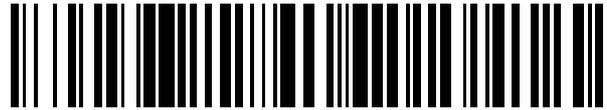


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 781 599**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 13/30 (2006.01)

G06Q 10/06 (2012.01)

G06F 17/50 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **23.11.2015 PCT/DK2015/050361**

87 Fecha y número de publicación internacional: **02.06.2016 WO16082838**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.11.2015 E 15801321 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.03.2020 EP 3224474**

54 Título: **Determinación de configuración de turbina eólica**

30 Prioridad:

24.11.2014 DK 201470731

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

03.09.2020

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**SPRUCE, CHRIS y
HALES, KELVIN**

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 781 599 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

Determinación de configuración de turbina eólica

- 5 Esta invención se refiere a sistemas informáticos y métodos para determinar una configuración de turbina eólica y, en particular, a métodos para determinar una configuración de turbina eólica para una ubicación objetivo en base a los valores de parámetro de rendimiento y de estimación de vida a fatiga. La invención también se refiere a un método y un aparato para fabricar una pala de turbina eólica.
- 10 La potencia nominal de una turbina eólica se define en la norma IEC 61400 como la salida de potencia eléctrica continua máxima que una turbina eólica está diseñada para lograr en condiciones normales externas y de funcionamiento. Las grandes turbinas eólicas comerciales están generalmente diseñadas para un tiempo de vida de 20 años y su salida de potencia nominal tiene en cuenta esa vida útil. La potencia nominal solamente puede lograrse cuando la velocidad de viento es lo suficientemente alta para soportar un funcionamiento de carga completa.
- 15 Además de categorizarse por su potencia nominal, las turbinas eólicas también se categorizan por los regímenes de viento para los que están diseñados. Los diversos regímenes de viento se clasifican en la IEC 61400 según velocidad de viento anual promedio, intensidad de turbulencia y ráfagas extremas durante 50 años en un sitio particular. La norma IEC define tres clases de condiciones de viento en las que cabría razonablemente esperar que funcione una turbina eólica. Estas se indican con I, II y III, definiendo Clase I la más ventosa y definiendo Clase III la menos ventosa. Dentro de estas clases, se definen tres rangos de turbulencia. Se indican con A, B y C, que corresponden a turbulencia alta, media y baja, respectivamente.
- 20 Normalmente, un diseño de turbina eólica se basa en un agregado esperado de condiciones durante los 20 años de vida de la turbina para una clase de viento según la IEC indicada. Para considerarse adecuada para una clase de viento dada, una turbina eólica debe estar diseñada para soportar las cargas mecánicas de rotura o extremas y las cargas de fatiga mecánica resultantes del funcionamiento en tales condiciones de viento. Debido a consideraciones de coste y eficiencia de fabricación, las turbinas eólicas se producen generalmente en un número limitado de variantes, o tipos de turbinas eólicas, cada una de las cuales está diseñada específicamente para una clase de viento dada.
- 25 Estas variantes normalmente tienen una góndola común, que incluye caja de engranajes y generador, por ejemplo, evaluada a 2MW, y tienen diámetros de rotor sustancialmente diferentes, por ejemplo, 80 m, 90 m, 100 m. Alternativamente, pueden tener un rotor común, y cajas de engranajes y generadores con clasificaciones de potencia sustancialmente diferentes. En cualquier caso, puede lograrse un conjunto de variantes manteniendo la mayoría de componentes de turbina según la norma.
- 30 Al seleccionar un tipo de turbina eólica para un sitio dado, normalmente las condiciones de viento en ese sitio se determinan y se traducen en una clase de viento de IEC y se selecciona el tipo de turbina eólica más apropiado en base a estos factores. Véase, por ejemplo, el artículo de Serrano Gonzales *et al* "Overall design optimization of wind farms", Renewable Energy, Pergamon Press, Oxford, GB, vol. 36, núm. 7, 7 de octubre de 2010.
- 35 Sin embargo, las turbinas individuales pueden experimentar diferentes condiciones de viento y de funcionamiento a lo largo de su tiempo de vida, por ejemplo, debido a la topografía del sitio, y a las variaciones en las condiciones en el microsítio en el que se ubica la turbina, que conducen a variaciones en la producción de potencia, así como la vida a fatiga y carga de componente, desde microsítio hasta microsítio para turbinas de un tipo dado y que tienen la misma configuración. Como resultado, algunas turbinas pueden tener niveles más bajos de producción de energía anual (AEP), niveles más bajos de carga y pueden tener un tiempo de vida real de más de 20 años. Este exceso de tiempo de vida indica que las turbinas pueden estar infrautilizadas durante sus tiempos de vida.
- 40 Como se utiliza en el presente documento, el término "micrositio" se refiere a la ubicación específica de una turbina eólica individual, mientras que el término "sitio" se refiere a una ubicación más general, como la ubicación de un parque eólico.
- 45 Como se utiliza en el presente documento, el término "configuración" incluye, pero no se limita a cualquiera de diámetro de rotor de pala, longitud de pala, altura de buje, velocidad de viento de parada alto, baja velocidad de viento de puesta en servicio, baja velocidad de viento de parada, controles de limitación de empuje que reducen el empuje de rotor en la "rodilla" de la curva de potencia a expensas de la salida de potencia, alerones de tipo Gurney, generadores de vórtice y aletas. Además, incluye aumento de explotación de potencia, lograda por velocidad de rotación de aumento de explotación transitoria, par motor de grupo propulsor o ambos. Además, incluye reducción de potencia, lograda mediante la velocidad de rotación de reducción transitoria, par motor de grupo propulsor o ambos. Además, incluye la "gestión de sector eólico", que es los controles de limitación de carga que son una función de la dirección de viento, donde la dirección de viento se mide o bien localmente en la turbina o bien mediante un controlador de planta de potencia, y donde la limitación de carga se realiza a través de una reducción de potencia. Como se usa en el presente documento, el término "rodilla" se refiere a la región de la curva de potencia en la transición de carga parcial a carga completa. Esta es generalmente la región de la curva de potencia inmediatamente a la izquierda de la parte de carga completa plana de la curva.
- 50
- 55
- 60
- 65

Según la presente invención, se proporciona un método para determinar una configuración de una turbina eólica de un tipo de turbina eólica dado, comprendiendo el método las etapas de: almacenar en una base de datos una pluralidad de combinaciones de parámetros físicos y de control de la turbina eólica que pueden hacerse variar; determinar una pluralidad de características de flujo eólico en una ubicación objetivo; aplicar una función que define una relación entre un parámetro de rendimiento, una estimación de vida a fatiga, la combinación de parámetros físicos y de control y la pluralidad de características de flujo eólico, a al menos algunas de la pluralidad de combinaciones en la base de datos para determinar valores del parámetro de rendimiento y de la estimación de vida a fatiga para esas combinaciones; y seleccionar una de las combinaciones de parámetros físicos y de control como la configuración de la turbina eólica para la ubicación objetivo en base a los valores de parámetro de rendimiento y de estimación de vida a fatiga.

La invención también proporciona un sistema informático para determinar una configuración de una turbina eólica de un tipo de turbina eólica dado, comprendiendo el sistema informático: un procesador informático; una memoria que comprende una base de datos en la que se almacenan una pluralidad de combinaciones de parámetros físicos y de control de la turbina eólica que pueden hacerse variar, comprendiendo la memoria además un programa que, cuando se ejecuta en el procesador informático, realiza una operación para procesar datos que comprende: determinar una pluralidad de características de flujo eólico en una ubicación objetivo; aplicar una función que define una relación entre un parámetro de rendimiento, una estimación de vida a fatiga, la combinación de parámetros físicos y de control y la pluralidad de características de flujo eólico, a al menos algunas de la pluralidad de combinaciones en la base de datos para determinar valores del parámetro de rendimiento y de la estimación de vida a fatiga para esas combinaciones; y seleccionar una de las combinaciones de parámetros físicos y de control como la configuración de la turbina eólica para la ubicación objetivo en base a los valores de parámetro de rendimiento y de estimación de vida a fatiga.

Realizaciones de la invención permiten que se optimice ventajosamente la configuración de un tipo de turbina eólica particular para un micrositio específico para maximizar el rendimiento de turbina teniendo en cuenta la vida a fatiga de la turbina. Por tanto, una turbina de tipo dado puede configurarse para trabajar más cerca de su rendimiento máximo en cualquier entorno y dar un menor coste de energía nivelado. Por ejemplo, cuando el parámetro de rendimiento es la salida de potencia, realizaciones de la invención permiten la determinación de la mayor salida de potencia para un tipo de turbina para el cual la estimación de vida a fatiga no cae por debajo de un umbral predeterminado. Tal como se utiliza en el presente documento, el término "coste nivelado de energía" se refiere a una medida del coste de energía procedente de una turbina que se calcula dividiendo los costes de tiempo de vida de la turbina por la salida de energía de vida útil de la turbina.

