

La siguiente descripción se dirige al control general de turbinas en una planta de generación de turbinas eólicas, al control de la potencia de salida desde esas turbinas, y a la optimización de los parámetros de operación tales como la velocidad y par dentro de las turbinas individuales basándose en los puntos de consigna proporcionados desde el controlador de la planta de generación. Describe los regímenes de control que se conciben tanto por un controlador de múltiples turbinas y se envían como órdenes a las turbinas individuales, y regímenes de control que se implementan por las turbinas individuales y se comunican a continuación al controlador de múltiples turbinas tal como a un controlador de la planta de generación.

La figura 1 muestra, esquemáticamente, una planta de generación eólica convencional 10 que comprende una pluralidad de turbinas eólicas 20 cada una de las cuales comunica con un controlador de la planta de generación PPC 30. El PPC 30 puede comunicar bidireccionalmente con cada turbina. Las turbinas envían la potencia a un punto de conexión de red 40 tal como se ilustra por la línea gruesa 50.

En la operación, y suponiendo que las condiciones del viento lo permitan, cada una de las turbinas eólicas 20 producirá una potencia activa máxima hasta su punto de consigna nominal. Esta es su potencia nominal tal como se específica por el fabricante. La potencia que se envía al punto de conexión de red es simplemente la suma de las salidas de cada una de las turbinas.

La figura 2 ilustra una curva de potencia convencional 55 de una turbina eólica que traza la velocidad del viento en el eje x contra la producción de potencia en el eje y. La curva 55 es la curva de potencia normal para la turbina eólica y define la salida de potencia por el generador de turbina eólica en función de la velocidad del viento. Como es bien conocido en la técnica, la turbina eólica comienza a generar potencia con una velocidad del viento de conexión Vmín. La turbina opera entonces en condiciones de parte de la carga (también conocida como carga parcial) hasta que se alcance la velocidad de viento nominal en el punto Vr. Con la velocidad del viento nominal en el punto Vr se alcanza la potencia de diseño (o nominal) del generador y la turbina estará operando a plena carga. La velocidad de viento de conexión en una turbina eólica típica es de 3 m/s y la velocidad de viento nominal es de 12 m/s. El punto Vmáx es la velocidad de viento de corte que es la velocidad de viento más elevada a la que la turbina eólica puede

operar mientras entrega potencia. A velocidades del viento iguales y por encima de la velocidad de viento de corte la turbina eólica se para por razones de seguridad, en particular para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica.

Como se ha descrito anteriormente, la potencia nominal de una turbina eólica se define en la norma IEC 61400 como la salida de potencia eléctrica continua máxima para la que se diseña una turbina eólica para ser conseguida en condiciones de operación y externas normales. Por lo tanto, una turbina eólica convencional se diseña para funcionar a la potencia nominal de modo que no se excedan las cargas de diseño de los componentes y no se exceda la vida de fatiga de los componentes.

Como se muestra en la Figura 2, en realizaciones de la invención la turbina se controla de modo que pueda producir más potencia que la potencia nominal como se indica por el área sombreada 58. El término "sobreexplotación" se entiende que significa producir más que la potencia activa nominal durante la operación a plena carga. Cuando la turbina está sobreexplotada, la turbina está funcionando más agresivamente que lo normal y el generador tiene una salida de potencia que es más alta que la potencia nominal para una velocidad del viento dada.

La sobreexplotación se caracteriza por un comportamiento transitorio. Cuando una turbina está sobreexplotada puede ser durante tan brevemente como unos pocos segundos, o durante un período de tiempo extendido si las condiciones del viento y de la vida de fatiga de los componentes son favorables a la sobreexplotación.

El nivel de potencia de sobreexplotación puede ser de hasta el 30 % por encima de la salida de potencia nominal.

El controlador PPC 30 se muestra esquemáticamente por facilidad de ilustración. Comunica con cada una de las turbinas y puede recibir datos desde las turbinas, tales como ángulo de paso, velocidad del rotor, salida de potencia, etc. y puede enviar órdenes a las turbinas individuales, tales como puntos de consigna para el ángulo de paso, velocidad del rotor, salida de potencia, etc. El PPC 30 también recibe órdenes desde la red, por ejemplo desde el operador de la red para reforzar o reducir la salida de potencia activa o reactiva en respuesta a demandas o faltas en la red. Aunque no se muestra en la figura esquemática, cada turbina eólica también tiene su propio controlador que es responsable de la operación de la turbina y que comunica con el PPC 30.

El controlador PPC 30 recibe datos de salida de potencia desde cada una de las turbinas y tiene por lo tanto conocimiento de la salida de potencia activa y reactiva por parte de cada turbina y por la planta en su conjunto en el punto de conexión a la red 40. Si se requiere, el controlador PPC 30 puede recibir un punto de consigna de operación para la planta de generación en su conjunto y dividir este entre cada una de las turbinas de modo que la salida no exceda el punto de consigna asignado por el operador. Este punto de consigna de la planta de generación puede estar en cualquier lado desde 0 hasta la salida de potencia nominal para la planta. La salida de "potencia de diseño" o "potencia nominal" para la planta es la suma de la salida de potencia nominal de las turbinas individuales en la planta. El punto de consigna de la planta de generación puede estar incluso por encima de la salida de potencia nominal de la planta, es decir, la planta en su conjunto está sobreexplotada. Esto se explica adicionalmente a continuación.

La figura 3 muestra una primera realización de la invención. En lugar de recibir una entrada directamente desde la conexión de la red, el controlador de la planta de generación 30 recibe una señal que es una medida de la diferencia entre la salida de la planta de generación total y la salida de la planta de generación nominal. Esta diferencia se usa para proporcionar la base para la sobreexplotación por parte de las turbinas individuales. En esta realización, que es solamente un ejemplo, la salida real del parque de generación se resta de la salida de diseño o nominal del parque de generación en el restador 60. La diferencia, mostrada como señal de error e en la figura 3 se introduce en un integrador 70. El integrador incluye una saturación interna que impide la saturación de la integral que es un problema bien conocido en controladores cuando tiene lugar un cambio grande en el punto de consigna y los términos integrales acumulan un error significativo durante la elevación (saturación), sobrepasándose de ese modo y continuando el incremento cuando este error acumulado es desplazado por errores en la otra dirección (desaturación).

La salida desde el integrador 70 se introduce en un amplificador 80 que aplica una ganancia fija G que escala la salida del integrador para proporcionar una cantidad de sobreexplotación que se proporciona entonces al controlador 30 y se envía por el controlador a cada una de las turbinas 20. En teoría, solo una única turbina puede sobreexplotarse, pero se prefiere sobreexplotar una pluralidad de las turbinas, y es más preferido enviar la señal de sobreexplotación a todas las turbinas. La señal de sobreexplotación enviada a cada una de las turbinas no es un control fijo sino una indicación de una cantidad máxima de sobreexplotación que puede realizar cada turbina. Cada turbina tiene un optimizador, que puede localizarse en la turbina o centralmente, y que se describe en detalle a continuación, que determinará si la turbina puede responder a la señal de sobreexplotación y, si es así, en qué cantidad. Por ejemplo, donde el optimizador determina que las condiciones en una turbina dada son favorables y por encima de la velocidad del viento nominal, puede responder positivamente y la turbina dada se sobreexplota. Cuando el optimizador implementa la señal de sobreexplotación, la salida de la planta de generación se elevará y de ese modo la señal de error producida en el restador 60 disminuirá. El integrador alcanzará el equilibrio cuando el error o bien alcance cero o bien el integrador se sature.

Por tanto, en esta realización se genera una señal de sobreexplotación. Esta señal es indicativa de la cantidad de sobreexplotación que puede ejecutarse por las turbinas de la planta de generación en su conjunto. Sin embargo, cada turbina responde individualmente a la señal de sobreexplotación de acuerdo con su optimizador. Si las condiciones son tales que la optimización total da como resultado una sobreexplotación que amenaza con exceder la salida nominal de la planta de generación, se reducirá la diferencia y los optimizadores individuales reducirán la cantidad de sobreexplotación aplicada.

La figura 4 muestra una modificación de la disposición de la figura 3. La disposición de la figura 4 tiene en cuenta retardos de las comunicaciones que pueden tener lugar en la planta de generación real entre el PPC 30 y las turbinas 20. Esto es importante dado que la señal de sobreexplotación se comunica desde el PPC 30 a las turbinas 20. Si el valor *tmG* es demasiado grande, en la que *t* es el tiempo de retardo, *m* es la relación del cambio en la solicitud de sobreexplotación al cambio en la salida de la planta de generación y *G* es la ganancia de realimentación básica, el sistema quedará sobrepasado, oscilará o se convertirá en inestable. Este valor es una medida del tiempo que le lleva a la turbina reaccionar a órdenes de sobreexplotación desde el PPC 30. Para asegurar que *tmG* se mantiene dentro de un intervalo aceptable puede ponerse un límite superior en *t* y *m* cuando se calcula la ganancia de realimentación máxima. Sin embargo, este planteamiento convierte al controlador en lento para responder a cambios en la salida de la planta de generación. Esto es indeseable cuando la salida es demasiado baja y es inaceptable cuando la salida es demasiado alta dado que dicha operación podría conducir a daños en un componente.

La disposición de la figura 4 supera este problema. Las turbinas individuales se interrogan a través de sus controladores respectivos por el PPC 30 para calcular el valor de *m*. La disposición de la figura 4 es similar a la figura 3 excepto en que la ganancia del amplificador 85 se expresa como *G/m* y se muestra una entrada 100 desde las turbinas al amplificador. El retardo entre el PPC 30 y las turbinas 20 se ilustra como el retardo 90. De ese modo el único parámetro que se determina a partir del límite superior es *t*. Este planteamiento permite al controlador responder más rápidamente a cambios en la salida de la planta de generación.

En este ejemplo, como con el ejemplo de la figura 3, la orden de sobreexcitación enviada a cada turbina es la misma.

