

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 691 526**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 80/50 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **27.05.2015** **PCT/EP2015/061734**

87 Fecha y número de publicación internacional: **17.12.2015** **WO15189032**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.05.2015** **E 15725332 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.07.2018** **EP 3155260**

54 Título: **Operación óptima de parque eólico**

30 Prioridad:

10.06.2014 EP 14171827

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

27.11.2018

73 Titular/es:

ABB SCHWEIZ AG (100.0%)
Brown Boveri Strasse 6
5400 Baden, CH

72 Inventor/es:

TIMBUS, ADRIAN;
FRANKE, CARSTEN y
ZIMA, MARIJA

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 691 526 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

Operación óptima de parque eólico

Campo de la invención

5 La invención se refiere al campo de la operación de parques eólicos. Específicamente, se refiere a un parque eólico conectado a una red de transmisión de energía eléctrica y que incluye una pluralidad de turbinas eólicas con componentes de turbina sujetos a degradación.

Antecedentes de la invención

10 Es probable que el reciente aumento en la generación de energía eólica continúe aumentando a niveles sin precedentes el nivel de producción de energía renovable. Una cantidad significativa de la próxima capacidad de generación de energía eólica será off-shore, lo que da lugar a consideraciones específicas de conectividad eléctrica y problemas de mantenimiento de los componentes. De hecho, los costos operacionales de los parques eólicos después de la instalación se deben principalmente al mantenimiento, ya que los parques eólicos marinos son un cincuenta por ciento más caros que las instalaciones en tierra. Esto se debe, principalmente, a la creciente dependencia de las condiciones climáticas y al factor limitante adicional de los buques de características especiales, capaces de navegar entre las turbinas y transportar los componentes que deben intercambiarse.

15 Convencionalmente, los eventos de mantenimiento de parques eólicos se planifican en pasos distintivos en el tiempo, comenzando con un plan de varios años que indica que un determinado porcentaje del equipamiento general se intercambiará por año. Esto da como resultado un cronograma inicial que se perfecciona y se adapta a lo largo del tiempo, basándose en las características repetidamente evaluadas del equipo. Por otro lado, la planificación de la producción de parques eólicos se lleva a cabo convencionalmente en una escala de tiempo bastante distinta, en particular semanal y diariamente. Es decir, la planificación de generación de electricidad considera los eventos de mantenimiento previamente establecidos solo como restricciones incuestionables.

20 De conformidad con la solicitud de patente WO 2013044925, para garantizar que los límites de carga de fatiga de todos los componentes de la turbina eólica en el curso de su vida útil de diseño, se pueden medir las cargas experimentadas por un componente como momentos de flexión, temperaturas, fuerzas o movimientos y la vida útil de la fatiga del componente, o de vida residual complementaria, calculada. Este cálculo se realiza, por ejemplo, utilizando una técnica bien conocida, como un algoritmo de recuento de flujo de lluvia y la regla de Miner o una ecuación de deterioro químico. La sobrevaloración temporal puede estar restringida si un componente de turbina dado está por encima de su vida útil de fatiga y es susceptible a la sobreestimación del parámetro.

25 El documento de patente US 8649911 B2 describe la evaluación de una pluralidad de parámetros de funcionamiento detectados (eléctricos, mecánicos, térmicos, meteorológicos) con respecto a las clasificaciones de diseño respectivas para los parámetros de funcionamiento (límites de velocidad, límites de torsión). Esto incluye estimar la fatiga en tiempo real basada en el historial del viento, y puede resultar en la elevación de un punto de ajuste de potencia de la turbina eólica cuando la evaluación indica que una turbulencia del viento detectada es menor que la turbulencia del viento estimada.

30 El documento de patente US 8633607 B2 describe un procedimiento para controlar un parque eólico con una pluralidad de turbinas eólicas, en el que se distribuye una potencia requerida entre las turbinas eólicas en base a la carga de fatiga frente a las curvas de potencia de las turbinas eólicas individuales. La determinación de una carga de fatiga en función de la curva de potencia puede comprender la medición de los parámetros de la turbina eólica (vibraciones, carga estática). Una carga de fatiga frente a la curva de potencia puede exhibir un máximo, con la carga de fatiga disminuyendo nuevamente más allá de un cierto ajuste de potencia, lo que potencialmente favorece el funcionamiento asimétrico de las turbinas eólicas para reducir una carga de fatiga promedio en el parque eólico.

35 Todos los enfoques anteriores de la técnica anterior tienen en común que la operación de la turbina eólica se controla para adaptarse a, o cumplir con, los requisitos presentes o actualizados derivados de la vida útil del diseño de los componentes de la turbina, y para evitar exceder un diseño o carga de fatiga objetivo para un periodo de tiempo extendido. Nuevamente, los eventos de mantenimiento previamente establecidos se consideran restricciones indiscutibles.