La pluralidad de características de flujo eólico puede comprender al menos dos de: distribución de densidad de probabilidad de velocidad de viento; dirección de viento; distribución de densidad de probabilidad; intensidad de turbulencia promedio; distribución de densidad de probabilidad de intensidad de turbulencia; densidad de aire; distribución de densidad de probabilidad de densidad de aire; viento extremo; cizalladura de viento vertical promedio; distribución de densidad de probabilidad de cizalladura de viento vertical; cizalladura de viento horizontal promedio; distribución de densidad de probabilidad de cizalladura de viento horizontal; inclinación de flujo; efectos de estela; para la ubicación objetivo o para uno o más de un número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo. Preferiblemente, se determina la pluralidad de características de flujo eólico para al menos 12 sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.

En determinadas realizaciones, el método comprende además la etapa de determinar las condiciones ambientales en la ubicación objetivo y la función define una relación entre el parámetro de rendimiento, la estimación de vida a fatiga, la pluralidad de características de flujo eólico y las condiciones ambientales. La etapa de determinar las condiciones ambientales en la ubicación objetivo puede comprender determinar al menos una de: temperatura ambiente anual media, distribución de densidad de probabilidad de temperatura ambiente, presión atmosférica anual media y distribución de densidad de probabilidad de presión atmosférica para la ubicación objetivo o para uno o más de un número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo. Preferiblemente, se determina al menos una de las condiciones ambientales para al menos 12 sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.

El parámetro de rendimiento puede comprender al menos uno de los siguientes: producción de energía anual; coste de energía; coste de pala; coste de torre y cimentación; coste de turbina; coste y rentabilidad de funcionamiento de tiempo de vida de turbina.

En determinadas realizaciones, la estimación de vida a fatiga comprende un cálculo de carga de fatiga para uno o más componentes de la turbina eólica. Los parámetros físicos pueden comprender cualquier aspecto de la configuración física de la turbina eólica. Preferiblemente, los parámetros físicos comprenden al menos uno de: altura de buje y diámetro de rotor. Una pluralidad de diámetros de rotor para la turbina eólica puede almacenarse en la base de datos, diferenciándose cada uno por menos de un intervalo predeterminado. En determinadas realizaciones, el intervalo predeterminado es aproximadamente el 10%, preferiblemente aproximadamente el 5%, más preferiblemente aproximadamente el 2%.

Los parámetros de control comprenden preferiblemente al menos uno de: control de aumento de explotación; control de reducción de explotación; limitador de empuje; viento de parada alto; modos de control de ruido; baja velocidad de viento de puesta en servicio; y baja velocidad de viento de parada; para la ubicación objetivo o para uno o más de un

número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo. Preferiblemente, los parámetros de control comprenden al menos uno de: control de aumento de explotación; control de reducción de explotación; limitador de empuje; viento de parada alto; modos de control de ruido; baja velocidad de viento de puesta en servicio; y baja velocidad de viento de parada; para al menos 12 sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.

5 La etapa de seleccionar una de las combinaciones puede comprender clasificar las combinaciones de parámetros físicos y de control según sus valores de parámetro de rendimiento y descontar cualquier combinación con estimaciones de vida a fatiga por debajo de un valor umbral de vida a fatiga.

10 En determinadas realizaciones, la etapa de aplicar la función comprende además usar una o más restricciones de diseño como entradas y aplicar la función de manera que las una o más restricciones de diseño no se superen. Preferiblemente, las una o más restricciones de diseño comprenden una o más de: altura de buje máxima; altura de buje mínima; longitud de pala máxima; longitud de pala mínima; demanda de potencia mínima; demanda de potencia máxima; carga mecánica de rotura máxima de uno o más componentes de la turbina eólica; carga de fatiga máxima de uno o más componentes de la turbina eólica; y carga eléctrica máxima de uno o más componentes de la turbina eólica.

También pueden aplicarse al segundo aspecto de la invención características descritas en relación con el primer aspecto de la invención. A continuación, se describen realizaciones de la invención, solo a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 es una vista frontal esquemática de una turbina eólica convencional;

la figura 2 es un gráfico de la velocidad de viento frente a potencia que muestra una curva de potencia para una turbina eólica convencional;

las figuras 3A y 3B ilustran curvas de distribución eólica de un sitio típico de turbina eólica;

las figuras 4A y 4B muestran la fatiga de tiempo de vida total de diversos componentes de turbina eólica en dos micrositios diferentes de turbinas;

la figura 5 es un gráfico que ilustra una relación de ejemplo de la vida a fatiga acumulada de un componente principal de una turbina eólica frente al tiempo;

la figura 6 ilustra una envolvente de curva de potencia para una turbina eólica configurada según la invención;

la figura 7 es un diagrama de flujo que ilustra un método de configuración de una turbina eólica para un micrositio dado según la presente invención;

La siguiente descripción se refiere a la configuración general de turbinas eólicas, la potencia de salida de esas turbinas, y la determinación de una configuración de turbina eólica basada en las características del viento de un micrositio de turbina específico.

La figura 1 ilustra una turbina eólica convencional grande 1, como se conoce en la técnica, que comprende una torre 10 y una góndola de turbina eólica 20 situada en la parte superior de la torre 10. En esta realización, el rotor de turbina eólica 30 comprende tres palas de turbina eólica 32, teniendo cada una longitud L. En otras realizaciones, el rotor de turbina eólica 30 podría comprender otro número de palas 32, como una, dos, cuatro, cinco o más. Las palas 32 están montadas en un buje 34 que está ubicado a una altura H por encima de la base de la torre. El buje 34 está conectado a la góndola 20 a través de un árbol de baja velocidad (no mostrado) que se extiende desde la parte delantera de la góndola 20. El árbol de baja velocidad acciona una caja de engranajes (no mostrada) que aumenta la velocidad de rotación y, a su vez, acciona un generador eléctrico dentro de la góndola 20 para convertir la energía extraída del viento por las palas rotatorias 32 en la salida de potencia eléctrica. Las palas de turbina eólica 32 definen un área barrida A, que es el área de un círculo delimitado por las palas rotatorias 32. El área barrida determina cuánta masa de aire dada se intercepta por la turbina eólica 1 y, por tanto, influye en la salida de potencia de la turbina eólica 1 y las fuerzas y momentos de flexión experimentados por los componentes de la turbina 1 durante el funcionamiento. La turbina puede estar en tierra, como se ilustra, o en alta mar. En este último caso, la torre estará conectada a un monopilote, trípode, celosía u otra estructura de cimentación, y la base podría ser o bien fija o bien flotante.

La figura 2 ilustra una curva de potencia convencional de una turbina eólica para condiciones de viento estables, en la que la velocidad de viento se representa gráficamente en el eje x frente a la salida de potencia en el eje y. La curva P es la curva de potencia normal para la turbina eólica y define la salida de potencia por el generador de turbina eólica como función de la velocidad de viento. Tal como se conoce en la técnica, la turbina eólica comienza a generar potencia a una velocidad de viento de puesta en servicio V_{min} . La turbina funciona entonces bajo condiciones de carga parcial (también conocido como carga parcial) hasta que se alcanza la velocidad de viento nominal en el punto V_R . A la velocidad de viento nominal en el punto V_R se alcanza la potencia de generador nominal y la turbina está funcionando a carga completa. La velocidad de viento de puesta en servicio en una turbina eólica típica es de 3 m/s y la velocidad

de viento nominal es de 12 m/s. El punto es la velocidad de viento de detención, o “alta velocidad de viento de parada”, que es la velocidad de viento más alta a la que la turbina eólica puede hacerse funcionar mientras entrega potencia. A velocidades de viento iguales a y por encima de la velocidad de viento de detención la turbina eólica se para por razones de seguridad, en particular, para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica.

5 Sin embargo, el viento no es estable y la salida de energía de una turbina eólica en condiciones variables puede variar significativamente con respecto a la curva de potencia de viento estable que se muestra en la figura 2.

10 La figura 3A ilustra una curva de distribución de viento W de un micrositio típico de turbinas eólicas. Esto indica la distribución de densidad de probabilidad de la velocidad de viento en horas por año. En pocas palabras, esta es la distribución de la proporción de tiempo empleado por el viento dentro de bandas estrechas de velocidad de viento. Como puede verse, la velocidad de viento media general es de 7 m/s, aunque muchas de las velocidades de viento que se producen más comúnmente son menores que esta. Por tanto, la turbina eólica pasará una proporción significativa de tiempo funcionando por debajo de su potencia nominal. La distribución de densidad de probabilidad de la velocidad de viento variará de sitio a sitio y, en un parque eólico, puede variar entre micrositios específicos de turbinas, por ejemplo, debido al terreno y/o la influencia de turbinas adyacentes sobre el flujo eólico. Un ejemplo de esto se da en la figura 3B, en la que la función de densidad de probabilidad de velocidad media anual (AMWS) se representa gráficamente para una flota de más de 2000 turbinas de múltiples MW modernas. Tales variaciones en la distribución de viento entre micrositios, que por otra parte parecen ser muy similares, dan como resultado variaciones en la magnitud de carga y ciclos experimentados por turbinas eólicas que se hacen funcionar en esas ubicaciones y la producción de energía anual (AEP) de esas turbinas. El potencial no aprovechado resultante, en términos de capacidad de fatiga infrautilizada, está indicado por la región sombreada en la figura 3B. Se observan distribuciones similares a las de la figura 3B para la intensidad de turbulencia y otras características de viento que afectan a cargas de turbina.

