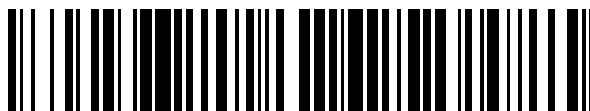


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 663 484**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 7/04** (2006.01)

**F03D 1/06** (2006.01)

**F03D 17/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **16.09.2014 PCT/DK2014/050285**

87 Fecha y número de publicación internacional: **26.03.2015 WO15039665**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **16.09.2014 E 14771503 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.02.2018 EP 3047143**

54 Título: **Método de control para una turbina eólica**

30 Prioridad:

**17.09.2013 DK 201370512**

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

**12.04.2018**

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**BRATH, PER;  
KJÆR, MARTIN ANSBJERG y  
THOMSEN, JESPER SANDBERG**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

ES 2 663 484 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

Método de control para una turbina eólica

**Campo de la invención**

5 La presente invención se refiere a un método de control de una turbina eólica, comprendiendo la turbina eólica palas de turbina eólica unidas a un buje de rotor y un sistema de control para realizar el cabeceo de las palas con respecto al buje con el objetivo de tener en consideración efectos de estela en otras turbinas eólicas. La invención además se refiere a un método de control de las turbinas eólicas en un parque eólico.

**Antecedentes**

10 A menudo, las turbinas se montan en grupos, o parques de turbinas eólicas, y se hacen funcionar sincronizadas para simular el comportamiento de una central eléctrica. En parques de turbinas eólicas que comprenden múltiples turbinas eólicas, las turbinas eólicas individuales funcionan en un entorno aerodinámico complejo debido a la naturaleza turbulenta, inestable del campo del viento. Adicionalmente, a medida que las turbinas extraen energía del viento, producen una estela tras ellas de una velocidad de viento generalmente inferior y de una tasa de turbulencia superior. Debido a consideraciones espaciales la distancia entre las turbinas individuales es, a menudo, tal que las  
15 turbinas se encuentran en la sombra del viento o estela de otras turbinas para direcciones de viento específicas. Todas las turbinas que funcionan en una estela serán objeto de velocidades de viento inferiores a la velocidad de viento ambiental fuera de la central, y más viento turbulento. Esto da como resultado un rendimiento inferior, y una carga de fatiga superior. Esto puede observarse como una producción de energía total reducida del parque eólico en comparación con la energía total que se espera del mismo número de turbinas individuales colocadas de manera independiente. La "pérdida de estela" principal, designada como la diferencia entre la curva de energía de una  
20 turbina individual y la media o mediana de las curvas de energía de parque, se produce en la región de energía parcial del régimen de funcionamiento (habitualmente a una velocidad de viento de entre 3-12 m/s).

Adicionalmente, se observa que la pérdida de estela depende del estado de la capa de límite atmosférica. En función de la distribución de temperatura ambiental en la atmósfera y del momento del día, la atmósfera puede o  
25 bien clasificarse como neutra, estratificada de manera estable, o no estable de manera convectiva. La evolución de la estela aguas abajo depende del estado de la atmósfera, y por tanto la distribución de energía a lo largo de hileras de turbinas también es muy sensible al estado de la atmósfera. Se ha observado que puede existir aproximadamente una diferencia del 20% en el rendimiento aguas abajo con condiciones atmosféricas diferentes.

Aunque el concepto de una "hilera" de turbinas eólicas está claro, a menudo el sector de viento hace que las  
30 turbinas funcionen en un modo desestructurado, en el que hileras de turbinas bien alineadas no pueden definirse. En tales direcciones de viento, pueden producirse situaciones en las que una turbina proyecta estela parcialmente en una turbina aguas abajo.