40 La solicitud de patente US 20130214534 describe un sistema de control de operación de un parque eólico para estimar el tiempo de vida restante o el estado de deterioro de un componente de turbina eólica; estimar un ingreso de ventas de energía eléctrica bajo una pluralidad de condiciones de límite de potencia igual a una del 80%, 90%, 100% de la potencia nominal; estimar el costo de mantenimiento para cada una de una pluralidad de temporizaciones candidatas para realizar mantenimiento en el componente, en base a la vida útil restante del componente bajo cada una de la pluralidad de condiciones de límite de potencia; y seleccionando una condición límite de potencia que maximice los ingresos obtenidos del parque eólico. Las condiciones de límite de potencia introducidas representan una variable de decisión uniforme e invariante en el tiempo en toda la planta

45 El documento WO 2011/095519 A2 se refiere a un sistema de control de turbina eólica en el que los parámetros de

funcionamiento se predicen a partir de predicciones de velocidad del viento y la vida útil restante de algunos componentes de turbina eólica se evalúa en relación con los criterios de fatiga y el programa de mantenimiento.

Descripción de la invención

Un objetivo de la invención es aumentar la flexibilidad en el funcionamiento de un parque eólico. Este objetivo se logra mediante un procedimiento y un sistema de conformidad con las reivindicaciones independientes. Las realizaciones preferidas son evidentes a partir de las reivindicaciones de patente dependientes.

De conformidad con la invención, la programación de mantenimiento y la producción de energía en parques eólicos se manejan simultáneamente en un solo paso de optimización. En lugar de un enfoque en serie, programar primero las actividades de mantenimiento y, posteriormente, adaptar la producción de energía o la operación de la turbina eólica, los dos aspectos se optimizan en conjunto. La operación del parque eólico toma en cuenta los aspectos de mantenimiento al adaptar un índice de vida o estado de salud basado en el estrés mecánico y eléctrico modelado. En consecuencia, el propietario del parque eólico puede decidir cuándo y cuánta energía producir, aceptando así un cierto nivel de estrés para el equipo de la turbina. La optimización propuesta del funcionamiento del parque eólico puede incluir aspectos relacionados con la configuración del operador de red de transmisión, topología de parques eólicos y la red de colectores subyacente, pronósticos de condiciones de viento a corto y largo plazo, condiciones de las turbinas, tiempo operativo restante estimado bajo diferentes patrones de uso y tiempos, así como aspectos del mercado de la electricidad. A lo largo de esta memoria descriptiva, el término parque eólico se refiere a un conjunto de turbinas eólicas todas conectadas a la red de transmisión a través de una subestación o punto de acoplamiento común, independientemente de si las turbinas eólicas están a su vez agrupadas o dispuestas en unidades distinguibles más pequeñas.

Específicamente, un procedimiento para operar un parque eólico que incluye una pluralidad de aerogeneradores con componentes de turbina sujetos a degradación comprende los siguientes pasos:

Predecir, para un componente de turbina de una primera turbina eólica y para cada intervalo de tiempo o paso de tiempo de una secuencia de intervalos de tiempo en el futuro, basada en una secuencia o trayectoria de valores de entrada de control de la turbina dependientes del intervalo de tiempo $u_1(t_1) \dots u_1(t_{N1})$ incluida una acción de mantenimiento de componente iniciada o que comienza con un intervalo de mantenimiento t_{M1} y basado en un modelo de la primera turbina eólica, un índice de vida de los componentes $L(t)$ o un valor de trayectoria de vida simulada indicativa de una vida consumida o restante del componente;

Determinar una secuencia de valores óptimos de entrada de control de turbina $u_1^*(t_1) \dots u_1^*(t_{N1})$ incluyendo un intervalo de mantenimiento óptimo t_{M1}^* que optimiza el valor de una función objetiva $J(u)$ según el índice de vida del componente L y opcionalmente en otras trayectorias de pronóstico;

Proporcionar un primer valor óptimo de entrada de control de la turbina $u_1^*(t_1)$ a un módulo de control de la turbina eólica de la primera turbina eólica, y operar la primera turbina eólica en consecuencia en el primer paso de tiempo o durante el primer intervalo de tiempo.

En el presente contexto, los valores de entrada de control de turbina incluyen uno o más de un ángulo de paso, ángulo de orientación, dirección de góndola, ajustes de cuchilla, velocidad de rotación de la turbina y puntos de ajuste para P activa o Q reactiva de una turbina eólica. Derivando o calculando, en el paso de pronóstico, el índice de vida del componente desde las entradas de control de la turbina implica técnicas explícitamente conocidas en la técnica, así como cualquier otra manera adecuada de relacionar el desgaste o vida útil del componente con la operación de la turbina eólica.