Se apreciará que el planteamiento básico de la figura 3 puede usarse allí donde el retardo entre el controlador 30 y la turbina es despreciable. En la práctica, el retardo se determinará por un cierto número de factores pero la proximidad del PPC 30 a las turbinas jugará una parte importante en la determinación del retardo. En la actualidad un PPC puede consultar a todas las turbinas en una planta de generación grande en aproximadamente 20 segundos pero se anticipa que este tiempo se reducirá a menos de 1 segundo o incluso a unas decenas de milisegundos en el próximo futuro.

En los dos ejemplos previos, se envía la misma señal de punto de consigna de sobreexplotación a cada turbina usando la salida de la planta de generación total para proporcionar una entrada de control. En la realización de la figura 5, se da a cada turbina su propia cantidad de sobreexplotación. Así en la figura 5 un optimizador central 110 proporciona una entrada al interior del PPC 30. El optimizador central 110 recibe una entrada 120 desde cada turbina que indica la capacidad de sobreexplotación de esa turbina. Esa entrada dependerá de una variedad de factores tales como las condiciones locales del viento, el coste actual de la electricidad generada y la edad o daños de fatiga de la turbina y se proporcionará por el controlador de turbina individual. El optimizador central 110 calculará un valor de sobreexplotación para cada turbina y comunicará ese valor a cada turbina basándose en la capacidad de sobreexplotación actual de la turbina. Naturalmente el PPC 30 tendrá en cuenta otros factores, tales como la necesidad de asegurar que la salida de potencia total no excede la salida nominal para la planta de generación. El optimizador basará sus decisiones en el efecto de sus gestiones sobre los daños de fatiga de los componentes de la turbina y, en la figura 5, esto se realiza centralmente para todas las turbinas.

Así las figuras 3 a 5 ilustran formas en las que la sobreexplotación de cada turbina puede implementarse a través de un controlador de planta de generación o bien mediante la generación de una orden de sobreexplotación común para cada turbina o bien por la generación de una orden de sobreexplotación individual para cada turbina.

Cada uno de los ejemplos dados anteriormente permite que se haga un seguimiento del punto de consigna de la salida de la planta de generación, lo que a su vez hace posible variar ese punto de consigna de la planta de generación. La figura 6 ilustra un nivel adicional, opcional de control para el control de este punto de consigna de la planta de generación. Este controlador introduce un controlador del punto de consigna de la planta de generación PPSC que produce puntos de consigna basándose o bien en el valor de la potencia que puede generarse, lo que dependerá, por ejemplo, de la hora del día y el año, o bien en alguna otra variable externa tal como la edad de la turbina o la necesidad del operador de la turbina de generar caja. En este ejemplo, cada turbina puede controlar su propia vida de fatiga a través de un optimizador de turbina individual o el control de fatiga puede ser a través de un optimizador central como en el ejemplo de la figura 5. En la figura 6, El PPST es un seguidor de punto de consigna de planta de generación y corresponde al optimizador de la figura 5.

En una primera variante de la realización de la figura 6, el punto de consigna de salida de la planta de generación se

modifica manualmente, o se planifica para ser modificado dependiendo de la fecha. A lo largo del transcurso de un año, pueden planificarse un cierto número de cambios del punto de consigna. La finalidad de esto es aprovecharse de tarifas de inyección o acuerdos de compra de potencia y ayuda al valor presente neto del operador de la planta de generación. Además de variaciones estacionales, pueden planificarse variaciones día-noche en los puntos de consigna para tener en cuenta precios de la electricidad diurnos más altos. Estos son ejemplos solo y pueden planificarse variaciones más avanzadas en los precios de la electricidad de una forma similar para ayudar al operador del parque de generación a maximizar su beneficio de las turbinas.

Así como las fluctuaciones diarias en los precios de la electricidad hay precios observados más lentos debido a efectos de mercado más amplios tales como los precios de materias primas tales como petróleo y gas. Meramente planificando cambios en los puntos de consigna de operación de la planta de generación no se tienen en cuenta estos cambios dado que no son cíclicos o necesariamente predecibles. En su lugar, el precio en tiempo real de la electricidad en el mercado al contado para el área geográfica a ser suministrada por la planta de generación puede proporcionar una entrada adicional o alternativa para el controlador. Así el punto de consigna de potencia es más alto cuando el precio del petróleo o gas está por encima de un valor de umbral y más bajo cuando el precio del petróleo o gas cae por debajo de ese umbral. Se da órdenes a las turbinas para su sobreexplotación si sus controladores locales lo permiten cuando el punto de consigna es más alto de modo que el operador de la planta de generación puede aprovecharse de los precios más altos en el mercado al contado. Es probable que este planteamiento no tenga un efecto global sobre las vidas útiles de fatiga dado que el punto medio para el punto de consigna se elige de modo que las turbinas emplearán tanto tiempo en el punto de consigna más alto como en el punto de consigna más bajo.

Además o alternativamente para un control basado en precios del mercado al contado, el controlador puede tener en cuenta el coste de la electricidad que está comercializándose en los mercados a futuro, lo que da una fuerte indicación del precio probable de la electricidad en algunas horas, días o incluso semanas en el futuro. Estos mercados están parcialmente influenciados por las predicciones de carga lo que tiene en cuenta, por ejemplo, condiciones meteorológicas esperadas y pueden usarse como una entrada al controlador para ayudar a alcanzar el punto de consigna óptimo de control.

En las realizaciones descritas, las salidas de las turbinas se sobreexplotan cuando la salida total de la planta de generación está por debajo de la salida nominal de la planta. Esto puede ser por una cierta variedad de razones. Por ejemplo, si la salida nominal total de todas las turbinas es igual a la salida nominal de la planta de generación, puede usarse la sobreexplotación si algunas turbinas están paradas por mantenimiento o no están operando a la potencia nominal, por ejemplo debido a que las condiciones locales del viento no lo permiten.

Alternativamente, la planta de generación puede diseñarse para tener una salida de potencia nominal que sea más alta que la suma de las salidas nominales de todas las turbinas. Esto es ventajoso dado que puede usarse entonces la sobreexplotación incluso cuando todas las turbinas están en su salida nominal. Esto permite que el operador de la planta se aproveche fácilmente de cambios en las tarifas de operación como se ha descrito anteriormente. El planteamiento descrito anteriormente con respecto a la figura 6 permite que el operador de la planta de generación se beneficie de las condiciones y tarifas de mercados favorables mediante el uso de la sobreexplotación y reforzando así el beneficio generado en la planta de generación. El operador puede elegir usar esta realización de la invención para sobreexplotar en cualquier momento cuando se requieren ganancias adicionales, incluso si los datos de mercado o las tarifas no son particularmente favorables en ese momento. La realización da al operador la capacidad de generar caja adicional lo que puede requerirse por una variedad de razones de empresa.

La realización descrita con respecto a las figuras 3 a 6 muestra cómo puede usarse la sobreexplotación para reforzar la salida de las turbinas individuales en respuesta a un déficit detectado en la salida de la planta de generación o en respuesta a condiciones económicas externas. Las figuras 7 - 9 se refieren a la optimización real de turbinas para operación de sobreexplotación, y muestra cómo puede implementarse la orden de sobreexplotación.

La figura 7 es un gráfico del par del generador contra la velocidad de rotación del generador para una turbina eólica. Las curvas P_1 y P_2 son líneas de potencia constante correspondientes a puntos de consigna de potencia P_1, P_2. Son curvas dado que la potencia es el producto del par y de la velocidad de rotación. Una orden de sobreexplotación desde el PPC 30 toma la forma de un desplazamiento en el punto de consigna de potencia a un nuevo valor. La turbina debe entonces seleccionar una velocidad y par de operación para entregar esa potencia.

Una turbina tiene fuertes restricciones definidas como el par y velocidad máximo y mínimo al que puede operar. Estas restricciones se imponen por el controlador y vienen dictadas por factores tales como límites de ruido, lubricación de la caja de engranajes, vida útil de los componentes etc. Se hace referencia a estas restricciones como restricciones duras dado que el controlador no puede violarlas excepto en casos extremos de realización de una parada. Aunque estas restricciones son rígidas, pueden variar a lo largo del tiempo.

El controlador puede imponer también restricciones suaves que pueden dirigirse a impedir la parada de la turbina durante la sobreexplotación, típicamente se plantean como límites térmicos o de velocidad máxima del generador. Ocurrirá durante la sobreexplotación un incremento de la temperatura en componentes claves, por ejemplo a todo lo

largo del tren de accionamiento, y podrían activar una parada. Las restricciones suaves pueden ser más bajas que las restricciones duras pero dar como resultado el que el controlador reduzca la cantidad de sobreexplotación en lugar de realizar una parada. Así el optimizador de la turbina puede incluir valores de restricciones suaves para parámetros relacionados con el tren de accionamiento y la velocidad del generador. Cuando el controlador detecta que un valor medido se está aproximando a un valor de restricción suave se reduce la señal de sobreexplotación.

Por tanto, con referencia a la Figura 7, en el gráfico del par contra la velocidad de rotación hay un cuadro 200 dentro del que la turbina puede operar. El cuadro está limitado por la velocidad y par máximos y mínimos. La finalidad del optimizador de turbina es elegir el punto de operación óptimo para la turbina. En la Figura 5 el optimizador se muestra como una unidad central que realiza cálculos para la pluralidad de turbinas, posiblemente todas las turbinas de la planta de generación. Este no necesita ser el caso y el optimizador puede realizarse en un ordenador físicamente situado en una turbina, por ejemplo, como parte del controlador de turbina existente. En ese caso, los datos se pasan a través del enlace de comunicaciones al PPC 30. El término "optimizador de turbina" se refiere por lo tanto a la selección de puntos de consigna para una turbina dada en lugar de implicar ninguna localización.

Puede verse a partir de la Figura 7 que la turbina no puede conseguir una operación en ningún punto en la curva de potencia constante P_1, que está, en todo momento fuera del cuadro 200. En este caso, si el PPC 30 solicita un punto de consigna de potencia P_1 en una turbina dada, el optimizador de la turbina seleccionará la velocidad de rotación y par óptimos en la esquina derecha superior 210 del cuadro. Si el PPC 30 solicita un punto de consigna de potencia P_2 en una turbina dada, la línea de potencia constante P_2 pasa a través del cuadro, y de ese modo cualquier punto de esa parte de la línea que pasa a través del cuadro podría elegirse como el punto de operación. La finalidad del optimizador de la turbina es elegir el mejor punto a lo largo de esta parte de la curva. Aunque la figura muestra la velocidad de rotación del generador, la expresión velocidad de rotación puede referirse a la velocidad de rotación del generador, del rotor o a la velocidad en cualquier lado a lo largo del tren de accionamiento. Aunque los valores absolutos sean diferentes, todos ellos están relacionados.