25 Otras condiciones ambientales en un micrositio particular también pueden influir en la AEP de una turbina eólica dada y en las cargas experimentadas. Esto se debe al hecho de que la energía cinética del viento a partir del cual la turbina produce energía es proporcional a la densidad del aire. Por ejemplo, variaciones en la distribución de densidad de aire debidas a variaciones en la temperatura ambiente y la presión atmosférica en diferentes ubicaciones de turbinas eólicas dan lugar a variaciones en la distribución de energía cinética del viento y, por tanto, en la AEP y en la carga de un determinado tipo de turbina eólica, de micrositio de turbina a micrositio de turbina. Estas variaciones pueden conducir a diferencias significativas en el rendimiento y vida a fatiga de una turbina eólica a lo largo de su vida útil de diseño de 20 años en comparación con el mismo tipo de turbina eólica situado en otros lugares.

35 Además de las diferencias en distribución de densidad de probabilidad de velocidad de viento y las condiciones ambientales mencionadas anteriormente, la intensidad de turbulencia también puede variar de micrositio a micrositio, por ejemplo, debido a estabilidad atmosférica variable, viento inestable, variaciones en el terreno y la turbulencia de las estelas de turbinas adyacentes. Como la turbulencia puede causar fluctuaciones en la generación de potencia de turbinas individuales, variaciones en la intensidad de turbulencia también impactarán en el rendimiento y la carga de esa turbina. Además, la relación entre la intensidad de turbulencia y vida a fatiga es no lineal: un modesto aumento de intensidad de turbulencia puede implicar una reducción significativa en la vida a fatiga de determinados componentes de turbinas eólicas. Por tanto, la intensidad de turbulencia en un micrositio específico puede ser un factor importante para determinar el tiempo de vida de una turbina en esa ubicación.

45 Las figuras 4A y 4B muestran la fatiga de tiempo de vida total de diversos componentes de turbinas eólicas en dos micrositios diferentes. Como los componentes de turbinas se someten a fatiga a diferentes velocidades en diferentes condiciones, el tiempo de vida real de algunos componentes puede ser considerablemente superior al tiempo de vida prevista de 20 años para una turbina eólica. Como se muestra en la figura 4A, el componente 5 es el más crítico, que define la vida de 20 años global de la turbina eólica. Como se muestra en la figura 4B, las condiciones de funcionamiento en ese micrositio particular son de manera que ninguno de los componentes está en su límite de tiempo de vida global después de 20 años. Incluso el componente 5, que está impulsando la vida de turbina global, tiene capacidad de tiempo de vida adicional y es poco probable que falle hasta mucho después del final del tiempo de vida de 20 años de la turbina. Por tanto, una turbina eólica en estas condiciones de funcionamiento puede considerarse que tiene capacidad de producción de potencia adicional y se está infrautilizando, dado que la vida a fatiga de cada componente clave no se consume a la velocidad para la que ha sido diseñado. Esto se ilustra además en la figura 5.

50 La figura 5 es un gráfico que ilustra una relación de ejemplo de la vida a fatiga acumulada de un componente principal de una turbina eólica con el tiempo. La línea A muestra el recuento de fatiga de diseño y la línea B muestra el recuento de fatiga real estimado del componente. Como puede verse, la velocidad a la que se consume vida a fatiga del componente es menor que la velocidad para la que se diseñó, como muestra la línea A. La diferencia entre el recuento de fatiga real y de diseño en cualquier punto, ilustrada por el área C, representa la infrautilización de ese componente. Cuando el componente es un componente clave que define la vida de turbina global, el área C y la diferencia entre las líneas A y B tras 20 años representan una cantidad en la que puede considerarse que la propia turbina se ha infrautilizado.

65 La figura 6 ilustra una envolvente de curva de potencia para una turbina eólica que puede lograrse ajustando

determinados parámetros físicos o parámetros de control de turbina eólica. Como se ilustra mediante las flechas A — D, y como se explica a continuación, existen diversas palancas para ajustar la curva de potencia dentro de la envolvente de curva de potencia.

5 La flecha A ilustra la variación en una curva de salida de potencia que es posible por debajo del funcionamiento de carga parcial y durante el funcionamiento de carga parcial ajustando la altura del buje y/o ajustando la longitud de las palas de rotor de la turbina eólica para aumentar el diámetro de rotor y área barrida de la turbina. En general, el aumento de la altura del buje da como resultado un aumento en la velocidad de viento media anual (AMWS) experimentada en el buje. A medida que la energía eólica aumenta en función del cubo de la velocidad de viento, el aumento de la altura del buje aumentará la energía del viento incidente sobre el rotor de turbina y, por tanto, dará como resultado generalmente un aumento de la salida de potencia de la turbina eólica en cualquier microsítio dado. También tenderá a dar como resultado un aumento de las cargas que actúan sobre la turbina. Por el contrario, reducir la altura de buje generalmente reducirá el AMWS y, por consiguiente, la salida de potencia de la turbina eólica y las cargas que actúan sobre la misma. Aumentar la longitud de las palas de rotor aumenta el área barrida de la turbina eólica que, a su vez, aumenta la cantidad de energía eólica extraída por las palas de rotor de una masa de aire dada. Ya que el área barrida es una función del cuadrado de la longitud de pala, pequeños aumentos en la longitud de pala pueden dar como resultado aumentos significativos en el área barrida, con aumentos correspondientes en la generación de potencia. Debe señalarse que la relación entre longitud de pala y cargas también es no lineal. Por tanto, la vida a fatiga de determinados componentes de turbina, y la vida de turbina global, pueden verse significativamente disminuidas por un aumento de la longitud de pala. Por el contrario, reducir la longitud de las palas de turbina dará como resultado generalmente una disminución no lineal en la salida de potencia de la turbina y las cargas experimentadas por sus componentes.

Además de variar la salida de potencia y la carga de la turbina eólica por debajo de y durante el funcionamiento de carga parcial, ajustando la altura de buje H y/o la longitud de pala L también variarán las cargas que actúan sobre una turbina eólica durante el funcionamiento de carga completa.

La flecha B ilustra la variación en la salida de potencia que es posible en la transición entre funcionamiento de carga parcial y carga completa a través del control de la fuerza de empuje usando una acción de control de limitación de empuje. El empuje es la fuerza axial sobre el rotor de turbina eólica y aumenta en función de la velocidad de viento, la densidad de aire y el ángulo de paso de las palas de rotor. Un ejemplo de una acción de control de limitación de empuje para una turbina eólica de paso variable es de la siguiente manera. El empuje de rotor se estima a partir de señales que están disponibles para el sistema de control, como la potencia de generador, la velocidad de viento y la velocidad de rotación. Si el empuje de rotor alcanza un nivel dado, se aplica un desplazamiento positivo a la demanda de paso. Esto significa que las palas se regulan en paso ligeramente fuera del viento y tiene el efecto de reducir el empuje. Sin embargo, un efecto secundario negativo es que la salida de potencia también se reduce. En el intervalo de velocidades de viento de funcionamiento, el empuje es más alto en la región justo por debajo de la velocidad nominal del viento, marcada con B en la figura 6, y por lo tanto es ahí donde la curva de potencia se reduce por la acción de una acción de control de limitación de empuje.

La flecha C ilustra la variación en la salida de potencia que es posible durante el funcionamiento de carga completa ajustando los parámetros de control de la turbina eólica, por ejemplo, ajustando la demanda de potencia o bien usando la funcionalidad de control dentro del controlador de la turbina o dentro del controlador de planta de potencia. Un ejemplo de lo anterior es la configuración de gestión de sector eólico. Durante el funcionamiento de carga completa, la turbina eólica puede hacerse funcionar a potencia nominal, o puede reducirse su explotación o aumentarse su explotación por el controlador. El término “reducción de explotación” se entiende que significa producir menos de la potencia activa nominal durante el funcionamiento de carga completa. Cuando se reduce la explotación de la turbina, se hace funcionar de manera menos agresiva de lo normal y el generador tiene una salida de potencia que es inferior a la potencia nominal para una velocidad de viento dada. La “reducción de explotación” puede ser por medio de una velocidad de rotación reducida, un par motor de grupo propulsor reducido o una combinación de ambos. El término “aumento de explotación” se entiende que significa producción de más de la potencia activa nominal durante el funcionamiento de carga completa. Del mismo modo, el “aumento de explotación” puede ser por medio de una velocidad de rotación aumentada, un aumento del par motor de grupo propulsor o una combinación de ambos. Cuando se aumenta la explotación de la turbina, se hace funcionar de manera más agresiva de lo normal y el generador tiene una salida de potencia superior a la potencia nominal para una velocidad de viento dada. El aumento de explotación y la reducción de explotación se caracterizan por un comportamiento transitorio. Cuando se aumenta la explotación de una turbina puede ser tan corto como durante unos pocos segundos, o durante un período de tiempo prolongado si las condiciones de viento y la vida a fatiga de los componentes son favorables al aumento de explotación. El nivel de potencia de aumento de explotación puede ser hasta el 30% superior a la salida de potencia nominal. Cuando se reduce la explotación de una turbina puede ser tan corto como durante unos pocos segundos, o durante un período de tiempo prolongado si la salida de la planta energía de eólica está restringida por el operario de red, o si las condiciones de viento y la vida a fatiga de los componentes no son favorables para el funcionamiento a potencia nominal. El nivel de potencia de reducción de explotación podrá ser tan bajo como el 0% de la salida de potencia nominal. Ocasionalmente, tienen lugar períodos prolongados de reducción, de semanas o meses, en los meses inmediatamente posteriores a la construcción de una central de energía eólica si la red de electricidad local requiere refuerzo, pero las turbinas se ponen en servicio antes de que se haya completado el refuerzo.