En una variante preferida de la invención, el índice de vida del componente de la turbina depende del comportamiento operativo de una segunda turbina eólica generalmente situada corriente arriba de la primera turbina, más específicamente en una pluralidad de turbinas eólicas adicionales y una trayectoria correspondiente de turbina múltiple valores de entrada. El procedimiento de operación de un parque eólico comprende el paso de predecir el índice de vida del componente basado en una secuencia de segundos valores de entrada de control de la turbina $u_2(t_1) \dots u_2(t_{N2})$ de la segunda turbina eólica evaluando la turbulencia del viento o los efectos de la estela en la primera turbina. Estos últimos se predicen o modelan en función de la operación de la segunda turbina eólica, que a su vez está determinada por las segundas entradas de control de la turbina. El procedimiento también incluye el paso de determinar los valores de entrada de control de turbina primero y segundo simultáneamente óptimos $u_1^*(t_1) \dots u_1^*(t_{N1})$, $u_2^*(t_1) \dots u_2^*(t_{N1})$ a proporcionar a los respectivos módulos de control de la turbina eólica.

En otra variante preferida de la invención, el índice de vida del componente de turbina del primer aerogenerador depende del comportamiento operativo de un segundo aerogenerador conectado eléctricamente a una misma rama de una red de colector del parque eólico como primer aerogenerador. El procedimiento de operación de un parque eólico comprende el paso de predecir el índice de vida del componente basado en una secuencia de segundos valores de entrada de control de la turbina ($u_2(t_1) \dots u_2(t_{N2})$) de la segunda turbina eólica, mediante la evaluación de la interacción eléctrica entre un generador de la primera turbina y un generador de la segunda turbina. Dicha interacción puede basarse en una fase de voltaje y diferencia de amplitud entre el lado de la rama de los dos generadores, que a su vez es una consecuencia de diferentes puntos de ajuste P , Q para las dos turbinas eólicas. El procedimiento

también incluye el paso de determinar los valores de entrada de control de turbina primero y segundo simultáneamente óptimos $u_1^*(t_1) \dots u_1^*(t_{N1})$, $u_2^*(t_1) \dots u_2^*(t_{N2})$ a proporcionar a los respectivos módulos de control de la turbina eólica.

En otra variante preferida de la invención, la función objetivo J se extiende a la manipulación de componentes de turbina degradantes plurales y facilita intervalos de tiempo de mantenimiento distintos $t_{M,j}^*$ para cada componente. El procedimiento de operación de un parque eólico comprende los pasos para determinar los valores óptimos de entrada de control de la turbina $u^*(t)$, incluidos los intervalos de mantenimiento óptimos $t_{M,j}^*$ optimizando una función objetivo $J(u)$ que depende de los índices de vida de los componentes plurales L_j cada uno asignado a uno de los componentes plurales. Optimizar un valor de la función objetivo en función de los valores de entrada de control de la turbina para cada uno de la pluralidad de intervalos de tiempo del período de predicción comprende variar iterativamente una trayectoria de valores de entrada de control de la turbina candidatos incluyendo intervalos de tiempo de mantenimiento candidatos $t_{M,j}$ hasta que se llegue a un valor optimizado de la función objetivo $J(u)$. Para cada componente, se espera que tal óptimo se correlacione con un valor residual bajo o incluso mínimo del índice de vida L_j en el intervalo de tiempo de mantenimiento correspondiente $t_{M,j}^*$.

De conformidad con una realización ventajosa de la invención, la optimización de la función objetivo incluye minimizar una diferencia entre una potencia de demanda pronosticada del parque eólico y una potencia de previsión generada de la pluralidad de aerogeneradores del parque eólico, evaluada en un intervalo de tiempo específico o como una integral en intervalos de tiempo plurales. El procedimiento de operación del parque eólico incluye las etapas de

Proporcionar o predecir, para cada intervalo de tiempo de la secuencia de intervalos de tiempo en el futuro, un pronóstico del viento que incluya la velocidad del viento y la dirección del viento en cada uno de los múltiples aerogeneradores, y calcular, para cada una de las secuencias de intervalos de tiempo en el futuro, una secuencia de valores de salida de potencia eléctrica ($p_j(t_1) \dots p_j(t_{Nj})$) de cada turbina según el pronóstico del viento y en función de la secuencia de valores de entrada de control de la turbina $u_j(t_1) \dots u_j(t_{Nj})$;

Proporcionar, o predecir, para cada secuencia de intervalos de tiempo en el futuro, una demanda de energía eléctrica o un pronóstico de generación de energía para el parque eólico, con un pronóstico de generación de energía, o una oferta, indica una potencia que el operador del parque eólico está ofreciendo a producir y ser menos que un pronóstico de demanda de energía emitido por un operador de red;

Proporcionar una función objetivo que penaliza una desviación de la salida de potencia calculada de todas las turbinas de la granja de la demanda de potencia o fuente de alimentación pronosticada y, por lo tanto, minimiza dicha diferencia. En consecuencia, es probable que se identifique un intervalo de tiempo con una capacidad eólica consolidada del parque que exceda la demanda de energía eléctrica o la fuente de alimentación para ejecutar el mantenimiento del componente, evitando así cualquier pérdida involuntaria en la producción de energía del parque eólico.