Para parques de turbinas eólicas más grandes, son inevitables pérdidas de estela, pero el procedimiento de colocación se centra más a menudo en minimizar las pérdidas de estela en las direcciones de viento ofreciendo la  
35 mayor parte de la energía eólica mediante la colocación de las turbinas. Sin embargo, como las turbinas no pueden moverse, la sombra de viento se producirá eventualmente en algunas direcciones de viento, provocando pérdidas de estela. Aunque las pérdidas de estela no pueden evitarse para centrales más grandes con turbinas montadas de manera próxima una con respecto a otra, la magnitud de las pérdidas puede verse afectada por la elección de la estrategia de funcionamiento para las turbinas individuales.

Hoy en día, la estrategia de funcionamiento para las turbinas se centra a menudo en optimizar las turbinas  
40 individuales según la velocidad de viento y dirección de viento experimentadas de manera local. Asimismo, se han centrado muchos esfuerzos a lo largo de los años en optimizar las turbinas individuales para producir tanta energía como fuera posible teniendo en consideración la variación de las condiciones de viento locales y las condiciones internas en la turbina (tales como presión de aceite y temperaturas de convertidor). Sin embargo, como en algunas  
45 ocasiones las producciones posibles de las turbinas individuales en un parque dependen unas de otras, no debe darse por hecho que la producción global del parque es la más alta cuando cada turbina produce tanta energía como sea posible en función de las condiciones de viento dadas. En su lugar, se ha demostrado que en algunos casos limitar la producción de energía en algunas turbinas conlleva una producción de energía mayor de la totalidad de la central.

Además, en algunos parques de turbinas eólicas, las turbinas eólicas se controlan y regulan mediante una  
50 coordinación interturbinas a través de comunicación y a partir de una unidad de procesamiento central. Métodos de control conocidos para parques de turbinas eólicas incluyen recopilar datos con respecto a hileras procedentes de cada turbina eólica del parque en una unidad de control o de procesamiento central que a partir de estos datos determina condiciones de estela potenciales para algunas de las turbinas. Entonces, pueden realizarse algunos  
55 cálculos de optimización para cada hilera para determinar la producción de energía óptima para la hilera, y entonces se transmiten señales de control ajustadas a cada turbina en cada hilera para reducir la salida de energía de turbinas aguas arriba seleccionadas. De este modo, el control depende de la unidad de control central y de la comunicación entre las turbinas que hace que el sistema sea más vulnerable, complejo, e implica un determinado

tiempo de respuesta o retraso no despreciable en el control.

El documento US 2009/099702 A1 da a conocer un sistema y método para aumentar la salida de energía global de un parque eólico durante condiciones en las que la estela creada por una turbina aguas arriba afecta la producción de energía de una turbina aguas abajo. La minimización de los efectos de estela creados por una turbina aguas arriba sobre una turbina aguas abajo aumenta la energía neta producida tanto por la turbina aguas arriba como por la turbina aguas abajo.

El documento EP 2 604 853 A1 da a conocer el control de una turbina eólica mediante la realización de etapas de obtener varios valores de funcionamiento con respecto a una turbina eólica; calcular un valor de consigna de empuje basándose en los valores de funcionamiento; y controlar la turbina eólica según el valor de consigna de empuje.

## 10 Sumario de la invención

Por tanto, un objeto de realizaciones de la presente invención es proporcionar un método de control para una turbina eólica que obvие o reduzca algunos de los problemas mencionados anteriormente en métodos de control conocidos.

Un objeto adicional de la invención es proporcionar una estrategia de control para las turbinas eólicas en un parque de turbinas eólicas que abarque tales variables que influyen en la pérdida de estela tales como la dirección de viento, el nivel de turbulencia, velocidad de viento media, temperatura, y opcionalmente el momento del día.

Un objeto adicional de la invención es proporcionar un método de control para aumentar la producción de energía anual (AEP) del parque de turbinas eólicas al tiempo que mantiene o reduce la carga de fatiga en las turbinas generada a partir de la capa de límite atmosférica y estelas de turbina eólica.