Aunque la flecha C ilustra la variación en la salida de potencia que es posible durante el funcionamiento de carga completa, la salida de potencia y la carga de la turbina pueden alterarse a todas las velocidades del viento ajustando los parámetros de control de la turbina eólica. Por ejemplo, la turbina puede reducirse durante el funcionamiento de carga parcial.

Al funcionar como parte de una planta de energía eólica, el aumento de explotación de una turbina específica puede llevarse a cabo en respuesta a una señal de aumento de explotación enviada a la turbina eólica desde un controlador de planta de energía central (PPC). Por ejemplo, el PPC recibe una señal que es una medida de la diferencia entre la salida de la planta de potencia total y la salida nominal de la planta de potencia nominal, es decir, la suma de las salidas nominales de cada una de las turbinas individuales. Esta diferencia se utiliza como una entrada para un integrador y posteriormente para un amplificador para proporcionar una cantidad de aumento de explotación al PPC. Esta cantidad de aumento de explotación se envía como señal de solicitud de aumento de explotación por el PPC a cada una de las turbinas. En teoría, solamente puede aumentarse la explotación de una sola turbina, pero se prefiere aumentar la explotación de una pluralidad de las turbinas, y lo que más se prefiere es enviar la señal de aumento de explotación a todas las turbinas. La señal de aumento de explotación enviada a cada turbina no es un control fijo, sino una indicación de una cantidad máxima de aumento de explotación que puede realizar cada turbina. Normalmente, cada turbina tiene un controlador individual, que puede ubicarse en la turbina o de manera central, que determinará si la turbina puede responder a la señal de aumento de explotación y, en caso afirmativo, en qué cantidad. Por tanto, cada turbina responde de manera individual a la señal de aumento de explotación según su controlador.

Cómo responde la turbina a una señal de aumento de explotación o de reducción de explotación se determina en gran medida por los parámetros de control programados en el controlador de turbina. Por ejemplo, la respuesta de aumento de explotación o reducción de explotación de una turbina eólica dada puede ajustarse preprogramándose en los límites de salida de potencia máximo o mínimo del controlador de turbina o, más preferiblemente, los límites de par motor o velocidad permitidos durante la reducción de explotación y el aumento de explotación. Por tanto, la cantidad en la que la salida de potencia y la carga de la turbina eólica pueden disminuirse, o aumentarse, durante el funcionamiento de carga completa puede alterarse cambiando los parámetros de control de turbina.

Como se mencionó anteriormente, la salida de potencia y la carga durante el funcionamiento de carga completa también puede hacerse variar cambiando la altura de buje H y/o la longitud de pala de rotor L.

La flecha D ilustra la variación de potencia que es posible aumentando o disminuyendo la velocidad de viento de parada alto, es decir, la velocidad del viento a la que se evita la generación de potencia y la rotación de la turbina eólica para evitar daños o desgaste excesivo provocados por vientos fuertes. El aumento de la velocidad de viento de parada alto puede dar como resultado aumentos significativos en la AEP de una turbina cuando las condiciones lo permiten. También puede dar como resultado un aumento significativo de las cargas que actúan sobre la turbina y la carga de sus componentes. Por tanto, aumentar el viento de parada alto es generalmente más adecuado en micrositios donde la intensidad de turbulencia del viento es baja.

La envolvente de salida de potencia potencial y las flechas A-D mostradas en la figura 6 ilustran que la salida de potencia, y por tanto la AEP, de una turbina eólica pueden alterarse por debajo del funcionamiento de carga parcial, en funcionamiento de carga parcial y en funcionamiento de carga completa, así como por encima de la velocidad de salida de detención superior habitual, cambiando determinados parámetros físicos y parámetros de control de la turbina eólica. Cada uno de los cambios de parámetros descritos anteriormente puede tener efectos muy diferentes sobre el régimen de carga de la turbina y, por lo tanto, la vida a fatiga de los componentes principales de la turbina.

La figura 7 es un diagrama de flujo que ilustra un método de configuración de una turbina eólica para un micrositio dado según la presente invención.

Haciendo referencia a la figura 7, el procedimiento de optimización requiere la determinación de un número de constantes para un micrositio dado y el cálculo de una condición inicial para la optimización usando los valores de intervalo medio de un número de parámetros físicos y de control. Una vez se ha calculado la condición inicial, el proceso de optimización aplica una función que define una relación entre el coste de energía nivelado y los valores de entrada para los parámetros físicos y de control para determinar la combinación de valores de entrada que minimiza el coste de energía nivelado sin exceder determinadas restricciones de optimización.

Para el cálculo de la condición inicial para la optimización, se determinarán las siguientes constantes para un micrositio dado: (a) densidad de aire del micrositio; (b) distribución de densidad de probabilidad de la velocidad del viento en el micrositio, para un número de sectores de dirección de viento, por ejemplo 6; (c) intensidad de turbulencia (T.I.) en función de la velocidad del viento en el micrositio, para el número elegido de sectores de dirección de viento; (d) ángulos de entrada de flujo para los sectores de dirección de viento elegidos en el micrositio; (e) cizalladura de viento para cada uno de los sectores de dirección de viento elegidos en el micrositio; (f) cualquier otro parámetro clave que describa las condiciones climáticas y que se sepa que tiene una influencia poderosa sobre la producción anual de energía (AEP) y/o carga del diseño de la turbina dado.

Las constantes anteriores se utilizan entonces junto con los siguientes valores de parámetros físicos y de control para calcular la condición inicial para la optimización: (i) altura de buje de intervalo medio; (ii) longitud de pala de intervalo medio; (iii) ninguna acción de control de limitación de empuje; (iv) ningún aumento de explotación; (v) ninguna reducción de explotación; (vi) control de viento de parada alto de intervalo medio.

5 A partir de la condición inicial, el proceso de optimización usa las entradas y restricciones enumeradas a continuación para minimizar el coste nivelado de energía (LCoE), ya sea calculando directamente el LCoE o calculando determinadas variables del LCoE. En esta optimización, las variables de LCoE son AEP, el efecto de cambios en longitud de pala sobre el coste de turbina y el efecto de cambios en altura de buje sobre el coste de turbina. No es necesario calcular el valor real del LCoE en sí, sino solamente los componentes variables que son funciones de la AEP, longitud de pala y altura de buje. Estos tres componentes deben ponderarse adecuadamente entre sí. La optimización se ejecuta hasta que el LCoE se minimiza, por ejemplo, hasta que el cambio en el LCoE calculado de etapa a etapa esté dentro de una tolerancia dada.

15 Entradas de optimización

1. Altura de buje, un valor de un conjunto de valores discretos, normalmente 4 valores
2. Longitud de pala, un valor de un conjunto de valores discretos, normalmente 4 valores
- 20 3. Parámetro de control que define la gravedad del limitador de empuje
4. Demanda de potencia (permite aumento de explotación o reducción de explotación) para el sector de dirección nº1
- 25 5. Demanda de potencia (permite aumento de explotación o reducción de explotación) para el sector de dirección nº2
- 30 6. Demanda de potencia (permite aumento de explotación o reducción de explotación) para el sector de dirección nº3
7. Demanda de potencia (permite aumento de explotación o reducción de explotación) para el sector de dirección nº4
- 35 8. Demanda de potencia (permite aumento de explotación o reducción de explotación) para el sector de dirección nº5
9. Demanda de potencia (permite aumento de explotación o reducción de explotación) para el sector de dirección nº6
- 40 10. Parámetro de control de velocidad del viento de parada máximo

Restricciones de optimización

- 45 1. Altura de buje máxima
2. Altura de buje mínima
- 50 3. Longitud de pala máxima
4. Longitud de pala mínima
5. Demanda de potencia mínima (normalmente aproximadamente el 10%-30% de la potencia nominal)
- 55 6. Demanda de potencia máxima (normalmente aproximadamente el 100%-130% de la potencia nominal)
7. Carga mecánica de rotura del componente nº1 para no exceder la carga de diseño
8. Carga mecánica de rotura del componente nº2 para no exceder la carga de diseño
- 60 9. Carga de fatiga del componente nº1 para no exceder la carga de diseño
10. Carga de fatiga del componente nº2 para no exceder la carga de diseño
- 65 11. Carga eléctrica del componente nº1 para no exceder la carga de diseño

12. Carga eléctrica del componente nº2 para no exceder la carga de diseño

5 Aunque anteriormente solo se muestra un parámetro de control de limitador de empuje, puede utilizarse más de un parámetro de control de limitador de empuje como entradas de optimización, dependiendo de la estructura del algoritmo de limitador de empuje. Alternativamente, el empuje de rotor permisible máximo podrá eliminarse completamente de las entradas de optimización y aplicarse como restricción de optimización.