De conformidad con otra realización ventajosa de la invención, una frecuencia de actualización o un retardo de tiempo entre determinaciones sucesivas de la secuencia de valores óptimos de entrada de control de turbina $u_1^*(t_1) \dots u_1^*(t_{N1})$ puede depender de la velocidad del viento, la variabilidad de la velocidad del viento o la frecuencia de actualización de los datos de pronóstico. Por lo tanto, la actualización del valor de entrada de control se puede ejecutar al menos una vez por hora, preferiblemente al menos cada quince minutos, más preferiblemente al menos una vez por minuto.

De conformidad con otra realización ventajosa de la invención, la optimización de la función objetivo incluye minimizar un desequilibrio de flujo de potencia en una red de colector de corriente que interconecta las turbinas eólicas del parque eólico, evaluado en un intervalo de tiempo específico o como una integral en intervalos de tiempo plurales. La función objetivo penaliza el desequilibrio del flujo de potencia en la red del colector y/o favorece un flujo de potencia de la red del colector más equilibrado, reduciendo finalmente las pérdidas eléctricas. Una distribución de flujo de potencia más homogénea también evita la interacción eléctrica a través de la red del colector y/o inestabilidades de la red del colector, tales como variaciones de tensión a frecuencias nominales o armónicos de corriente a frecuencias más altas. En consecuencia, se favorecerá una distribución uniforme de las turbinas que se están reparando a la vez entre las ramas de la red de colectores.

De conformidad con otra realización ventajosa de la invención, la optimización de la función objetivo incluye maximizar ganancias o ingresos, y/o minimizar el costo. La función objetivo en este caso incluye un término indicativo de las ganancias de la energía eléctrica generada por la primera turbina durante el período de predicción o la secuencia de intervalos de tiempo en el futuro.

En resumen, la gestión de parques eólicos optimiza la planificación y operación de la producción de energía eólica incluyendo las consideraciones anteriores con el objetivo de minimizar el impacto de mantenimiento y maximizar la producción de energía, considerando el estado de salud de la turbina y las posibles interacciones entre las turbinas. La gestión de parques eólicos puede incluir pronósticos de viento a largo plazo y pronósticos de precios de la energía cuando se decida sobre la generación de energía en un horizonte a largo plazo, determinando de esta manera un programa combinado de producción y mantenimiento para todo el parque eólico.

Breve descripción de las figuras

El objeto de la invención se explicará con más detalle en el siguiente texto con referencia a realizaciones ejemplares

preferidas que se ilustran en los dibujos adjuntos, en los que:

La Fig.1 muestra esquemáticamente un diseño de parque eólico,

La Fig.2 representa los valores de entrada de control de la turbina y la evolución del índice de vida correspondiente, y

La Fig.3 representa varios aspectos del concepto de control de un parque eólico.

5 Descripción detallada de las formas de realización preferidas

La figura 1 representa un diseño de parque eólico con tres filas paralelas 11 que comprenden cada una siete turbinas eólicas conectadas a una rama 12 de una rejilla de colector. Las turbinas eólicas ejemplares primera y segunda se designan con los números 111 y 112. Todas las derivaciones de la red del colector convergen en una barra colectora de media tensión MV 13 de una subestación principal. Un transformador 14 conecta la barra de bus de MV a un PCC de acoplamiento de punto de conexión y a una red de transmisión 15 bajo el control de una red u operador de red.

La figura 2 es un gráfico que muestra, en distintos pasos de tiempo que comienzan con y terminan en t_M , los valores de entrada de control de la turbina $u(t)$ (círculos pequeños) así como una evolución del índice de vida de los componentes interpolados $L(t)$ o trayectoria de vida útil. El último es, en esta representación, indicativo de una vida de consumo o condición de salud inversa del componente de turbina. A partir de un valor de índice base en el momento actual para el índice aumenta constantemente en relación con los valores de la entrada de control de la turbina. El índice de vida se restablece a un valor inferior en el momento de una etapa de mantenimiento t_M .