Un objeto adicional de la invención es proporcionar un método de control para aumentar la producción de energía anual (AEP) del parque de turbinas eólicas a través de un método de control aplicado en una o más de las turbinas eólicas de manera individual.

Un objeto adicional de la invención es proporcionar un método de control sencillo pero efectivo para que las turbinas individuales en un parque de turbinas eólicas tengan en consideración los efectos de estela entre las turbinas para la mayor parte o la totalidad de las direcciones de viento.

Un objeto adicional de la invención es proporcionar un método de control sencillo pero efectivo para las turbinas individuales en un parque de turbinas eólicas mientras que al mismo tiempo mantiene una alta producción de energía del parque de turbinas eólicas.

Un objeto adicional de la invención es proporcionar un método de control que de manera eficaz y sencilla pueda reaccionar de manera rápida y fiable a cambios en las condiciones de carga del viento.

Según la invención esto se obtiene mediante un método de control de una turbina eólica que comprende palas de turbina eólica unidas a un buje de rotor y un sistema de control para realizar el cabeceo de las palas con respecto al buje. El método comprende proporcionar al menos un sector de estela asignado a una o más direcciones de viento y proporcionar un programa de cabeceo normal para controlar un parámetro de salida de la turbina eólica (por ejemplo energía, velocidad de rotación), que comprende valores de referencia de cabeceo en función de la velocidad de viento y al menos uno de los parámetros de coeficiente de empuje  $C_t$ , coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$ , y factor de inducción axial  $a$ . Además, se proporciona un programa de cabeceo modificado para controlar un parámetro de salida modificado de la turbina eólica, que comprende valores de referencia de cabeceo que dependen de la velocidad de viento y al menos un parámetro modificado del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica, y/o el factor de inducción axial. El método comprende además recibir indicaciones de una velocidad de viento y una dirección de viento en la turbina eólica, y determinar un valor de referencia de cabeceo para una o más de las palas de turbina eólica según el programa de cabeceo normal si la dirección de viento se encuentra fuera del al menos un sector de estela. Solamente si la dirección de viento se encuentra dentro del al menos un sector de estela se determina un valor de referencia de cabeceo para una o más de las palas de turbina eólica según el programa de cabeceo modificado. La turbina eólica se controla entonces según el valor de referencia de cabeceo.

Según lo anterior, las turbinas individuales comprenderán una estrategia de cabeceo normal así como una o más estrategias de cabeceo modificadas que se aplican dependiendo de la dirección de viento. En el presente documento debe tenerse en cuenta de manera apropiada la dirección de viento, y cualesquiera condiciones especiales que pueden aplicarse a esa dirección de viento específica. Mediante la asignación de uno o más sectores de estela a tales direcciones de viento específicas y en qué sectores se aplican estrategias de cabeceo modificadas especiales, la estrategia de cabeceo y por tanto, el parámetro de salida resultante pueden ajustarse de manera fácil y sencilla en función de la dirección de viento.

Al proporcionar un programa de cabeceo modificado que comprende valores de referencia de cabeceo que dependen de la velocidad de viento así como de al menos un parámetro modificado del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica, y/o el factor de inducción axial, se aprovecha el resultado obtenido de manera teórica de que el parámetro de salida puede optimizarse modificando cualquiera del coeficiente de empuje,

coeficiente de energía aerodinámica, y/o el factor de inducción axial.

El parámetro de salida que va a modificarse puede ser por ejemplo la energía eléctrica, la velocidad de rotación, o el empuje de la turbina eólica.

5 Según una realización de la invención la turbina eólica se coloca en un parque de turbinas eólicas que comprende varias turbinas eólicas, y el al menos un sector de estela refleja un sector de influencia de estela por esta turbina eólica en una o más de las otras turbinas eólicas en el parque mediante el viento en una dirección dentro del sector de estela. La influencia de estela puede ser en la turbina eólica próxima y/o en una turbina más alejada.