Aunque no se muestra en la figura, si una curva de potencia constante fuera a estar completamente por debajo del cuadro 200 hay dos elecciones disponibles. En primer lugar, parada de la turbina dado que cualquier punto de consigna dentro del cuadro produciría una salida de potencia por encima del punto de consigna de potencia. En segundo lugar, fijar la velocidad de rotación y el par de la turbina en la esquina izquierda inferior del cuadro 200, por analogía con el caso con la curva P_1, y avisar al controlador de la planta de generación 30 que está funcionando por encima del punto de consigna de potencia solicitado. El PPC 30 puede optimizar entonces el escenario disminuyendo los puntos de consigna de una o más otras turbinas. Sin embargo, si todas las turbinas, o un porcentaje sustancial, estuvieran en la esquina izquierda inferior, al menos algunas habrían de ser paradas.

Cualquier punto dentro del cuadro 200 sobre la línea de puntos de consigna de potencia es válido. La siguiente sección describe cómo se elige el punto de consigna (o línea de potencia constante) teniendo en consideración la vida útil de fatiga de la turbina y componentes de la turbina.

La descripción anterior con respecto a las Figuras 3 a 5 explicó cómo se usa una señal de sobreexplotación común o punto de consigna enviado desde el PPC 30 para controlar la sobreexplotación por parte de todas las turbinas para controlar la salida de la planta de generación global. Sin embargo, la sobreexplotación lleva riesgos inherentes, particularmente a la integridad de los componentes de la turbina y es importante controlar el grado en el que se usa la sobreexplotación a lo largo de la vida útil de una turbina. Una forma en la que puede conseguirse esto es que cada turbina responda a la señal de sobreexplotación común o punto de consigna en una forma que mejor se adapte a sí misma. Este cálculo o evaluación puede realizarse o bien en las turbinas individuales como parte de su proceso central, o bien en el PPC 30 que puede realizar el cálculo individualmente para múltiples turbinas basándose en los datos recibidos desde esas turbinas.

Por tanto, cuando se recibe la demanda de sobreexplotación en cada turbina desde el PPC 30, cada turbina procesa y responde a esta señal teniendo en cuenta la fatiga. Una turbina puede no sobreexplotarse o puede no sobreexplotarse al nivel requerido si el efecto sobre la vida útil de fatiga de componentes críticos es demasiado grande. Los ejemplos de componentes críticos incluyen las palas del rotor, sistemas de cambio de paso de palas, cojinete principal, caja de engranajes, generador, convertidor, transformador, sistema de orientación, torre y cimentaciones. Esto dependerá de las condiciones en la turbina así como del historial de vida útil de la turbina. Por ejemplo, una turbina que esté cerca del final de su expectativa de vida puede estar altamente fatigada y por ello no ser adecuada para marchar con el nivel de sobreexplotación demandado. Si la salida de la planta de generación es insuficiente dado que algunas o todas las turbinas están operando bajo el nivel de sobreexplotación demandado por ahorro de fatiga, la demanda de sobreexplotación continuará elevándose hasta que alcance su punto de consigna o se sature.

Cuando se usa un sistema de realimentación, como en las Figuras 3 y 4, cada turbina puede variar su respuesta de sobreexplotación de acuerdo con su uso de vida útil. El punto de consigna de sobreexplotación enviado desde el PPC 30 se procesa a través de una función de respuesta, cuyos ejemplos se describen a continuación en las Figuras 8 y 9. En estas figuras la respuesta de sobreexplotación de la turbina se muestra sobre el eje Y, y la respuesta seleccionada se envía entonces al sistema que elige la velocidad de rotación y par tal como se ha descrito

en la sección previa. Por tanto, en el gráfico de la Figura 8, se adopta un planteamiento de control en pendiente. En este caso el controlador ha enviado una demanda de sobreexplotación del 5 % a las turbinas. Idealmente, la turbina responderá con una sobreexplotación del 5 %. Si el estabilizador de salida, que forma parte del controlador, así lo requiere, la turbina puede responder con el 5 % de sobreexplotación, superando problemas de fatiga. Una turbina altamente fatigada disminuirá su potencia cuando la solicitud es cero o ligeramente sobreexplotada como se muestra en la línea discontinua 300 de la Figura 8. Las turbinas poco fatigadas pueden sobreexplotarse incluso cuando la solicitud de sobreexplotación desde el controlador es cero tal como se muestra en la línea discontinua 302 de la Figura 8. La pendiente de estas líneas puede variar de acuerdo con el grado de fatiga que se haya experimentado por la turbina y afectará al valor de m, la relación de cambio en la solicitud de sobreexplotación a cambio en la salida de la planta de generación descrito con referencia a la Figura 4 anterior.

En la Figura 8, la línea discontinua 304 que pasa a través del origen representa una relación 1:1 de respuesta a la demanda que se proporcionaría por una turbina con un grado esperado de fatiga.

La Figura 9 muestra un planteamiento alternativo aunque se enfatiza que las Figuras 8 y 9 solo muestran dos de un gran número de posibles planteamientos. En la Figura 9, los ejes son los mismos que en la Figura 8 y la línea discontinua 304 también representa una respuesta 1:1 desde una turbina con fatiga esperada. Sin embargo, en este caso, como se muestra por la línea discontinua 306, si la turbina está altamente fatigada de modo suficiente nunca se sobreexplotará dado que la función caerá completamente por debajo del eje X. De manera similar, si la fatiga es suficientemente baja, la turbina siempre se sobreexplotará. No habrá cambios rápidos en las respuestas cuando cambia la demanda de la planta dado que la pendiente es constante.

En la descripción de la Figura 7, se describió la aplicación de restricciones duras a los puntos de consigna de velocidad y par. Estas restricciones suaves al control de fatiga pueden aplicarse antes que las restricciones duras. Por tanto, la elección del punto de consigna dentro del cuadro 200 de la Figura 7 es afectada por la información de fatiga o uso de vida útil.

Cuando se evalúa la fatiga de diferentes componentes de las turbinas eólicas, diferentes componentes se fatigarán a diferentes ritmos en ciertas condiciones. La vida de fatiga de algunos componentes será más sensible a la velocidad y otros serán más sensibles al par. Los componentes de turbina pueden dividirse en componentes sensibles a la velocidad y componentes sensibles al par y la pendiente y/o posición de la línea para las dos funciones de respuesta de las Figuras 8 y 9 se elige entonces de acuerdo con el peor de cada grupo.

Para realizar una operación por encima de la potencia nominal menos dañina y que tenga menos daños por fatiga, los componentes críticos cuando se consideran daños por fatiga relacionados con velocidad y par pueden mejorarse. Por ejemplo, si se establece que la caja de engranajes es el componente crítico relacionado con la fatiga, la caja de engranajes puede mejorarse con relación a los otros componentes de modo que la expectativa de fatiga global caiga y sea más aceptable para sobreexplotar la turbina y se incremente el tiempo durante el que puede sobreexplotarse la turbina.

Por tanto, las realizaciones de las Figuras 8 y 9 proporcionan un control de fatiga dentro del contexto de un sistema de sobreexplotación que se basa en la realimentación.

La Figura 5 describió un planteamiento de sobreexplotación que se basaba en el cálculo directo de cantidades de sobreexplotación más que en la realimentación basada en una señal de diferencia en la salida de la planta de generación. El control de fatiga puede incorporarse dentro de este planteamiento. El PPC 30 es responsable del ajuste de los puntos de consigna para cada turbina y también elige los puntos de consigna de potencia y par. Mediante el uso de un sistema basado en el estado, en donde los estados son la fatiga acumulada para cada turbina, y las entradas son los puntos de consigna de potencia o velocidad y par, dado que puede conseguirse un control similar basado en la fatiga, el PPC 30 es consciente de los datos de fatiga comunicados desde las turbinas individuales que pueden tenerse entonces en cuenta cuando se ajustan los puntos de consigna de potencia o velocidad y par.

Por tanto, las realizaciones de la invención proporcionan una variedad de controladores que permiten que las turbinas eólicas de una planta de generación se sobreexploten. La sobreexplotación puede ser mediante un control común proporcionado en respuesta a una salida medida que esté por debajo de la salida nominal de la planta de generación o puede ser una optimización de turbinas individuales. La sobreexplotación puede adicional o alternativamente, basarse en factores económicos exteriores basados en el precio actual de la potencia generada y cambios esperados o anticipados en ese coste. Por otra parte, cuando se determina el grado en el que pueden sobreexplotarse las turbinas, puede tenerse en cuenta la vida de fatiga de componentes de la turbina permitiendo así que se preserve la vida útil de la turbina y, cuando sea apropiado, se genere beneficio adicional a través de la sobreexplotación.

Las diversas realizaciones descritas pueden combinarse para proporcionar un sistema que permita la sobreexplotación tanto para reforzar la salida en donde la planta de generación esté por debajo de la salida nominal como para tener en cuenta factores económicos externos de modo que un controlador puede incorporar también un

control basado en vidas útiles de fatiga.

Por tanto, en las realizaciones descritas, una planta de generación que tenga una pluralidad de turbinas eólicas está indicada para suministrar a la red una cantidad de potencia acordada por adelantado. El controlador de la planta de generación gestiona cuánta potencia se extrae de cada turbina para adaptarse a la demanda. Convencionalmente, la demanda de potencia enviada desde el PPC a las turbinas individuales está restringida por sus valores respectivos de la placa de identificación. En las realizaciones descritas, las turbinas restringen su propia producción y la demanda de potencia desde el PPC se envía a un Optimizador de Turbina (TO, del inglés "Turbine Optimizer") en cada turbina. Este Optimizador se diseña para calcular y enviar puntos de consigna de velocidad y par al Controlador de Producción. El punto de consigna se elige para maximizar la potencia producida por la turbina a lo largo de su vida útil mientras se mantienen las cargas dentro de sus límites de diseño. Estos límites de diseño para la turbina se componen de los límites de carga de fatiga y extrema de todos los componentes que componen una turbina. Alternativamente, podrían enviarse otras señales de puntos de consigna y en una realización de la invención se envía al menos un punto de consigna de entre potencia, par y velocidad.