10 El viento de parada alto se ha representado en el presente documento y en la figura 7 como un valor único, sin embargo, esto podría ser también una función conformada para reducir la demanda de potencia en la región alrededor de la alta velocidad del viento de parada, tal como es cada vez más en los requisitos de red. En tales casos, la función podría consistir en reducciones de potencia (velocidad y/o par motor) o una función continua para reducir potencia (velocidad y/o par motor).

15 La demanda de potencia se ha representado en el presente documento y en la figura 7 como una demanda de potencia para cada sector de dirección de viento, sin embargo, podría ser alternativamente una demanda de velocidad y/o una demanda de par motor para cada sector. La desventaja o uso tanto de una demanda de velocidad como una demanda de par motor es que el tiempo de cálculo para calcular la configuración óptima será más largo.

20 Para simplificar, las variables de control menos influyentes se han omitido en la descripción anterior y en la figura 7, sin embargo, podrían incluirse dependiendo del diseño de la turbina y tipo de sitio en el que se encuentra. Estas incluyen: baja velocidad de viento de puesta en servicio en cada sector de dirección de viento; baja velocidad del viento de parada en cada sector de dirección de viento; y control de regulación de ruido en cada sector de dirección de viento, para los que la velocidad de rotación normalmente se limita a determinadas velocidades de viento para mantener emisiones de ruido acústicas por debajo de un nivel predefinido. Este control se representaría como una restricción en la optimización.

25 Los cálculos que se llevan a cabo para cargas mecánicas, tanto de rotura como a fatiga, pueden ser según la norma EC 61400-1 o similar. La AEP puede calcularse usando una herramienta de simulación aeroelástica, tal como se utiliza para cálculos de carga mecánica. Las cargas eléctricas pueden calcularse usando modelos de la turbina y su rendimiento en el microsítio dado. El procedimiento de optimización podría llevarse a cabo usando la carga de rotura, carga de fatiga y carga eléctrica para todos los componentes de turbina, o para un pequeño número de componentes clave de turbina.

35 La simulación determina la combinación óptima de los parámetros físicos y de control para un tipo de turbina eólica dado en un microsítio dado, en base a las condiciones de viento y ambientales de ese microsítio, para maximizar el rendimiento de la turbina manteniendo al mismo tiempo la vida a fatiga especificada o normalmente 20 años. Cuando sea aplicable, la simulación también puede tener en cuenta requisitos reglamentarios en una ubicación particular, como las restricciones de altura de punta, para garantizar que la configuración se optimice dentro de las restricciones permisibles localmente.

40 Como resultado de las salidas del simulador para determinar la configuración de turbinas eólicas simuladas más eficiente o rentable para un microsítio específico, se podrá construir una turbina eólica correspondiente al mundo real o aplicar los parámetros apropiados a una turbina eólica existente. El procedimiento de simulación puede aplicarse a un número de ubicaciones de turbinas eólicas para determinar la configuración simulada más eficiente o rentable de un número de turbinas eólicas, como un grupo de turbinas en una planta de energía eólica (WPP) o a través de una WPP entera. Un grupo correspondiente al mundo real de turbinas eólicas, o una WPP, puede entonces construirse según las salidas de simulador, o los parámetros apropiados aplicados a un grupo existente de turbinas eólicas o una WPP existente.

45 50 Las realizaciones de la invención se han descrito en relación con un sistema informático. Debe apreciarse que puede proporcionarse un sistema configurador en un sistema distribuido o en red en el que los elementos están alejados del terminal de usuario.

55 Aunque se han mostrado y descrito realizaciones de la invención, se entenderá que tales realizaciones se describen solamente a modo de ejemplo. Se producirán numerosas variaciones, cambios y sustituciones para los expertos en la técnica sin apartarse del alcance de la presente invención tal como se define por las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Método para determinar una configuración de una turbina eólica de un tipo de turbina eólica dado, comprendiendo el método las etapas de:
 - 5 almacenar en una base de datos una pluralidad de combinaciones de parámetros físicos y de control de la turbina eólica que pueden hacerse variar;
 - 10 determinar una pluralidad de características de flujo eólico en una ubicación objetivo;
 - 15 aplicar una función que define una relación entre un parámetro de rendimiento, una estimación de vida a fatiga, la combinación de parámetros físicos y de control y la pluralidad de características de flujo eólico, a al menos alguna de la pluralidad de combinaciones en la base de datos para determinar valores del parámetro de rendimiento y la estimación de vida a fatiga para esas combinaciones; y
 - 20 seleccionar una de las combinaciones de parámetros físicos y de control como la configuración de la turbina eólica para la ubicación objetivo en base a los valores de parámetro de rendimiento y de estimación de vida a fatiga.
2. Método según la reivindicación 1, en el que la pluralidad de características de flujo eólico comprenden al menos dos de: distribución de densidad de probabilidad de velocidad de viento; dirección de viento; distribución de densidad de probabilidad; intensidad de turbulencia promedio; distribución de densidad de probabilidad de intensidad de turbulencia; densidad de aire; distribución de densidad de probabilidad de densidad del aire; viento extremo; cizalladura de viento vertical promedio; distribución de densidad de probabilidad de cizalladura de viento vertical; cizalladura de viento horizontal promedio; distribución de densidad de probabilidad de cizalladura de viento horizontal; inclinación de flujo; efectos de estela; para la ubicación objetivo o para uno o más de un número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.
3. Método según la reivindicación 1 o 2, en el que el método comprende además la etapa de determinar las condiciones ambientales en la ubicación objetivo y en el que la función define una relación entre el parámetro de rendimiento, la estimación de vida a fatiga, la pluralidad de características de flujo eólico y las condiciones ambientales.
4. Método según la reivindicación 3, en el que la etapa de determinar las condiciones ambientales en la ubicación objetivo comprende determinar al menos una de: temperatura ambiente anual media, distribución de densidad de probabilidad de temperatura ambiente, presión atmosférica anual media y distribución de densidad de probabilidad de presión atmosférica para la ubicación objetivo o para uno o más de un número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.
5. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que el parámetro de rendimiento comprende al menos uno de: producción de energía anual; coste de energía; coste de pala; coste de torre y cimentación; coste de turbina; coste y rentabilidad de funcionamiento de tiempo de vida de turbina.
6. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la estimación de vida a fatiga comprende un cálculo de carga de fatiga para uno o más componentes de la turbina eólica.
7. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que el parámetro físico comprende al menos uno de: altura de buje y diámetro de rotor.
8. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la etapa de almacenar en la base de datos comprende almacenar en la base de datos una pluralidad de diámetros de rotor, diferenciándose cada uno por menos de un intervalo predeterminado.
9. Método según la reivindicación 8, en el que el intervalo predeterminado es de aproximadamente el 10%, preferiblemente de aproximadamente el 5%, más preferiblemente de aproximadamente el 2%.
10. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que los parámetros de control comprenden al menos uno de: control de aumento de explotación; control de reducción de explotación; limitador de empuje; viento de parada alto; modos de control de ruido; baja velocidad de viento de puesta en servicio; y baja velocidad de viento de parada; para la ubicación objetivo o para uno o más de un número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.
11. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la etapa de seleccionar una de las combinaciones comprende clasificar las combinaciones de parámetros físicos y de control según sus valores de parámetro de rendimiento y descontar cualquier combinación con estimaciones de vida a fatiga por debajo de un valor

umbral de vida a fatiga.