La figura 3 representa varios aspectos del concepto de control de un parque eólico. El parque eólico tiene un cierto diseño de parque eólico que especifica una topología de red de colector eléctrico y una disposición geográfica mutua de las turbinas eólicas individuales. Esto último permite dar cuenta de las turbulencias del viento, o efectos de activación, entre diferentes aerogeneradores en el sistema de gestión de parques eólicos. Se representan tres instancias de aerogeneradores, cada una provista con un módulo WTC de control de turbina eólica y un CMS de sistema de monitoreo de condición opcional que incluye sensores y herramientas de diagnóstico para determinar un índice de vida o estado de salud de la turbina.

El sistema de gestión del parque eólico recibe datos de medición del parque eólico, incluidos los datos del CMS y las condiciones actuales del viento. Además, el sistema de gestión del parque eólico recibe los puntos de envío del operador de red actual que especifican el modo de operación del parque eólico y los puntos de operación asociados a nivel de parque.

El sistema de gestión de parques eólicos recibe pronósticos de viento a corto, medio y largo plazo para la predicción de energía eólica, así como pronósticos de precios de energía a corto, mediano y largo plazo. Tanto la información puede ser proporcionada por servicios externos o por el operador del parque eólico. Del mismo modo, los pronósticos de demanda o carga, posiblemente en forma de patrones estacionales repetidos, pueden proporcionarse al sistema. Aquí, se pueden prever patrones estacionales que especifiquen periodos en los que la demanda de energía es alta y los periodos donde es probable que tengan bajas demandas desde la perspectiva de la grilla. Además, se utilizan herramientas o servicios externos para predecir los puntos de envío del operador de red a largo plazo, en los que las demandas de energía también pueden modelarse dentro de dicho pronóstico a largo plazo de los puntos de envío del operador de red.

El sistema de gestión de parques eólicos incluye un módulo de condición de turbina eólica para determinar un índice de vida indicativo de un estado de salud, o consumo de por vida, o desgaste agregado, de cada turbina eólica, o incluso de sus componentes individuales. Los componentes típicos considerados incluyen cuchillas, convertidor, generador y transformador de la turbina. Un índice de vida actualizado indicativo del estado de un componente presente se puede obtener del CMS y/o se puede determinar a partir de los datos de sensor correspondientes.

De forma alternativa, se puede determinar o predecir un índice de vida basándose en las horas de funcionamiento registradas o pronosticadas de los componentes de la turbina y/o las condiciones de funcionamiento correspondientes o las entradas de control de la turbina. La operación de la turbina da lugar a un esfuerzo mecánico para los componentes de la turbina eólica a los que se agrega una tensión eléctrica causada principalmente por las corrientes llevadas por los componentes eléctricos de la turbina. Se pueden considerar al menos dos formas de determinar, vincular, un índice de vida de las horas de funcionamiento y/o las entradas de control de la turbina:

a) Las horas de funcionamiento y/o las entradas de control de la turbina se pueden mapear o comparar con un índice de vida esperado proporcionado por el fabricante del componente y en función de los parámetros de operación del diseño.

b) Las horas de funcionamiento y/o las entradas de control de la turbina se pueden alimentar a los modelos de los componentes de la turbina para identificar la tasa de deterioro y, por lo tanto, el índice de vida del componente. Los modelos pueden incluir modelos empíricos de los componentes de la turbina que están entrenados en datos de deterioro observados de turbinas de un tipo al menos similar al de la turbina considerada. El entrenamiento del modelo de turbina, o la calibración del modelo, también incluye una evaluación adecuada de las fallas prematuras observadas

de la turbina.

La determinación de un índice de vida o la predicción de una trayectoria de vida de un componente de turbina puede incluir uno de crecimiento de grietas o modelos de paredes gruesas tales como paletas de turbina sujetas a estrés mecánico, estimación de fatiga en las palas relacionadas con arranques y paradas, turbina la estimación de la falla de la electrónica de potencia del convertidor, de elementos de conmutación de semiconductores de potencia, tales como IGBT, relacionados con carga alta tal como velocidad, torsión, operación de potencia y/o gran cantidad de eventos de conmutación, estimación de desgaste, por ejemplo, escobillas de carbón, anillo deslizante, cojinetes del motor, caja de cambios, relacionados con el número de rotaciones de la turbina.

El sistema de gestión de parques eólicos incluye un módulo de interacción entre turbina para evaluar las interacciones aerodinámicas y eléctricas o electro/mecánicas entre aerogeneradores individuales de un parque eólico. En una imagen simplificada, si una turbina corriente arriba crea estelas, una turbina aguas abajo experimenta condiciones más turbulentas y vibraciones mecánicas correspondientes. La interacción entre turbina se puede cuantificar como una función de los puntos operacionales de las turbinas individuales. En consecuencia, al equilibrar adecuadamente los puntos operacionales de las turbinas vecinas, la carga mecánica puede en algunos casos transferirse o migrarse de una turbina a otra.