10 En el presente documento se obtiene un método de control sencillo pero eficaz para aumentar el rendimiento tal como la producción de energía anual (AEP), no necesariamente de la turbina eólica individual, sino de la totalidad de una central eólica que comprende varias turbinas eólicas, al tiempo que tiene en consideración los efectos de estela entre las turbinas para la mayor parte o la totalidad de las direcciones de viento.

Mediante el uso de sectores de estela se obtiene una manera sencilla de describir cómo las diferentes turbinas proyectan sombra parcial o completamente entre sí sin limitarse a patrones de, por ejemplo, hileras y columnas.

15 Mediante el método de control descrito anteriormente se obtiene un método en el que cada turbina eólica puede controlarse de manera individual basándose en velocidad de viento y dirección de viento medidas de manera local y sin depender de datos e información de recepción y envío de control centrales procedentes y destinados a todas las demás turbinas en un parque. El método de control obtenido puede, de este modo, funcionar más rápido y permitir una adaptación y un control más rápidos de cada turbina eólica en función de la velocidad de viento y dirección de viento medidas. Además, el método de control puede ser más robusto porque cada turbina eólica puede controlarse  
20 independientemente de las otras en el parque eólico y, por tanto, es independiente de cualquier medio de comunicación.

El método de control según lo anterior puede aplicarse tanto a parque eólicos nuevos sin ningún historial de funcionamiento, o del mismo como una actualización a parque eólicos ya existentes simplemente mediante la adición de uno o más modos de estela a una o más de las turbinas eólicas.

25 Los modos de estela y el método de control correspondiente pueden aplicarse a una o más, o a todas las turbinas eólicas en un parque eólico maximizando de este modo su efecto sobre la salida de energía total de la totalidad del parque. En una realización, el método de control puede aplicarse a las turbinas eólicas en un parque eólico que influyen en su mayoría y/o a menudo en su mayoría en las otras turbinas eólicas, tal como por ejemplo la turbina o turbinas colocadas más hacia adelante en las direcciones de viento predominantes o la turbina eólica más grande.

30 Según una realización de la invención la turbina eólica se coloca en un parque de turbinas eólicas que comprende varias turbinas eólicas, y el al menos un sector de estela refleja un sector de influencia de estela por esta turbina eólica en una o más de las otras turbinas eólicas en el parque mediante el viento en una dirección dentro del sector de estela.

35 En una realización, el método comprende además asignar de manera previa cada sector de estela con un modo de estela, y asignar para cada modo de estela un programa de cabeceo modificado diferente, y en el que el método comprende además determinar el presente modo de estela a partir del sector de estela facilitado por la dirección de viento recibida, y en el que el valor de referencia de cabeceo se determina según un programa de cabeceo modificado que corresponde al presente modo de estela.

40 En el presente documento pueden aplicarse varios modos de estela diferentes con programas de cabeceo modificados diferentes o parcialmente diferentes correspondientes. El método de control puede de este modo tener en cuenta sectores de viento de carácter más o menos intenso, o sectores en los que la turbina puede, por ejemplo, solamente influir en las otras turbinas parcialmente. Por el presente documento, el método de control puede realizarse más detallado teniendo en cuenta más efectos de las diferentes direcciones de viento. Asimismo, la producción de energía total resultante para el parque eólico puede de este modo ser más próxima al óptimo teórico.

45 En una realización, el método según lo anterior puede comprender además asignar para cada modo de estela un parámetro umbral del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica y/o un factor de inducción axial umbral, y en el que los parámetros modificados del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica y/o el factor de inducción axial se modifican de tal modo que no excedan el parámetro umbral.