Para asegurar que los límites de carga de fatiga de todos los componentes permanecen dentro de sus vidas útiles de diseño, las cargas que experimentan (siendo estas momentos de flexión, temperaturas, fuerzas o movimientos, por ejemplo) pueden medirse, y calcularse la cantidad de vida de fatiga del componente consumida, por ejemplo usando una técnica bien conocida tal como del flujo de lluvia y una regla del Minero o una ecuación de decaimiento químico. Las turbinas individuales pueden operarse entonces de tal manera que no excedan los límites de diseño. Un dispositivo para la medición de la vida de fatiga consumida para un componente dado se denomina como su Estimador de Uso de Vida útil (LUE, del inglés "Lifetime Usage Estimator"). La salida desde estos LUE puede usarse en dos formas. El LUE puede informar a la turbina sobre si la fatiga total experimentada en un instante dado está por debajo o por encima del nivel para el que está diseñada la turbina a soportar, y el TO puede decidir la sobreexplotación cuando el daño está por debajo del nivel esperado. El LUE también puede usarse para medir la tasa de acumulación de fatiga, en oposición a un nivel absoluto. Si las vidas de fatiga de los componentes se están consumiendo rápidamente, puede ser más prudente no sobreexplotar la turbina incluso si su vida de fatiga actual es menor que la esperada en ese momento. La tasa de uso de vida de fatiga puede ser entonces una entrada al controlador de sobreexplotación y ayudar a la decisión de si sobreexplotar o no.

En la práctica no es apropiado medir todas las señales de carga en todos los componentes y en su lugar se usan los LUE para un subconjunto de todos los componentes de la turbina. Para impedir que los componentes cuya vida útil usada no se mide con un LUE alcancen sus límites de fatiga, e impedir también que los componentes excedan límites extremos, se sitúan restricciones sobre la operación de la turbina basándose en los valores de señales medibles (por ejemplo temperatura o corriente eléctrica). Estas restricciones se denominan como restricciones operativas. Los Controladores de Restricciones Operativas (OCC, del inglés "Operational Constraint Controllers") definen cómo de restringido debería ser el comportamiento para impedir que las señales medidas excedan estas restricciones operativas o activar alarmas que puedan dar como resultado la parada de la turbina. Por ejemplo, en caso de una restricción operativa en la temperatura de un bulbo, el controlador de restricción operativa puede reducir la referencia de potencia enviada al controlador de producción en una cantidad inversamente proporcional a la diferencia entre el límite de temperatura y la temperatura actual medida. Otro uso para los controladores de restricción operativa podría ser restringir la operación de la turbina basándose en el ruido producido. Este controlador aprovecharía un modelo de cómo un punto de operación se traduce en una medición de ruido.

Para impedir que las cargas extremas de los componentes alcancen sus límites, se definen restricciones sobre el par, velocidad y potencia. Esto puede conseguirse mediante la ejecución de simulaciones fuera de línea y evaluando los puntos de operación que pueden alcanzarse sin que la probabilidad de exceder un límite de carga extremo sea mayor que una cantidad predeterminada. Una forma más avanzada sería seleccionar los límites en términos de las condiciones medioambientales actuales, por ejemplo, si las condiciones del viento actuales fueran de elevada turbulencia, los límites serían más bajos que si fueran de baja turbulencia. Estas condiciones podrían juzgarse usando una unidad Liar, datos desde un mástil MET, o señales de turbina.

Como se ha descrito, el grado en el que se sobreexplota una turbina dada, puede variar, en un aspecto de la invención, de acuerdo con el precio con el que es pagado el operador por la electricidad en cualquier momento dado, maximizando así los beneficios sobre la inversión. Este aspecto puede incorporarse con la estimación del uso de vida útil que transmite una medición de la importancia de la producción con la demanda de potencia y usando la medición para relajar o restringir los límites sobre la tasa de acumulación de fatiga o probabilidad de cargas extremas que excedan sus valores de diseño. Pueden aprovecharse también predicciones del tiempo meteorológico basadas en datos meteorológicos para determinar cuándo podría ser más valiosa la sobreexplotación en el horizonte de predicción.

Como es claro a partir de la descripción precedente, la decisión de si sobreexplotar o no puede tomarse por la turbina en sí misma o por un controlador centralizado. Cuando se operan un conjunto de turbinas, puede ser más prudente comparar las condiciones de diversas turbinas para decir cuáles deberían sobreexplotarse, en cuánto y de qué forma. Esto puede conseguirse de dos formas separadas. En la primera implementación, los estimadores de uso de vida útil y controladores de restricción operativa aún existen en las turbinas individuales y estos proporcionan al

controlador centralizado restricciones sobre el par, velocidad y potencia para cada turbina en la planta. El controlador centralizado realiza entonces una optimización para minimizar la desviación de la potencia total producida de la demanda en la red, y distribuir las cargas entre las turbinas en una forma tal que se adapte a su estado actual y a las condiciones medioambientales que están viendo (o esperando ver). Esta optimización podría aprovechar también la información acerca de las localizaciones de la turbina y la dirección del viento actual para minimizar las cargas resultantes de la interacción aerodinámica.

En la segunda implementación, se permite que las turbinas intercambien información con un subconjunto (o todo el conjunto) de turbinas en la planta de generación. La información intercambiada no sería la vida útil de componentes usada, sino por el contrario un certificado relacionado con su situación actual y la capacidad para producir en el futuro. Esto sería menos eficiente que la optimización global conseguida en la primera implementación pero tendría unas demandas de comunicación y computacionales significativamente reducidas. El sistema imitaría la forma en la que los enrutadores de Internet manejan su tasa de transferencia basándose en el coste acumulado por enlace de comunicación y la cantidad de datos previa enviada (TCP-IP).

Se describirán ahora con mayor detalle los estimadores de uso de vida útil. El algoritmo requerido para estimar el uso de vida útil variará de componente a componente y los estimadores de uso de vida útil comprenden una librería de algoritmos del estimador de uso de vida útil que incluyen alguno o todos de entre los siguientes: duración de la carga, distribución de la revolución de carga, flujo de lluvia, daños por esfuerzos cíclicos, daños por temperaturas cíclicas, tasa de reacción térmica del generador, tasa de reacción térmica del transformador y desgaste de cojinetes. Adicionalmente pueden usarse otros algoritmos. Tal y como se ha mencionado anteriormente, la estimación de uso de vida útil puede usarse solamente para componentes clave seleccionados y el uso de una librería de algoritmos permite que se seleccione un nuevo componente para el LUE y establecerse el algoritmo adecuado seleccionado entre la librería y los parámetros específicos para esa pieza componente.

En una realización, los estimadores de uso de vida útil se implementan para todos los componentes principales de la turbina incluyendo la estructura de la pala, componentes de cojinetes de pala, componentes del sistema de cambio de paso de pala, árbol principal, cojinetes del árbol principal, caja de engranajes, generador, convertidor, transformador de los sistemas eléctricos de potencia, placa inferior de la góndola, sistema de orientación, torre y la cimentación. En cualquier implementación puede decidirse omitir uno o más de estos componentes y/o incluir componentes adicionales.

Como ejemplos de los algoritmos apropiados, los estimadores de flujo de lluvia pueden usarse en la estructura de la pala, pernos de la pala, sistema de cambio de paso, el sistema del árbol principal, convertidor, sistema de orientación, torre y cimentación. En el algoritmo de la estructura de la pala, se aplica el flujo de lluvia al momento de flexión de la raíz de la pala en el sentido longitudinal y sentido del borde para identificar el intervalo de esfuerzos cíclicos y valores medios y la salida se envía al algoritmo de daños por esfuerzos cíclicos. Para los pernos de la pala, se aplica el flujo de lluvia al momento de flexión de pernos para identificar el intervalo de esfuerzos cíclicos y valores medios y la salida se envía al algoritmo de daños por esfuerzos cíclicos. En el sistema de cambio de paso, a los estimadores del sistema del árbol principal, torre y cimentación también se aplican los algoritmos de flujo de lluvia para identificar el intervalo de esfuerzos cíclicos y valores medios y la salida se envía al algoritmo de daños por esfuerzos cíclicos. Los parámetros a los que se aplica el algoritmo de flujo de lluvias pueden incluir:

Sistema de cambio de paso - fuerza de cambio de paso;
Sistema del árbol principal - par del árbol principal;
Torre - esfuerzos de la torre;
Cimentación - esfuerzos de la cimentación.

En el sistema de orientación se aplica el algoritmo del flujo de lluvia a la torsión superior de la torre para identificar la duración de la carga y esta salida se envía al algoritmo de daños por esfuerzos cíclicos. En el convertidor, se usa la potencia y las revoluciones por minuto del generador para deducir la temperatura y se usa el flujo de lluvia con esta temperatura para identificar el ciclo de temperatura y los valores medios. La salida se envía entonces al algoritmo de daños del convertidor.

El uso de vida útil en los cojinetes de la pala puede supervisarse o bien mediante la introducción de la carga en el sentido de aleteo de la pala y velocidad del cambio de paso como entradas al algoritmo de duración de la carga o a un algoritmo de desgaste de cojinetes. Para la caja de engranajes, la duración de la revolución de la carga se aplica al par del árbol principal para calcular la vida útil usada. Para el generador, se usan las revoluciones por minuto del generador para deducir la temperatura del generador que se usa como una entrada al algoritmo de tasa de reacción térmica del generador. Para el transformador, la temperatura del transformador se deduce de la potencia y la temperatura ambiente para proporcionar una entrada al algoritmo de tasa de reacción térmica del transformador.