- 5 12. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la etapa de aplicar la función comprende además usar una o más restricciones de diseño como entradas y aplicar la función de manera que las una o más restricciones de diseño no se superan.
- 10 13. Método según la reivindicación 12, en el que las una o más restricciones de diseño comprenden una o más de: altura de buje máxima; altura de buje mínima; longitud de pala máxima; longitud de pala mínima; demanda de potencia mínima; demanda de potencia máxima; carga mecánica de rotura máxima de uno o más componentes de la turbina eólica; carga de fatiga máxima de uno o más componentes de la turbina eólica; y carga eléctrica máxima de uno o más componentes de la turbina eólica.
- 15 14. Sistema informático para determinar una configuración de un tipo de turbina eólica dado, comprendiendo el sistema informático:
un procesador informático;
una memoria que comprende una base de datos en la que se almacenan una pluralidad de combinaciones de parámetros físicos y de control de la turbina eólica que pueden hacerse variar, comprendiendo además la memoria un programa que, cuando se ejecuta en el procesador informático, realiza una operación para el procesamiento de datos que comprende:
20 determinar una pluralidad de características de flujo eólico en una ubicación objetivo;
25 aplicar una función que define una relación entre un parámetro de rendimiento, una estimación de vida a fatiga, la combinación de parámetros físicos y de control y la pluralidad de características de flujo eólico, a al menos algunas de la pluralidad de combinaciones en la base de datos para determinar valores del parámetro de rendimiento y la estimación de vida a fatiga para esas combinaciones; y
30 seleccionar una de las combinaciones de parámetros físicos y de control como la configuración de la turbina eólica para la ubicación objetivo en base a los valores de parámetro de rendimiento y de estimación de vida a fatiga.
- 35 15. Sistema informático según la reivindicación 14, en el que la pluralidad de características de flujo eólico comprende al menos dos de: distribución de densidad de probabilidad de velocidad de viento; dirección de viento; distribución de densidad de probabilidad; intensidad de turbulencia promedio; distribución de densidad de probabilidad de intensidad de turbulencia; densidad de aire; distribución de densidad de probabilidad de densidad de aire; viento extremo; cizalladura de viento vertical promedio; distribución de densidad de probabilidad de cizalladura de viento vertical; cizalladura de viento horizontal promedio; distribución de densidad de probabilidad de cizalladura de viento horizontal; inclinación de flujo; efectos de estela; para la ubicación objetivo o para uno o más de un número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.
- 40 16. Sistema informático según la reivindicación 14 o 15, en el que el funcionamiento para procesar datos comprende además la etapa de determinar las condiciones ambientales en la ubicación objetivo y en el que la función define una relación entre el parámetro de rendimiento, la estimación de vida a fatiga, la pluralidad de características de flujo eólico y las condiciones ambientales.
- 45 17. Sistema informático según la reivindicación 16, en el que la etapa de determinar las condiciones ambientales en la ubicación objetivo comprende determinar al menos una de: temperatura ambiente anual media, distribución de densidad de probabilidad de temperatura ambiente, presión atmosférica anual media y distribución de densidad de probabilidad de presión atmosférica para la ubicación objetivo o para uno o más de un número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.
- 50 18. Sistema informático según cualquiera de las reivindicaciones 14 a 17, en el que el parámetro de rendimiento comprende al menos uno de: producción de energía anual; coste de energía; coste de pala; coste de torre y cimentación; coste de turbina; coste y rentabilidad de funcionamiento de tiempo de vida de turbina.
- 55 19. Sistema informático según cualquiera de las reivindicaciones 14 a 18, en el que la estimación de vida a fatiga comprende un cálculo de carga de fatiga para uno o más componentes de la turbina eólica.
- 60 20. Sistema informático según cualquiera de las reivindicaciones 14 a 19, en el que los parámetros físicos comprenden al menos uno de: altura de buje; y diámetro de rotor.
- 65 21. Sistema informático según cualquiera de las reivindicaciones 14 a 20, en el que los parámetros físicos comprenden una pluralidad de diámetros de rotor, diferenciándose cada uno por menos de un intervalo

predeterminado.

- 5
22. Sistema informático según la reivindicación 21, en el que el intervalo predeterminado es aproximadamente el 10%, preferiblemente aproximadamente el 5%, más preferiblemente alrededor el 2%.
- 10
23. Sistema informático según cualquiera de las reivindicaciones 14 a 22, en el que los parámetros de control comprenden al menos uno de: control de aumento de explotación; control de reducción de explotación; limitador de empuje; viento de parada alto; modos de control de ruido; baja velocidad de viento de puesta en servicio; y baja velocidad de viento de parada; para la ubicación objetivo o para uno o más de un número discreto de sectores de dirección de viento en la ubicación objetivo.
- 15
24. Sistema informático según cualquiera de las reivindicaciones 14 al 23, en el que la etapa de seleccionar una de las combinaciones comprende clasificar las combinaciones de parámetros físicos y de control según sus valores de parámetro de rendimiento y descontar cualquier combinación con estimaciones de vida a fatiga por debajo de un valor umbral de vida a fatiga.
- 20
25. Sistema informático según cualquiera de las reivindicaciones 14 a 24, en el que la etapa de aplicar la función comprende además usar una o más restricciones de diseño como entradas y aplicar la función de manera que las una o más restricciones de diseño no se superan.
- 25
26. Sistema informático según la reivindicación 25, en el que las una o más restricciones de diseño comprenden una o más de: altura de buje máxima; altura de buje mínima; longitud de pala máxima; longitud de pala mínima; demanda de potencia mínima; demanda de potencia máxima; carga mecánica de rotura máxima de uno o más componentes de la turbina eólica; carga de fatiga máxima de uno o más componentes de la turbina eólica; y carga eléctrica máxima de uno o más componentes de la turbina eólica.