El sistema de gestión de parques eólicos puede incluir un módulo de planificación de producción y mantenimiento para determinar los programas de producción y mantenimiento y para emitir las entradas de control de turbinas correspondientes, incluidos los puntos de consigna para potencia activa o reactiva a los módulos de control de turbina eólica individuales. El módulo de planificación de mantenimiento conoce los posibles intervalos y restricciones de mantenimiento, es decir, el número de turbinas puede ser atendido en un intervalo de mantenimiento determinado.

La inclusión, en una función objetivo, de un índice de vida permite influir en la disponibilidad de un componente de turbina eólica mediante el envejecimiento controlado o la ingeniería de vida útil, mediante la predicción de la degradación de los componentes basada en las entradas de control de la turbina. Específicamente, un procedimiento para operar un parque eólico que incluye una pluralidad de aerogeneradores con componentes de turbina sujetos a degradación puede comprender las etapas de

a) determinar una trayectoria de los valores de entrada de control de la turbina candidatos $u(t_i)$ en N pasos o intervalos de tiempo futuros $t_1 \dots t_N$, incluidos los valores de la potencia activa/reactiva generada P, Q y/o puntos de ajuste para ángulos de inclinación, ángulos de paso, velocidad del generador/rotor, e incluyendo un tiempo de mantenimiento t_M ,

b) determinar, mediante el Modelo Predictivo de Control de turbina eólica MPC, a partir de la trayectoria de los valores de entrada de control de turbina $u(t)$ una trayectoria de vida simulada $L(t)$ de un primer componente de turbina,

c) calcular una función objetivo $J(u)$ que comprende, inter alia, la trayectoria de vida simulada $L(t)$,

d) repetir iterativamente las etapas a) hasta c) con un módulo de optimización, variando la trayectoria de los valores de entrada de control de turbina $u(t)$ hasta que se obtenga un valor optimizado de la función objetivo $J[u]$ para una trayectoria de valores óptimos de entrada de control de turbina $u^*(t)$ incluido un tiempo de mantenimiento óptimo t_M^* ,

e) aplicar a la turbina al menos un primer valor óptimo de entrada de control de turbina $u^*(t_1)$ de la trayectoria de los valores óptimos de entrada de control de la turbina.

El procedimiento también puede comprender, en el que se predice un comportamiento operativo de una segunda turbina eólica a partir de una trayectoria de valores de entrada de múltiples turbinas, determinando la trayectoria de vida simulada para el componente prediciendo y evaluando la turbulencia del viento o efectos de estela del comportamiento operativo de la segunda turbina eólica en la primera turbina.

Las características del procedimiento para operar un parque eólico y el controlador de parque eólico tal como se describe en la presente memoria pueden realizarse por medio de componentes de hardware, firmware y/o un dispositivo informático que tiene medios de procesamiento programados por el software apropiado. Por ejemplo, el controlador de parque eólico puede incluir cualquier procesador o circuito integrado de propósito general conocido como una unidad de procesamiento central (CPU), microprocesador, matriz de puertas programable por campo (FPGA), circuito integrado específico de aplicación (ASIC) u otro procesamiento programable adecuado o dispositivo o circuito informático según se desee. El procesador puede programarse o configurarse para incluir y realizar características de las realizaciones ejemplares de la presente divulgación, tal como un procedimiento para operar un parque eólico. Las funciones se pueden realizar a través de un código de programa o software codificado o grabado en el procesador, o almacenado en una memoria no volátil accesible para el procesador, como la memoria de solo lectura (ROM), la memoria borrable programable de solo lectura (EPROM), u otra memoria o circuito adecuado según se desee. En otra realización ejemplar, el programa o código de software puede proporcionarse en un producto de programa informático que tiene un medio de grabación legible por ordenador no transitorio tal como un disco duro, unidad de disco óptico, unidad de estado sólido u otro dispositivo o circuito de memoria adecuado como deseado, el código de programa o software transferible o descargable al procesador para su ejecución cuando el medio legible por computadora no transitorio se coloca en contacto comunicable con el procesador.