En donde es posible se prefiere el uso de sensores existentes para proporcionar las entradas sobre las que operan los algoritmos. Por tanto, por ejemplo, es común en las turbinas eólicas medir directamente el momento de flexión de la raíz de la pala en el sentido del borde y sentido de aleteo requerido por los estimadores de la estructura de la pala, cojinete de la pala y pernos de la pala. Para el sistema de cambio de paso, puede medirse la presión en una primera

cámara del cilindro y deducirse la presión en una segunda cámara, permitiendo que se calcule la fuerza del cambio de paso. Estos son ejemplos solamente y otros parámetros requeridos como entradas pueden medirse directamente o deducirse a partir de otras salidas de sensores disponibles. Para algunos parámetros, puede ser ventajoso usar sensores adicionales si un valor no puede deducirse con suficiente precisión.

Los algoritmos usados por los diversos tipos de estimaciones de fatiga son conocidos y pueden encontrarse en las siguientes normas y textos:

Distribución de la revolución de la carga y duración de la carga:

Guidelines for the Certification of Wind Turbines, Germainischer Lloyd, Sección 7.4.3.2 Fatigue Loads

Flujo de lluvia:

IEC 61400-1 'Wind turbines - Part 1: Design requirements, Anexo G

Suma de mineros:

IEC 61400-1 'Wind turbines - Part 1: Design requirements, Anexo G

Ley de potencia (decaimiento químico):

IEC 60076-12 'Power Transformers - Part 12: Loading guide for dry-type power transformers', Sección 5

La frecuencia con la que se calcula el uso de la vida útil puede variar. En una realización, la vida útil que se ha usado de un componente se calcula cada pocos minutos y se expresa en años. El ritmo de uso de la vida útil puede calcularse cada minuto. Sin embargo, pueden usarse otros intervalos de tiempo. Los valores calculados se proporcionan al optimizador de la turbina que recibe por lo tanto valores para todos los componentes principales cada pocos minutos y valores de tasa de uso para todos los componentes principales cada minuto.

El optimizador de la turbina se ilustra en la figura 11. El optimizador de la turbina opera la turbina con un nivel de potencia que no excede el enviado por el PPC y produce la salida del nivel óptimo de par y velocidad basándose en la información desde el estimador de uso de vida útil y el OCC.

Como puede verse en la figura 11, el optimizador de la turbina 400 incluye un selector de punto de consigna 410 y una unidad 420 de satisfacción rápida de restricciones. El selector de punto de consigna recibe como sus primeras entradas la demanda del PPC, las restricciones operativas desde el OCC y datos de uso de vida útil para los componentes principales tal como se ha descrito anteriormente. En el ejemplo de la figura 11 la entrada es el valor absoluto del uso de vida útil en lugar de la tasa de uso. El selector de punto de consigna produce periódicamente la salida de puntos de consigna óptimos a la unidad de satisfacción rápida de las restricciones, por ejemplo entre cada minuto y cada pocos minutos. La unidad de satisfacción rápida de restricciones 420 también recibe como entradas la señal de demanda del PPC, los datos de uso de vida útil y las restricciones operativas y produce periódicamente la salida de los puntos de consigna de velocidad y par. En el ejemplo mostrado, los puntos de consigna se producen a la frecuencia de las señales de demanda recibidas desde el PPC.

De los componentes para los que se determina el uso de vida útil, cada uno se clasificará como sensible a la velocidad si el daño acumulado se correlaciona solamente con el porcentaje de sobreexplotación en velocidad y sensible al par si el daño acumulado se correlaciona solamente con el porcentaje de sobreexplotación en par. Los componentes pueden ser genéricos y son sensibles tanto al par como a la velocidad.

Como se ha mencionado, el selector de punto de consigna 410 elige los puntos de consigna de velocidad y par óptimos. Esto se realiza con una escala de tiempo lenta Ts que es del orden de minutos. La tasa de actualización del selector de punto de consigna Ts, se elige para maximizar el rendimiento mientras se asegura que el controlador de sobreexplotación no interfiere con controladores existentes en el software de la turbina.

El selector de punto de consigna 410 recibe las estimaciones del uso de vida útil para todos los componentes estimados y selecciona el valor correspondiente al componente más dañado; que con la mayor vida usada. Si ese componente ha consumido más de su vida de fatiga que para la que se ha diseñado haber usado en ese punto en el tiempo (el selector de puntos de consigna produce la salida de puntos de consigna de velocidad y potencia óptimos iguales a sus valores nominales respectivos. Por tanto, en esa circunstancia no hay sobreexplotación. Esto se ilustra en la figura 12 que muestra el nivel de fatiga de diseño como un gráfico de tiempo en línea recta, medido desde las fechas de instalación a la de retirada del servicio, contra la estimación de uso de vida útil. En la figura la fatiga acumulada en el instante "hoy" es mayor que el nivel de diseño y de modo que no se permitiría una sobreexplotación. La figura 12 es solamente esquemática y un gráfico de línea recta puede no reflejar la acumulación de vida útil deseada y la tasa de uso dependerá de la estación.

Si cualquiera de los componentes sensibles a la velocidad ha usado más de sus vidas de fatiga que su valor de diseño en ese punto en el tiempo, el selector de punto de consigna produce la salida de un punto de consigna de velocidad óptimo igual a la velocidad nominal y si cualquiera de los componentes sensibles al par ha usado más de su vida de fatiga que su valor de diseño en ese punto en el tiempo, el selector de punto de consigna produce la salida de un punto de consigna de par óptimo igual a su par nominal. El selector de punto de consigna elige un punto de consigna óptimo para maximizar la potencia producida sometido a las restricciones desde el PPC y los controladores de restricción operativa muestreados al comienzo de la etapa temporal. El selector de punto de consigna intenta también igualar los daños para los componentes sensibles a velocidad y par más dañados.

La unidad de satisfacción rápida de restricciones en este ejemplo opera a una frecuencia más alta que el selector de punto de consigna y aplica saturaciones a los puntos de consigna de velocidad y par óptimos, limitando las salidas a los límites proporcionados por los controladores de restricciones operativas y PPC.

El bloque de satisfacción rápida de restricciones no permite que el optimizador de turbina envíe puntos de consigna de sobreexplotación por velocidad / par si cualquiera de los componentes sensibles a velocidad / par ha consumido más de su vida objetivo. De manera similar, el optimizador de turbina no enviará un punto de consigna de potencia de sobreexplotación si cualquiera de los componentes genéricos ha consumido más de su vida objetivo.

Las realizaciones descritas contemplan la sobreexplotación basada en par y velocidad. La sobreexplotación puede usarse también con turbinas de velocidad constante, por ejemplo turbinas de pérdida activa de velocidad constante. En este caso, solo se sobreexplota la señal de potencia y cada turbina en la planta de generación, o cada turbina en un subconjunto de la planta de generación, envía una demanda de sobreexplotación al PPC que supervisa la salida total y reduce la cantidad de sobreexplotación si la salida total está por encima de la salida nominal de la planta de generación. Alternativamente, solo puede sobreexplotarse la señal de potencia. En la práctica, esto es probable que sea raramente necesario dado que, dependiendo de las condiciones meteorológicas, no todas las turbinas estarán en sobreexplotación y algunas pueden no estar generando ninguna potencia, por ejemplo dado que están paradas por mantenimiento. Alternativamente, un modelo de regulación de potencia usa un bucle de control que compara los datos de entrada de velocidad del viento de cada turbina con curvas de potencia conocidas para predecir cuánta potencia puede producir cada turbina en un momento dado. El PRM envía demandas de potencia individuales a cada turbina con el objetivo de llegar tan cerca como sea posible de la potencia nominal de la planta de generación. El PRM puede usarse con una curva de potencia extendida para una turbina sobreexplotada.

Ciertas realizaciones de la invención permiten el uso de la sobreexplotación en momentos adecuados para disminuir el coste de la energía. Dentro de la planta de generación eólica, puede usarse la sobreexplotación para tener en cuenta selectivamente variaciones en el viento y condiciones del emplazamiento a lo largo del parque eólico, variaciones en las tasas de uso y desgaste de los componentes, paradas de turbina por mantenimiento o fallo y variaciones en el precio de la electricidad. Dado que los componentes de la turbina se fatigan a ritmos diferentes en diferentes condiciones, la vida útil real de algunos componentes puede ser considerablemente mayor que la vida útil esperada de 20 años para una turbina eólica. En un conjunto dado de condiciones, los componentes que están más próximos a su límite de vida útil acumulada tendrían una tasa de fatiga instantánea baja. Cuando otros componentes tienen una vida útil más larga dado que estos no están controlando la vida global de la turbina, la turbina tiene una capacidad de producción de reserva. Además, diferentes turbinas en la planta de generación experimentarán diferentes condiciones a lo largo de su vida.

Así cualquier turbina puede sobreexplotarse, si las condiciones lo permiten, para maximizar la salida de energía mientras se mantiene la vida útil de la turbina. Esto se ilustra por las figuras 10 a) - d). La figura 10 a) muestra la fatiga de vida útil total de los diversos componentes. El componente 5 es el más crítico, definiendo su vida de 20 años. La figura 10 b) muestra un ejemplo de las condiciones en las que la tasa de fatiga instantánea del componente 5 es más baja que su promedio de 20 años y que el componente 7 es mayor que su promedio. La figura 10 c) muestra que en estas condiciones la turbina puede sobreexplotarse, llevando al componente 2, que es ahora aquel con la tasa de fatiga más alta, hasta su límite de 20 años. La figura 10 d) muestra que la turbina puede sobreexplotarse incluso más si se permite que el componente 2 se fatigue a una tasa que es más alta que su límite de vida útil. En este nivel de sobreexplotación el componente fallaría antes del final de su vida útil de 20 años pero esto no es un problema para cortos periodos de tiempo dado que el componente tiene una vida útil total de fatiga de reserva. Esta sobreexplotación máxima está por tanto limitada por la fatiga acumulada en lugar de por la fatiga instantánea. En este caso, el componente 7 no tiene una capacidad de vida útil de reserva y de ese modo no sobrepasa su límite de 20 años. Por tanto, las turbinas pueden reducir la variabilidad de la salida de la planta de generación actuando como un grupo.