50 A través de optimizaciones numéricas y teóricas se ha encontrado que la salida total de un parque eólico dado, en general, produce parámetros optimizados del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica y/o un factor de inducción axial umbral en función de la velocidad de viento que son funciones truncadas de los parámetros nominales correspondientes. Por tanto, los parámetros optimizados pueden determinarse de manera sencilla y eficaz mediante el establecimiento de un parámetro umbral, parámetro que no puede exceder todas las velocidades de viento. De este modo, no necesita realizarse ninguna optimización o cálculo avanzado durante el control. En su  
55 lugar, los resultados de optimización numéricos y teóricos pueden aprovecharse simplemente para modificar uno o más de los parámetros según una función truncada tal como se describió anteriormente. Por el presente documento

se obtiene un método de control rápido y sencillo y robusto pero eficaz que puede reaccionar rápido a condiciones de viento cambiantes al tiempo que aumenta de manera eficaz la salida total de un parque eólico teniendo en consideración el efecto estela.

- 5 El parámetro umbral para un modo de estela puede, por ejemplo, establecerse como un porcentaje del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica máximos y/o factor de inducción axial máximo, tal como en el intervalo del 50-95%, tal como el 70-80%. Se ha encontrado que los umbrales en tales intervalos albergan de sobra las funciones más optimizadas teóricamente que producen una salida total próxima a la óptima.

Adicional o alternativamente el parámetro umbral para un modo de estela puede establecerse como una constante definida de manera previa y/o en función de la velocidad de viento.

- 10 Los sectores de estela pueden determinarse de manera previa y/o los modos de estela pueden asignarse de manera previa a cada sector de estela. Los sectores de estela y los modos de estela correspondientes pueden, por ejemplo, determinarse de manera previa cuando se planea la colocación de las turbinas eólicas en un parque eólico y su colocación unas con respecto a otras.

- 15 Adicional o alternativamente los sectores de estela y/o los modos de estela asignados a cada sector de estela pueden establecerse, modificarse o actualizarse durante el funcionamiento de la turbina eólica si, por ejemplo, se montan más turbinas cercanas, provocando que los campos de estela cambien para algunas direcciones de viento.

- 20 Del mismo modo, el programa de cabeceo normal y/o el uno o más programas de cabeceo modificados y/o los parámetros modificados de uno de los parámetros de coeficiente de empuje  $C_t$ , coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$ , y factor de inducción axial  $a$  pueden determinarse de manera previa. En una realización, los parámetros modificados del coeficiente de empuje  $C_t$ , coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$  y/o el factor de inducción axial se determinan a partir de tablas de consulta predeterminadas. Por ejemplo, como resultado de cálculos o estimaciones de optimización realizados para varias turbinas eólicas en un parque con el objetivo de maximizar la producción de energía total para diferentes direcciones de viento que tienen en consideración los efectos de estela y pérdidas de estela. Por el presente documento, el programa de cabeceo y los parámetros modificados pueden determinarse de manera rápida y sencilla permitiendo un método de control robusto y rápido correspondiente.

- 25 Adicional o alternativamente el programa de cabeceo modificado y/o los parámetros modificados pueden actualizarse durante el funcionamiento del parque eólico por ejemplo para tener en cuenta cambios realizados al parque eólico o las turbinas en el mismo.

- 30 Según una realización de la invención, el control de las etapas de la turbina eólica se realiza de manera local en la turbina eólica tal como sin comunicarse con las otras turbinas eólicas en el parque. Tal como se comentó anteriormente, esto permite un trabajo más rápido y un control más robusto de una turbina que es independiente de cualquier unidad de control central y medios de comunicación. Además, por el presente documento, cada turbina puede adaptarse más rápidamente a la velocidad de viento y dirección de viento medidas.

- 35 Según una realización de la invención, los modos de estela consisten en un modo de producción de energía normal y un modo de producción de energía reducida. Por el presente documento, solamente se aplican dos modos en el método de control, produciendo de este modo un método de control muy sencillo pero eficaz que sigue teniendo en consideración los efectos de estela. Esto produce además la ventaja de solamente tener que someter a prueba y aprobar un modo de estela para que sea la alternativa al modo de producción normal. Por tanto, el método puede aplicarse más rápido a los parques eólicos existentes ya que el tiempo de aprobación se mantiene al mínimo.