5 Aunque la invención se ha descrito en detalle en las figuras y en la memoria descriptiva anterior, dicha descripción debe considerarse ilustrativa o ejemplar y no restrictiva. Las variaciones de las realizaciones descritas pueden ser entendidas y efectuadas por los entendidos en la técnica y practicando la invención reivindicada, a partir de un estudio de las figuras, la divulgación, y las reivindicaciones adjuntas. En las reivindicaciones, la palabra "que comprende" no excluye otros elementos o pasos, y el artículo indefinido "un " o "una" no excluye una pluralidad. El mero hecho de que ciertos elementos o pasos se enumeren en reivindicaciones distintas no indica que una combinación de estos elementos o pasos no pueda utilizarse para ventaja, específicamente, además de la dependencia real de la reivindicación, cualquier combinación significativa de reivindicación adicional se considerará divulgada.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para operar un parque eólico que incluye una pluralidad de turbinas eólicas con una pluralidad de componentes de turbina que comprende un primer componente de turbina y componentes adicionales, dichos componentes de turbina, sujetos a degradación, comprenden:
 - 5 - predecir, para un componente de turbina de una primera turbina eólica (111) y para cada una de una secuencia de intervalos de tiempo ($t_1 \dots t_{N1}$) en el futuro, en base a una secuencia de los primeros valores de entrada de control de la turbina ($u_1(t_1) \dots u_1(t_{N1})$) que incluye una acción de mantenimiento de componentes en un intervalo de mantenimiento t_{M1} , un índice de vida de los componentes $L(t)$ del primer componente de la turbina,
 - determinar una secuencia de valores óptimos de entrada de control de la turbina ($u_1^*(t_1) \dots u_1^*(t_{N1})$), que incluye
 - 10 a) un intervalo de mantenimiento óptimo t_{M1}^* para el primer componente de turbina y
 - b) intervalos de mantenimiento óptimos $t_{M,j}^*$ para cada uno de los componentes adicionales de la turbina que optimizan una función objetivo $J(u)$ en función del índice de vida del componente L del primer componente de la turbina y de los índices de vida de los componentes L_j de los componentes adicionales de la turbina, y
 - operar el primer aerogenerador según, al menos, un valor óptimo de entrada de control de turbina $u_1^*(t_1)$, caracterizado en que el procedimiento comprende, además
 - 15 - predecir el índice de vida del componente basado en una secuencia de segundos valores de entrada de control de la turbina ($u_2(t_1) \dots u_2(t_{N2})$) de una segunda turbina eólica (112) conectada eléctricamente a una misma rama (12) de una red de colector del parque eólico como la primera turbina eólica, mediante la evaluación de la interacción eléctrica entre la primera turbina y la segunda turbina, y
 - 20 - determinar los valores de entrada de control óptimos de la primera y segunda turbina $u_1^*(t)$, $u_2^*(t)$.
2. El procedimiento de la reivindicación 1, que comprende
 - predecir el índice de vida del componente, basado en una secuencia de segundos valores de entrada de control de la turbina ($u_2(t_1) \dots u_2(t_{N2})$) de una segunda turbina eólica (112) situada corriente arriba de la primera turbina eólica, evaluando la turbulencia del viento prevista en la primera turbina y causada por el comportamiento operativo de la
 - 25 segunda turbina eólica, y
 - determinar los valores de entrada de control óptimos de la primera y segunda turbina $u_1^*(t)$, $u_2^*(t)$.
3. El procedimiento de una de las reivindicaciones 1 a 2, que comprende
 - proporcionar para cada una de la secuencia de intervalos de tiempo ($t_1 \dots t_{Nj}$) en el futuro un pronóstico del viento, y el cálculo de una secuencia de valores de salida de potencia eléctrica ($p_j(t_1) \dots p_j(t_{Nj})$) de cada una de la pluralidad de
 - 30 turbinas del parque eólico en función del pronóstico del viento y en función de una secuencia respectiva de valores de entrada de control de la turbina ($u_j(t_1) \dots u_j(t_{Nj})$),
 - proporcionar para cada una de la secuencia de intervalos de tiempo ($t_1 \dots t_{Nj}$) en el futuro una demanda de energía eléctrica o un pronóstico de generación de energía $P(t)$ para el parque eólico, y
 - 35 - proporcionar una función objetivo J que penaliza una desviación de una suma de las salidas de potencia eléctrica calculadas $p_j(t)$ de la pluralidad de turbinas del parque eólico a partir de la demanda de potencia o previsión de generación de potencia $P(t)$.
4. El procedimiento de una de las reivindicaciones 1 a 3, que comprende
 - determinar la secuencia de los valores óptimos de entrada de control de la turbina ($u_1^*(t_1) \dots u_1^*(t_{N1})$) al menos una vez por hora, preferiblemente al menos cada quince minutos, más preferiblemente al menos una vez por minuto.
- 40 5. El procedimiento de una de las reivindicaciones 1 a 4, en el que las turbinas eólicas del parque eólico están conectadas eléctricamente a una rejilla colectora (12, 13), que comprende
 - proporcionar una función objetivo que incluye un término que penaliza el desequilibrio del flujo de potencia en la red del colector.
- 45 6. El procedimiento de una de las reivindicaciones 1 a 5, en el que la función objetivo incluye un término indicativo de las ganancias de la energía eléctrica generada por la primera turbina durante un lapso de tiempo que incluye el tiempo de mantenimiento del componente t_M .
7. Un sistema de gestión de parque eólico para operar un parque eólico que incluye una pluralidad de turbinas eólicas con una pluralidad de componentes de turbina que comprende un primer y otros componentes de turbina, en que dichos componentes de turbina están sujetos a degradación, que comprende