Los estimadores de uso de vida útil se han descrito en conjunto con componentes de la turbina eólica en el control de sobreexplotación en turbinas eólicas. Sin embargo, los estimadores de vida útil pueden usarse también en otras partes de una planta de generación de turbinas eólicas. El nivel del generador de turbina eólica comprende la pluralidad de turbinas eólicas y controladores descritos anteriormente. El nivel de la planta de generación comprende otros componentes de la planta de generación entre los generadores de la turbina eólica y el punto de conexión a la red e incluye el transformador de la subestación y el cableado entre las turbinas y el transformador de la subestación y entre la red y el transformador de la subestación. Los estimadores de vida útil pueden usarse en estos

componentes para proporcionar entradas a un optimizador de la planta de generación de una forma similar al optimizador de la turbina descrito anteriormente.

Son posibles y se les ocurrirán a los expertos en la materia muchas alternativas a las realizaciones descritas sin apartarse del alcance de la invención que se define por las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un controlador para una turbina eólica, que comprende un optimizador de turbina y un estimador de uso de vida útil, el optimizador de turbina produce la salida de puntos de consigna para parámetros de operación de la turbina eólica basándose en una entrada de demanda de potencia, en el que la entrada de demanda de potencia es una demanda de sobreexplotación, y una entrada desde el estimador de uso de vida útil, en el que el estimador de uso de vida útil calcula una medida de la vida de fatiga consumida por cada uno de la pluralidad de componentes de la turbina basándose en un algoritmo de uso de vida útil para cada componente, operando los algoritmos de uso de vida útil sobre valores de variables que afectan a la vida útil de fatiga de los componentes, obteniéndose los valores a partir de, o derivados de sensores en la turbina eólica.

2. Un controlador de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la salida de puntos de consigna por el optimizador de turbina es al menos un punto de consigna de entre potencia, par y velocidad.

3. Un controlador de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la turbina eólica es una turbina de velocidad constante y la salida de puntos de consigna por el optimizador son puntos de consigna de potencia activa.

4. Un controlador de acuerdo con la reivindicación 1, 2 o 3, en el que la entrada desde el estimador de uso de vida útil comprende una medición de la vida de fatiga consumida por cada componente.

5. Un controlador de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que la entrada desde el estimador de uso de vida útil comprende una medición de una tasa de uso de la vida de fatiga por cada componente.

6. Un controlador de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el controlador es un controlador de sobreexplotación.

7. Un controlador de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en el que el optimizador de la turbina compara la proporción de la vida de fatiga consumida por el componente con un consumo objetivo basado en la edad del componente e impide la sobreexplotación de la turbina si la vida de fatiga consumida por cualquier componente es mayor que el consumo objetivo para ese componente.

8. Un controlador de acuerdo con la reivindicación 7, en el que la sobreexplotación comprende la sobreexplotación en velocidad y par y en el que la vida de fatiga de cada componente es sensible a la velocidad, sensible al par o sensible a velocidad y par, en el que la sobreexplotación de la velocidad se excluye si el consumo de la vida de fatiga por un componente sensible a la velocidad excede el consumo objetivo, se excluye la sobreexplotación de par si el consumo de la vida de fatiga por un componente sensible al par excede el consumo objetivo y se excluye la sobreexplotación de velocidad y de par si el consumo de la vida de fatiga por un componente de par y velocidad excede el consumo ideal.

9. Un controlador de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que el optimizador de turbina comunica con un controlador de la planta de generación eólica y recibe la entrada de demanda de potencia desde el controlador de la planta de generación eólica.

10. Un controlador de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que el controlador se sitúa en la turbina eólica para la que genera las señales de punto de consigna.

11. Un controlador de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, que comprende un almacén que almacena una librería de algoritmos de uso de vida útil, en el que se calcula el uso de vida útil para cada uno de los componentes usando al menos uno de los algoritmos.

12. Un controlador de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que el algoritmo de uso de vida útil para un componente estima un intervalo de ciclo y un valor medio de esfuerzos basándose en los valores de entrada recibidos.

13. Un controlador de acuerdo con la reivindicación 12, en el que los valores de ciclo y medios de esfuerzos pueden ser entradas a un algoritmo de daños del ciclo de esfuerzos que proporciona como su salida, la medida del consumo de vida de fatiga.

14. Un controlador de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que el optimizador de la turbina recibe una entrada de restricciones operativas que indican restricciones sobre los parámetros de operación de la turbina; y en el que la salida de puntos de consigna por el optimizador de la turbina se basa adicionalmente en restricciones operativas introducidas al optimizador de la turbina.

15. Un controlador de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que el optimizador de la turbina comprende un selector de punto de consigna que recibe la entrada de demanda de potencia y la medida de la vida útil consumida por los componentes y calcula periódicamente los puntos de consigna de operación óptimos para los

parámetros de la turbina, y una unidad de restricción que recibe los puntos de consigna óptimos, la medición del uso de vida útil y la demanda de potencia e impide el envío de puntos de consigna de sobreexplotación si la medición de la vida de fatiga consumida por un componente excede un valor objetivo, produciendo la unidad de restricción la salida de puntos de consigna de operación para la turbina a una frecuencia mayor que la frecuencia de recepción de puntos de consigna óptimos.

16. Una turbina eólica que comprende un controlador de acuerdo con cualquier reivindicación anterior.

17. Un método para el control de una turbina eólica, que comprende la obtención de valores de variables que afectan a la vida útil de fatiga de uno o más componentes de la turbina desde sensores de turbina, aplicando un algoritmo de uso de vida útil de fatiga a las variables para determinar una medición de la vida de fatiga consumida por cada uno de una pluralidad de componentes de turbina, introducir las mediciones de consumo de vida de fatiga y una demanda de potencia, en el que la demanda de potencia es una demanda de potencia de sobreexplotación, a un optimizador de turbina, y generar puntos de consigna para los parámetros de operación de la turbina eólica por parte del optimizador de la turbina.

18. Un método de acuerdo con la reivindicación 17, en el que la salida de puntos de consigna por el optimizador de turbina es al menos un punto de consigna de entre potencia, par y velocidad.

19. Un método de acuerdo con la reivindicación 17, en el que la turbina eólica es una turbina de velocidad constante y la salida de puntos de consigna por el optimizador son puntos de consigna de potencia activa.

20. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 19, en el que la medida de la vida de fatiga comprende una estimación de la vida de fatiga consumida por cada componente.

21. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 20, en el que la medición de la vida de fatiga comprende una medición de la tasa de uso de la vida de fatiga por cada componente.

22. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 21, en el que el controlador es un controlador de sobreexplotación.

23. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 22, en el que el optimizador de la turbina compara la proporción de la vida de fatiga consumida por el componente con un consumo objetivo basado en la edad del componente e impide la sobreexplotación de la turbina si la vida de fatiga consumida por cualquier componente es mayor que el consumo objetivo para ese componente.

24. Un método de acuerdo con la reivindicación 23, en el que la sobreexplotación comprende la sobreexplotación en velocidad y par y en el que la vida de fatiga de cada componente es sensible a la velocidad, sensible al par o sensible a velocidad y par, en el que la sobreexplotación de la velocidad se excluye si el consumo de la vida de fatiga por un componente sensible a la velocidad excede el consumo objetivo, se excluye la sobreexplotación de par si el consumo de la vida de fatiga por un componente sensible al par excede el consumo ideal, y se excluye la sobreexplotación de velocidad y de par si el consumo de la vida de fatiga por un componente de par y velocidad excede el consumo objetivo.

25. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 24, en el que el optimizador de turbina comunica con un controlador de la planta de generación eólica y recibe la entrada de demanda de potencia desde el controlador de la planta de generación eólica.

26. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 25, en el que el controlador se sitúa en la turbina eólica para la que genera las señales de punto de consigna.

27. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 26, en el que se almacena en la turbina una librería de algoritmos de uso de vida útil, en el que se calcula el uso de vida útil para cada uno de los componentes usando al menos uno de los algoritmos.

28. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 27, en el que el algoritmo de uso de vida útil para un componente estima un intervalo de ciclo y un valor medio de esfuerzos basándose en los valores de entrada recibidos.

29. Un método de acuerdo con la reivindicación 28, en el que los valores de ciclo y medios de esfuerzos pueden ser entradas a un algoritmo de daños del ciclo de esfuerzos que proporciona como su salida, la medida del consumo de vida de fatiga.

30. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 29, en el que el optimizador de la turbina recibe una entrada de restricciones operativas que indican restricciones sobre los parámetros de operación de la turbina; y en el que los puntos de consigna generados por el optimizador de la turbina se basan adicionalmente en

restricciones operativas introducidas en el optimizador de la turbina.

31. Un método de acuerdo con las reivindicaciones 17 a 30, en el que el optimizador de la turbina calcula periódicamente los puntos de consigna de operación óptimos para los parámetros de la turbina basándose en las entradas de demanda de potencia recibidas y la medición de la vida útil consumida por los componentes, e impide el envío de puntos de consigna de sobreexplotación si la medición de la vida de fatiga consumida por un componente excede un valor objetivo.