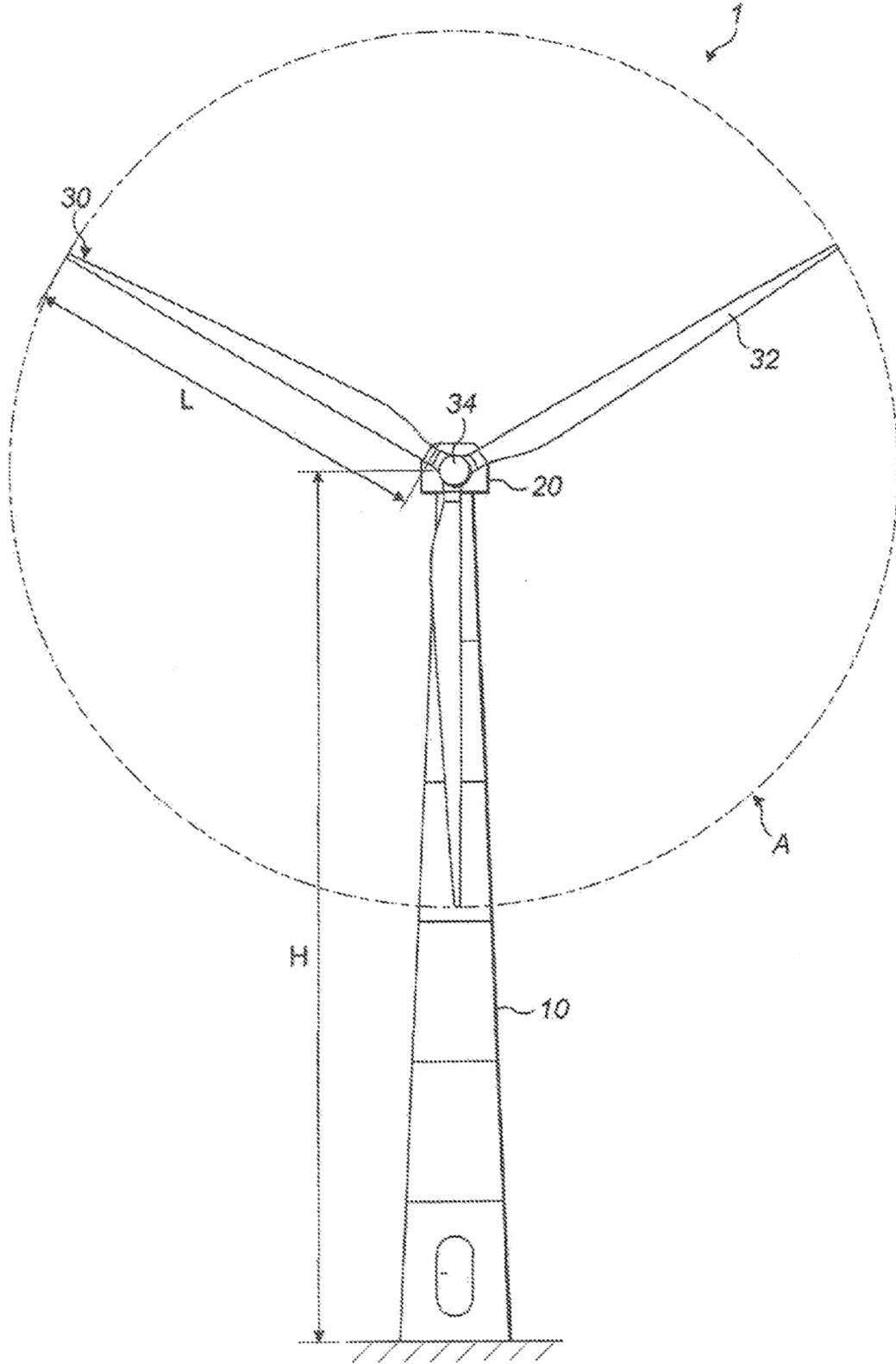


FIG. 1

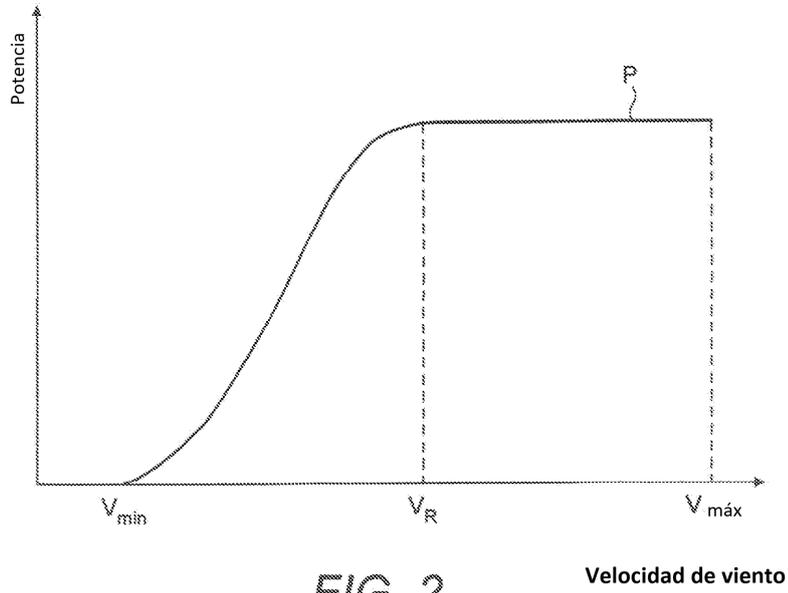


FIG. 2

Velocidad de viento

3/9

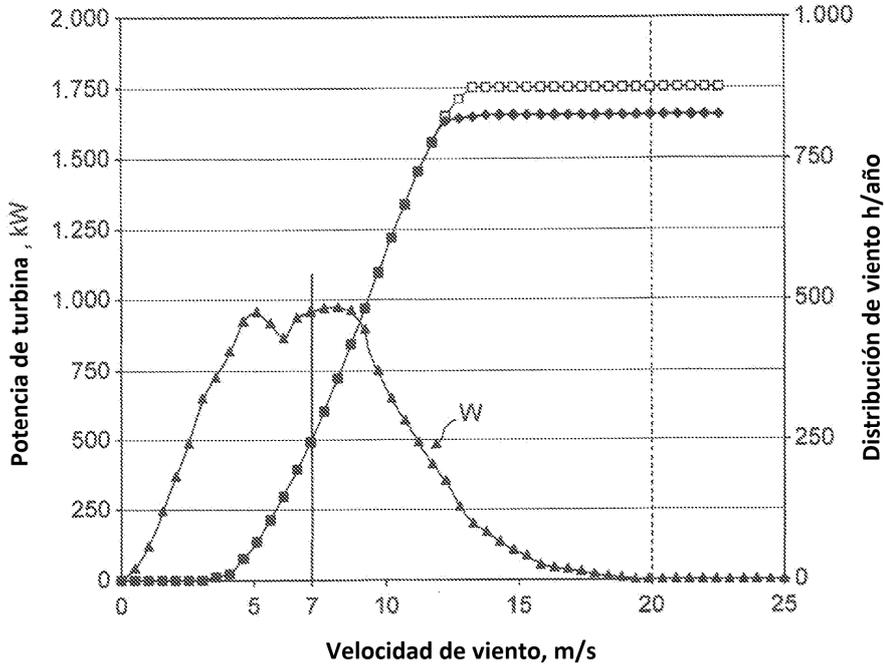


FIG. 3A

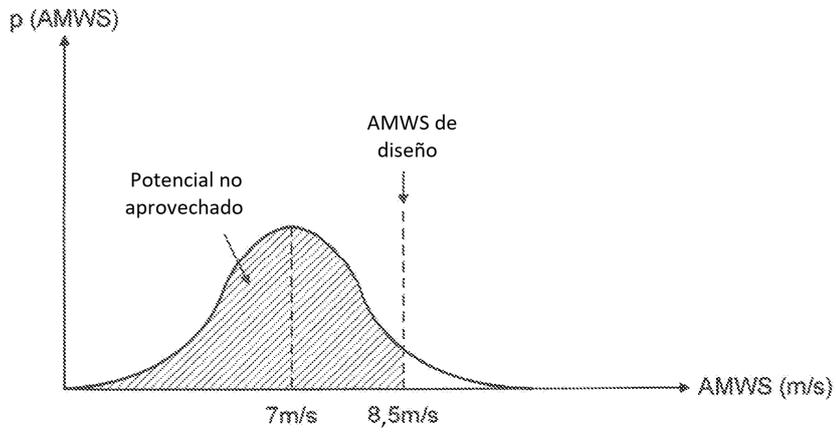


FIG. 3B

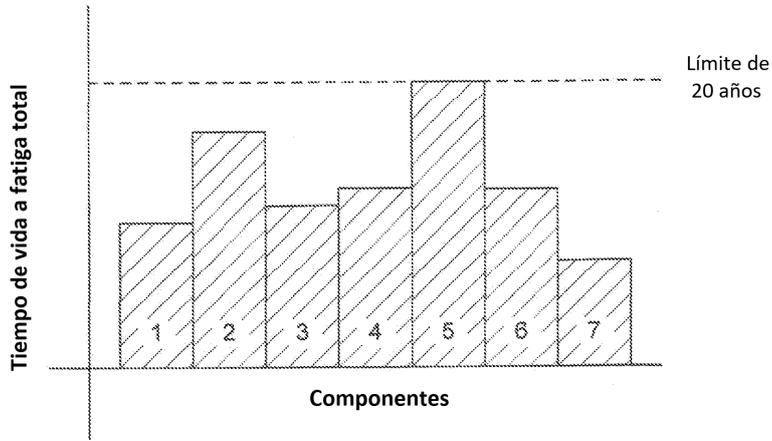