- 5 - un módulo de predicción para predecir un índice de vida de componente $L(t)$ de un componente de turbina de una primera turbina eólica (111), para cada una de una secuencia de intervalos de tiempo $(t_1 \dots t_N)$ en el futuro, basado en un modelo de la primera turbina eólica y basado en una secuencia de los primeros valores de entrada de control de la turbina $(u_1(t_1) \dots u_1(t_N))$ que incluye una acción de mantenimiento de componentes en un intervalo de mantenimiento t_M ,
- un módulo de optimización para determinar una secuencia de valores óptimos de entrada de control de la turbina $(u_1^*(t_1) \dots u_1^*(t_N))$, que incluye
 - a) un intervalo de mantenimiento óptimo t_M^* para el primer componente de turbina y
 - 10 b) intervalos de mantenimiento óptimos $t_{M,j}^*$ para cada uno de los componentes adicionales de la turbina que optimizan una función objetivo $J(u)$ en función del índice de vida del componente L del primer componente de la turbina y de los índices de vida de los componentes L_j de los componentes adicionales de la turbina, y
- un módulo de control para operar el primer aerogenerador, de conformidad con al menos un valor de entrada de control de turbina óptimo $u_1^*(t_1)$, caracterizado en que el módulo de optimización está configurado para
- 15 - predecir el índice de vida del componente basado en una secuencia de segundos valores de entrada de control de la turbina $(u_2(t_1) \dots u_2(t_{N2}))$ de una segunda turbina eólica (112) conectada eléctricamente a una misma rama (12) de una red de colector del parque eólico como la primera turbina eólica, mediante la evaluación de la interacción eléctrica entre la primera turbina y la segunda turbina, y
- determinar los valores de entrada de control óptimos de la primera y segunda turbina $u_1^*(t)$, $u_2^*(t)$.

Fig. 1

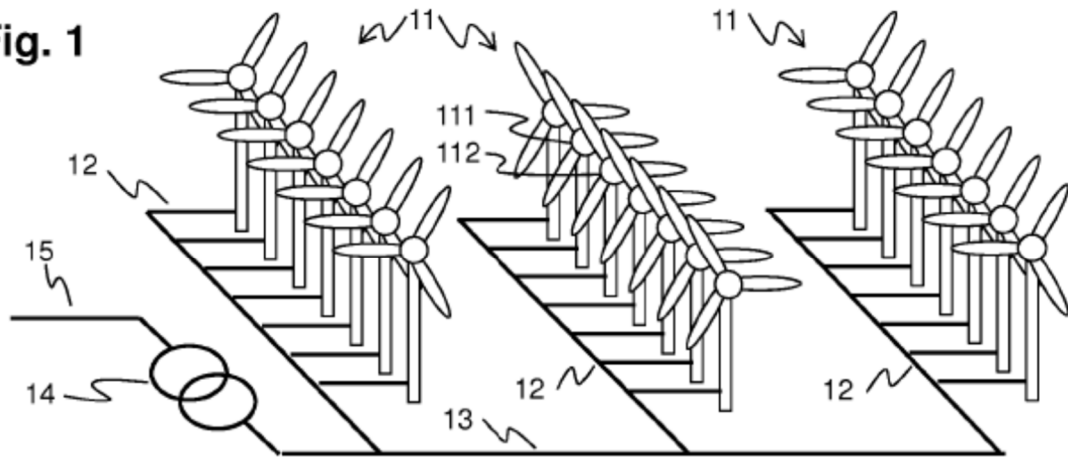


Fig. 2

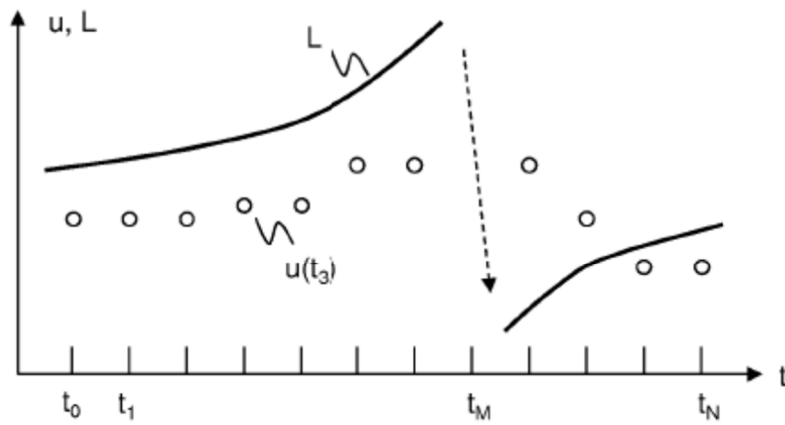


Fig. 3