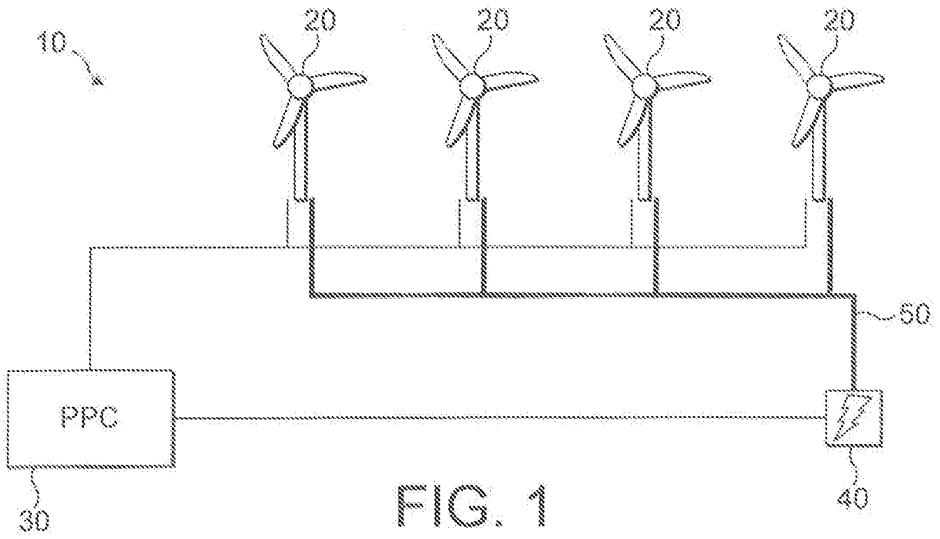

FIG. 1
(Técnica anterior)

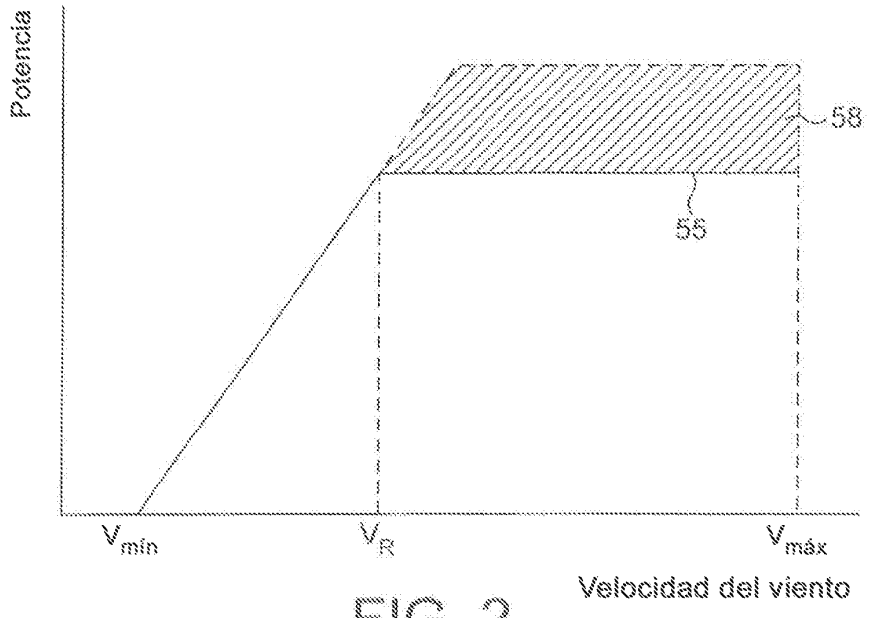

FIG. 2

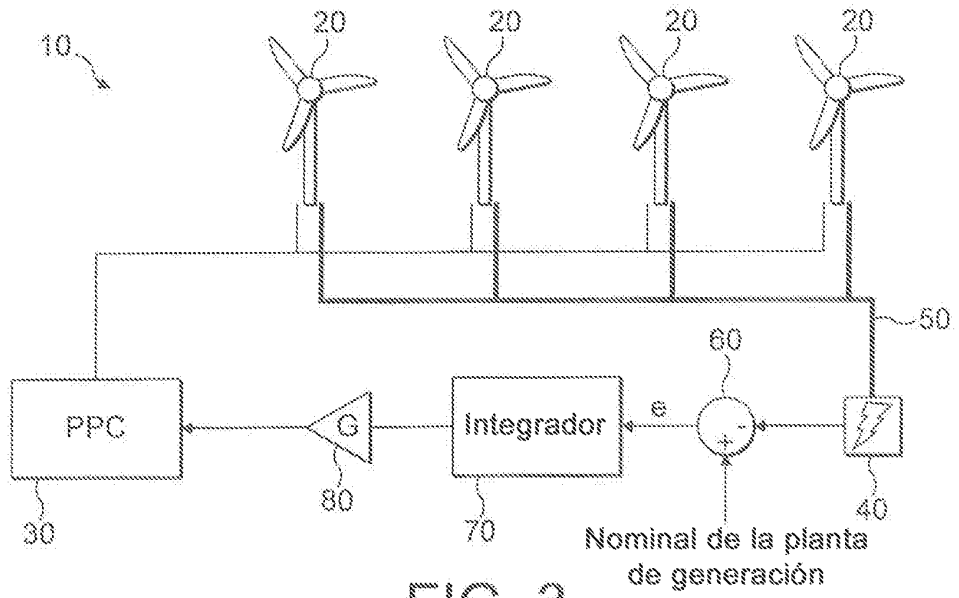
10
20
20
20
20
50
60
PPC
G
Integrador
e
30
80
70
40
Nominal de la planta de generación

FIG. 3

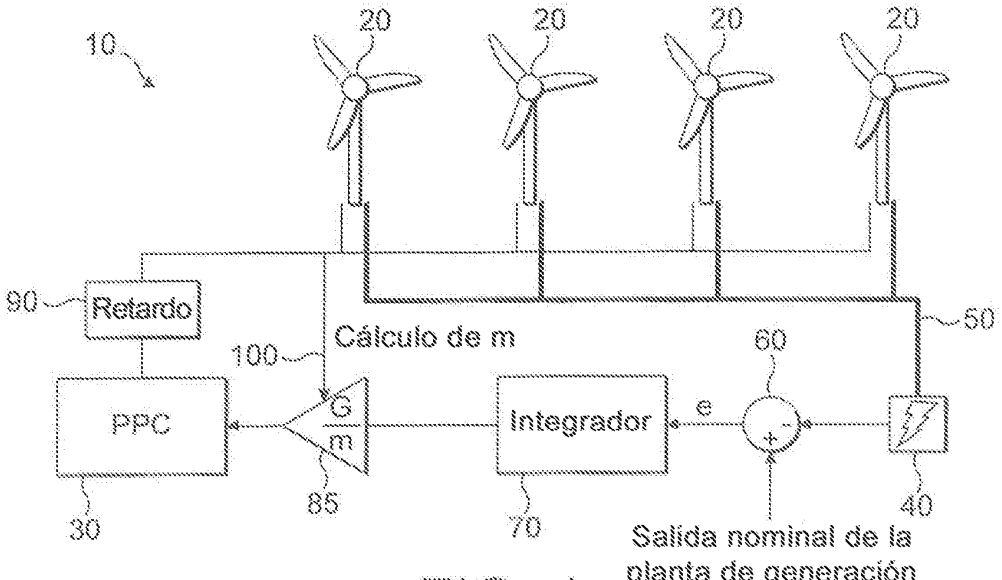
10
20
20
20
20
90
Retardo
Cálculo de m
100
50
60
PPC
G
m
Integrador
e
30
85
70
40
Salida nominal de la planta de generación

FIG. 4

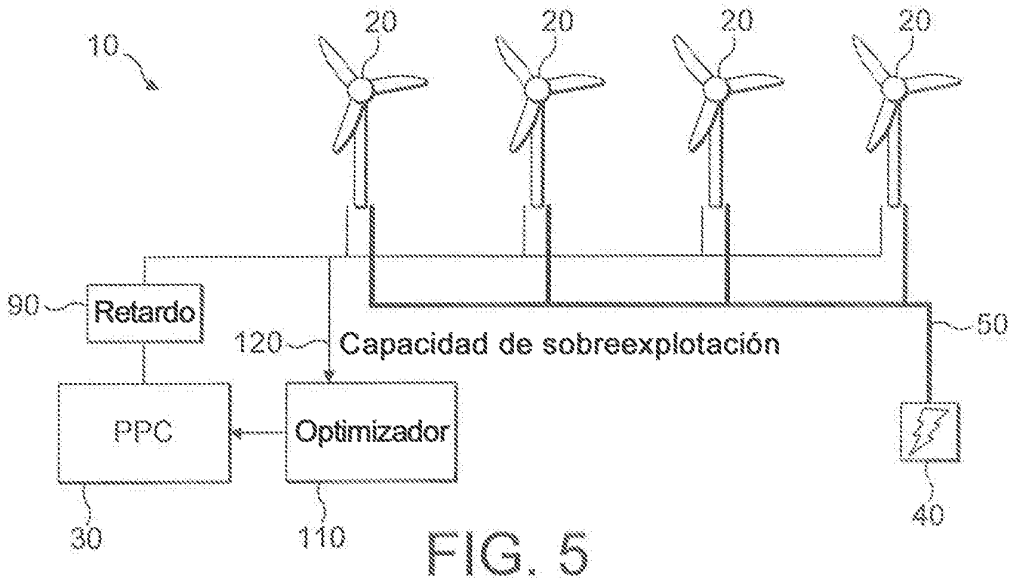
10
20
20
20
20
90
Retardo
120
Capacidad de sobreexplotación
50
PPC
Optimizador
40
30
110

FIG. 5

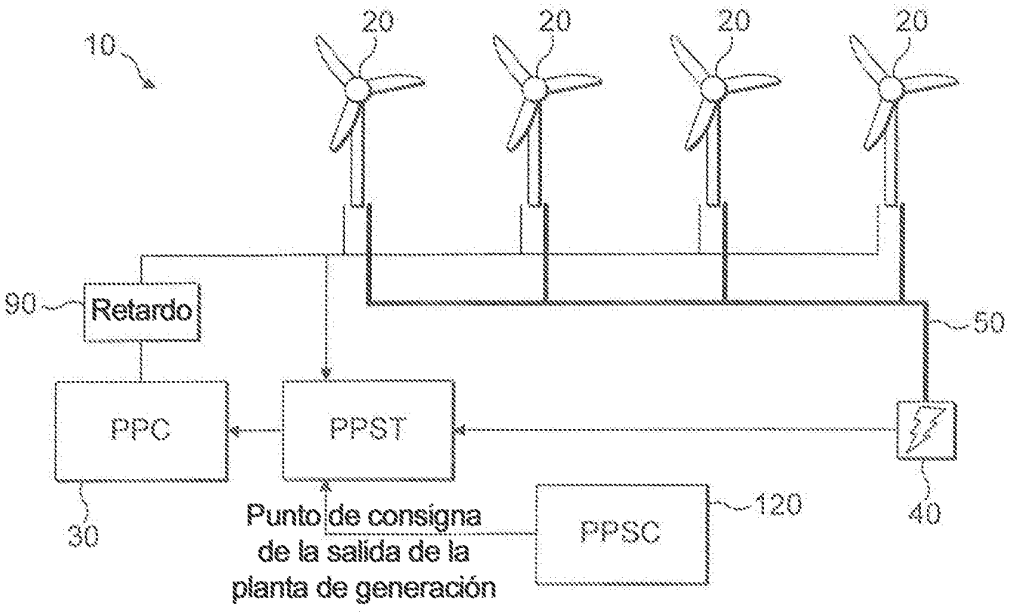
10
20
20
20
20
90
Retardo
50
PPC
PPST
40
30
Punto de consigna de la salida de la planta de generación
PPSC
120