FIG. 4A

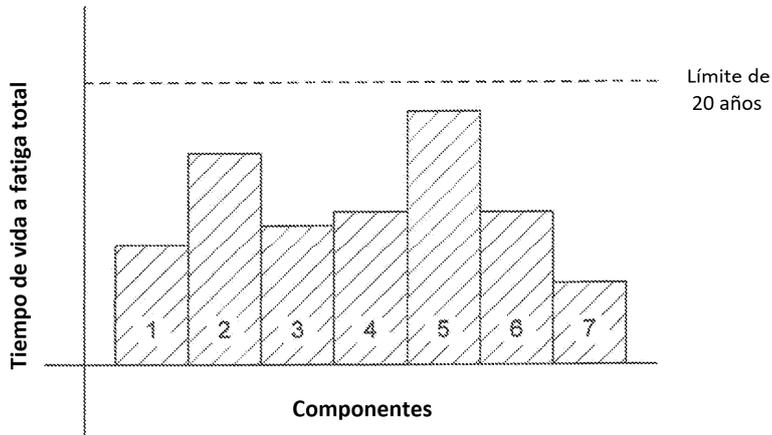


FIG. 4B

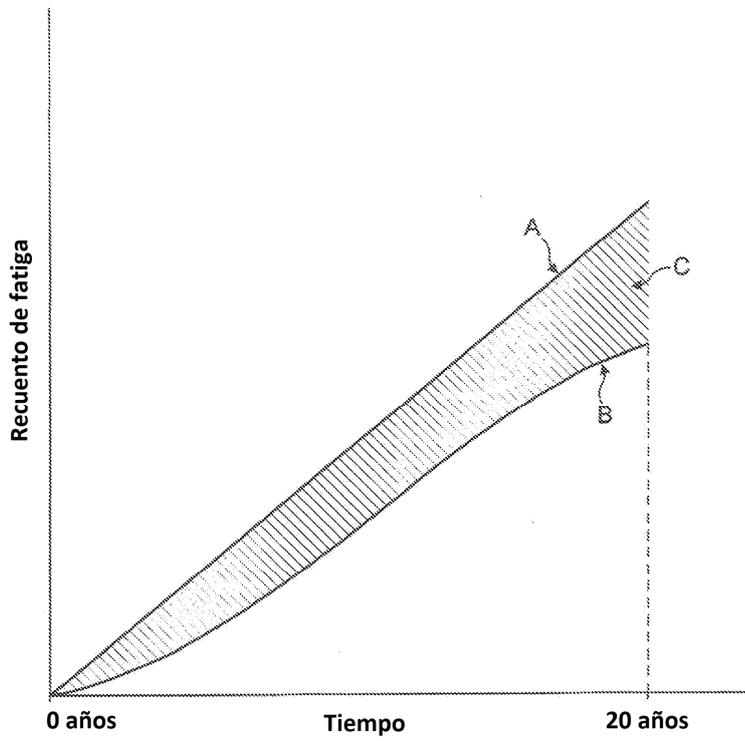


FIG. 5

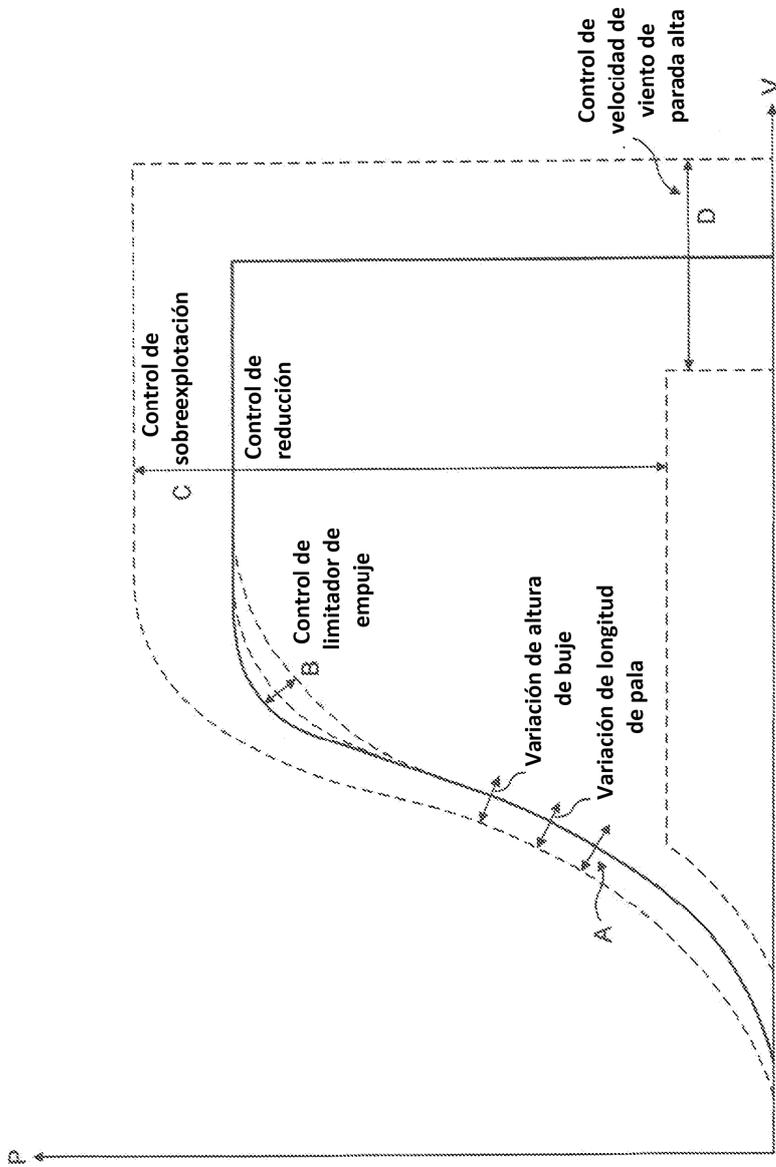


FIG. 6

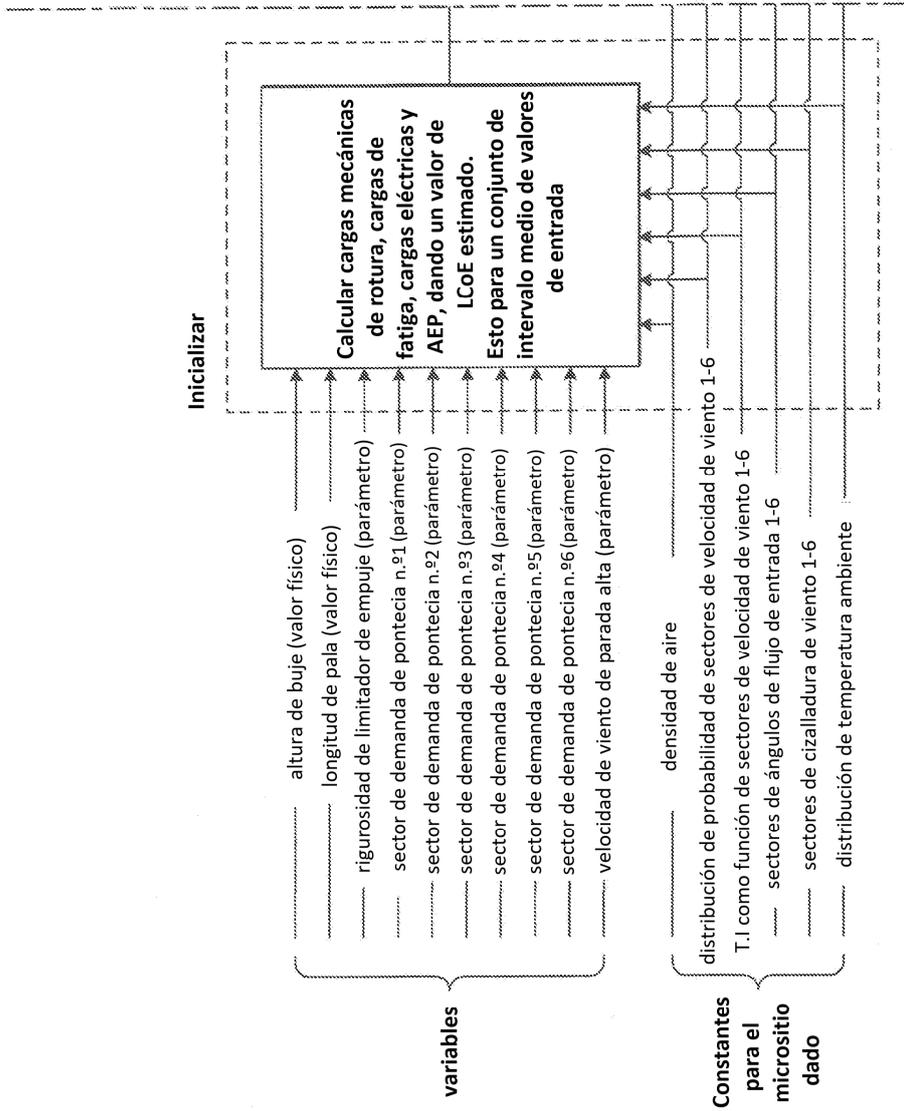


FIG.7

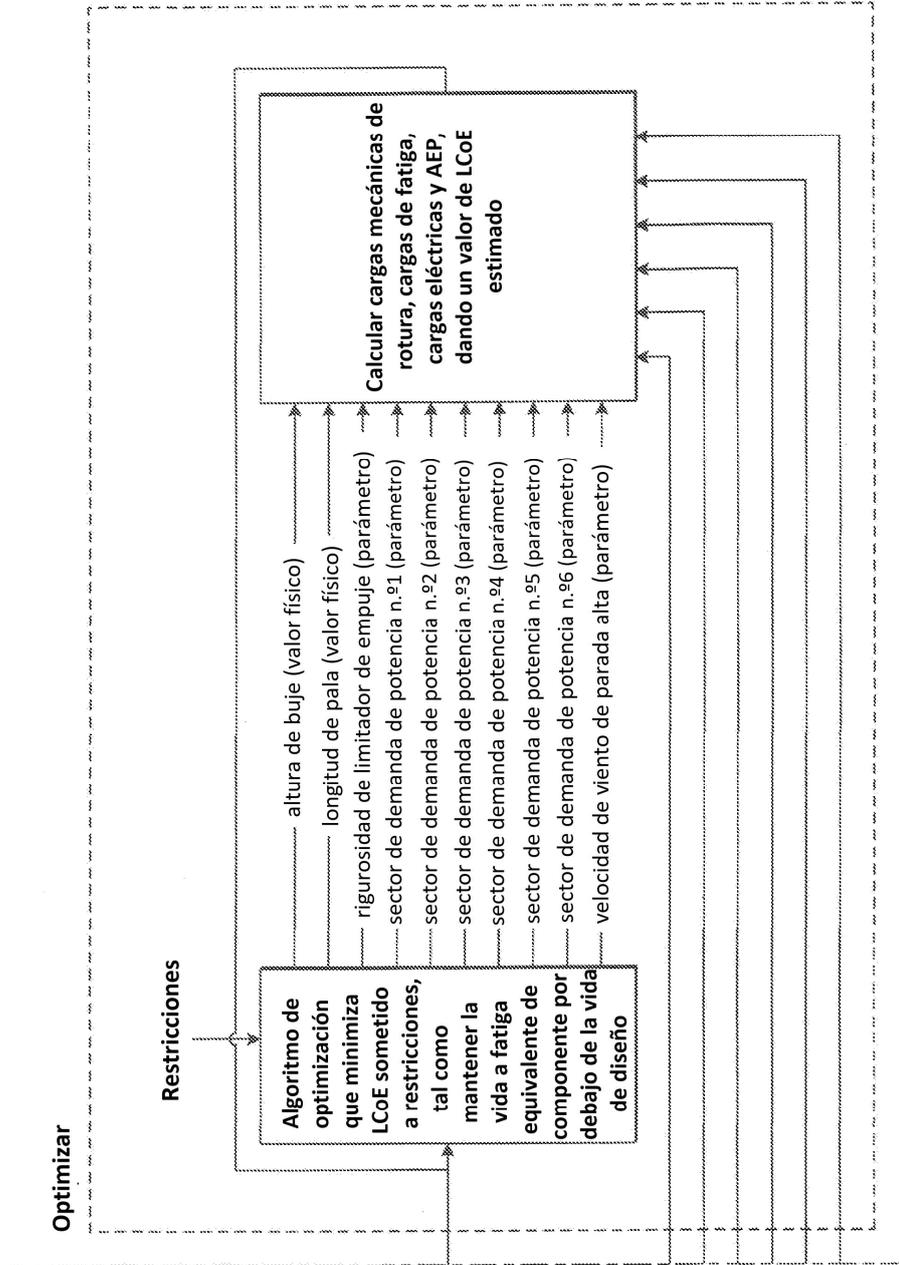


FIG.7