FIG. 6

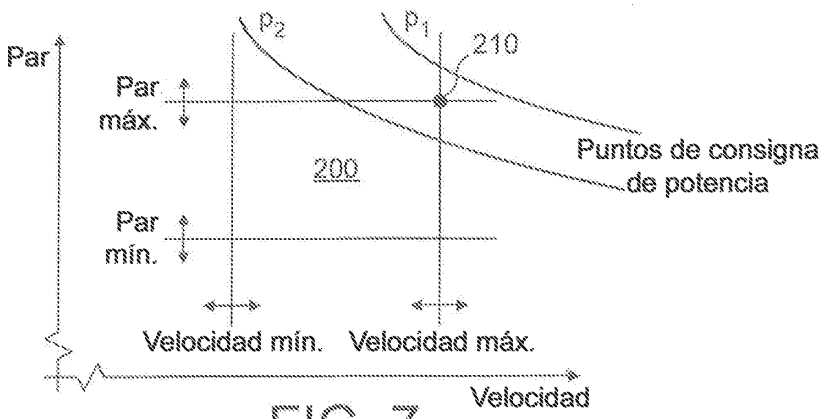

FIG. 7

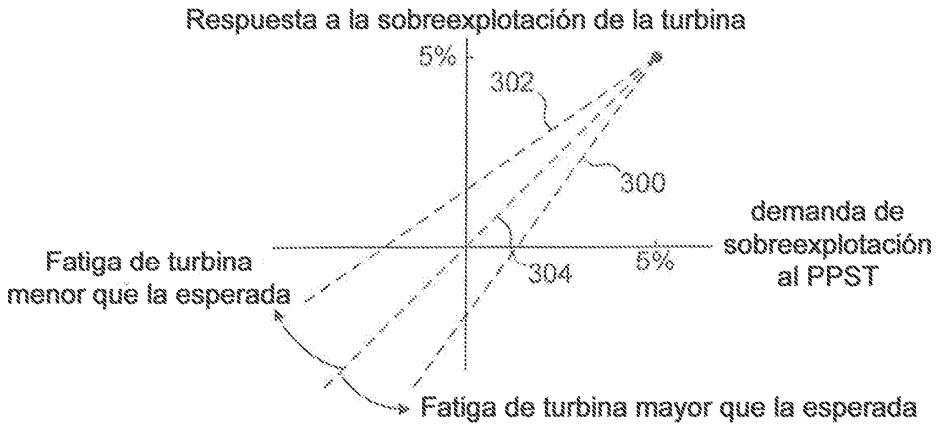

FIG. 8

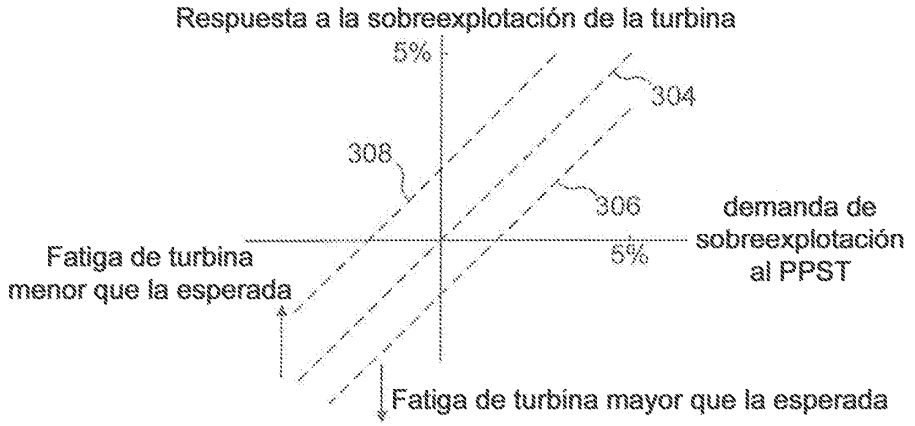

FIG. 9

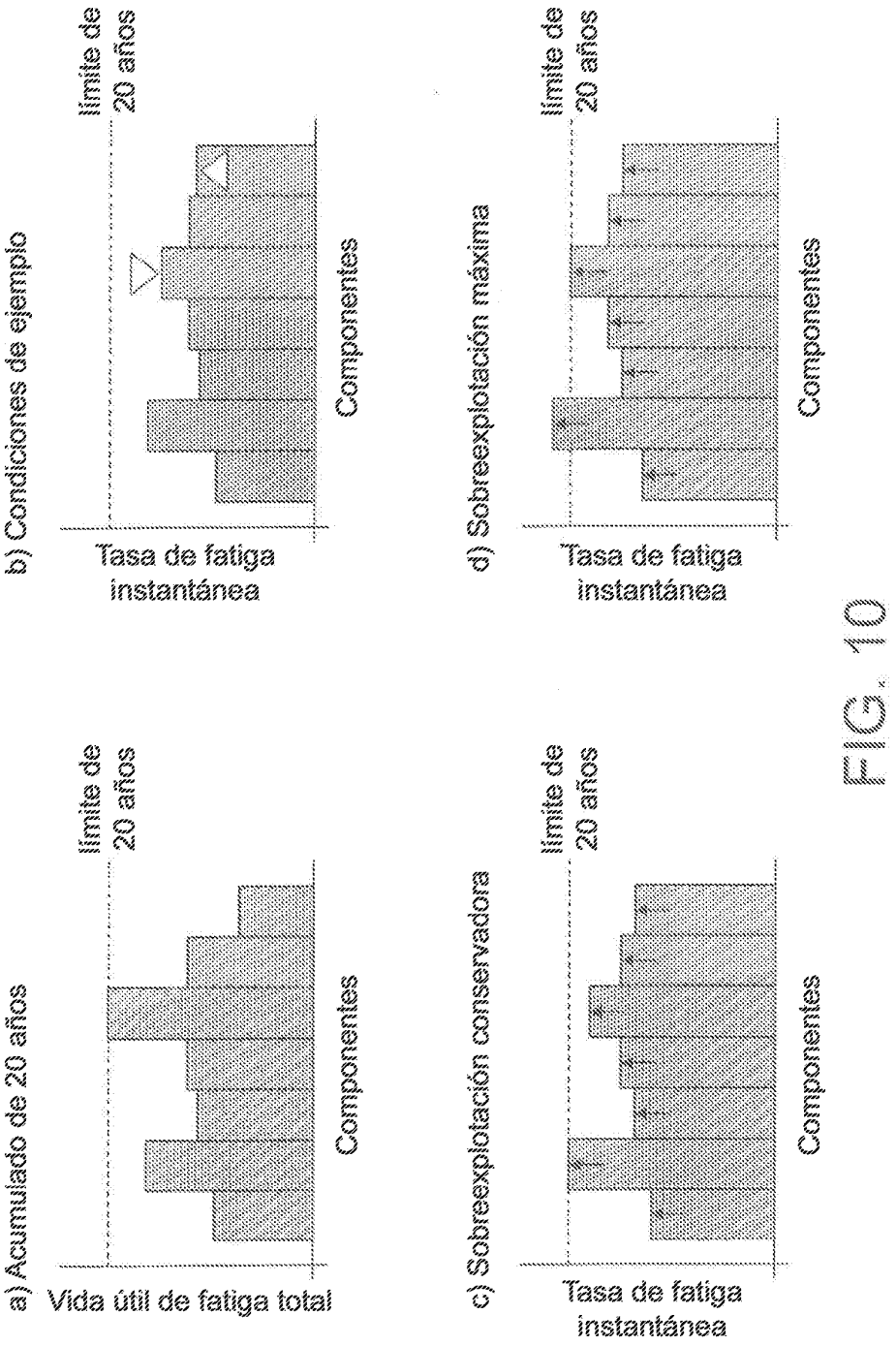
a) Acumulado de 20 años
límite de 20 años
Componentes
Vida útil de fatiga total
b) Condiciones de ejemplo
límite de 20 años
Componentes
Tasa de fatiga instantánea
c) Sobreexplotación conservadora
límite de 20 años
Componentes
Tasa de fatiga instantánea
d) Sobreexplotación máxima
límite de 20 años
Componentes
Tasa de fatiga instantánea

FIG. 10

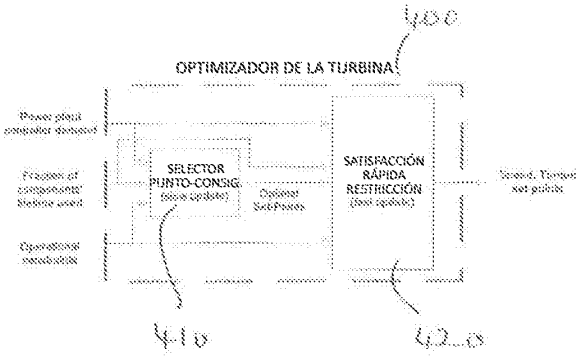

Figura 11

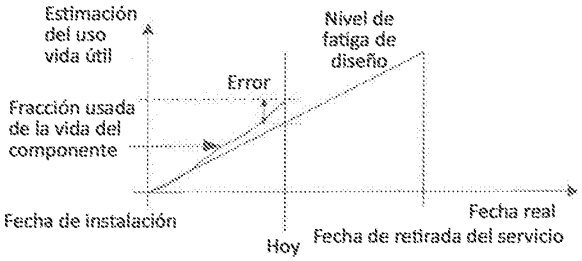

Figura 12