- 40 En una realización de la invención la velocidad de viento y la dirección de viento se miden de manera local en la turbina eólica, haciendo por el presente documento que el control de turbina eólica sea independiente de la recepción de cualquier dato procedente de una unidad central u otras turbinas eólicas. Además, la velocidad de viento y dirección de viento medidas de manera local describen de manera más probable las condiciones del viento que rigen el rendimiento de la turbina eólica de manera más fiable que los datos medidos a cierta distancia.

- 45 Finalmente, una realización de la invención se refiere a un método de control de las turbinas eólicas en un parque eólico, en el que cada turbina eólica en el parque se controla de manera local según cualquiera de las realizaciones mencionadas anteriormente. Las ventajas del mismo son tal como se describió anteriormente en relación con el método de control de una turbina eólica.

#### **Breve descripción de los dibujos**

- 50 En las siguientes realizaciones de la invención diferentes se describirán con referencia a los dibujos, en los que:

la figura 1 es un esbozo de turbinas eólicas en un parque con una situación hipotética de estela completa,

la figura 2 es un esbozo de turbinas eólicas en un parque con una situación hipotética de estela parcial,

la figura 3 ilustra los factores de inducción axiales nominal y modificado en función de la velocidad de viento para diferentes modos de estela según una realización de la invención,

las figuras 4-5 ilustran la energía eléctrica y curvas de empuje resultantes para los diferentes modos de estela mostrados en la figura 5 según una realización de la invención,

la figura 6 ilustra los coeficientes de empuje nominal y modificado en función de velocidad de viento para diferentes modos de estela según una realización de la invención,

- 5 la figura 7 ilustra los coeficientes de energía aerodinámica nominal y modificado en función de velocidad de viento, así como los coeficientes de energía nominal y modificado para diferentes modos de estela según una realización de la invención,

la figura 8 ilustra los coeficientes de energía aerodinámica nominal y modificado para diferentes modos de estela de figura 7 en más detalle,

- 10 la figura 9 es un esbozo de turbinas eólicas en un parque con sectores de diferentes modos de estela, y

las figuras 10-13 ilustran el factor de inducción axial y el coeficiente de empuje en función de velocidad de viento para diferentes modos de cargas de pala y ruidos reducidos según los métodos de la técnica anterior y la energía eléctrica y curvas de empuje resultantes, respectivamente.

**Descripción detallada de los dibujos**

- 15 En la figura 1 se ilustra un parque de turbinas eólicas 100 en el que se colocan varias turbinas eólicas 101. Dependiendo de la dirección del viento entrante 102 las turbinas eólicas aguas arriba crean una estela que afecta a las turbinas aguas abajo cambiando sus condiciones de viento de manera local y aumentando la tasa de turbulencia. En la figura 1 las turbinas se colocan en hileras rectas en la dirección de viento 102 creando de este modo las turbinas aguas arriba una estela 103 que cubre completamente sus turbinas aguas abajo. Cada turbina eólica puede  
 20 crear una estela no solamente para la primera turbina aguas abajo sino que la estela también puede afectar del mismo modo a las turbinas que se encuentran más abajo en la hilera (no mostradas). Aunque el concepto de una "hilera" de turbinas eólicas está claro, a menudo el sector de viento hace que las turbinas funcionen de un modo desestructurado, cuando las hileras de turbinas bien alineadas no pueden definirse. En tales direcciones de viento, se producirán situaciones en las que una turbina proyecta estela parcialmente en una turbina aguas abajo tal como se ilustra en la figura 2. Del mismo modo, esta puede ser la situación si las turbinas eólicas no se colocan en una red de hileras. Las figuras 1 y 2 muestran como ejemplo el mismo diseño de parque 101 para dos direcciones de viento  
 25 102 diferentes. La figura 1 representa una dirección de viento en la que se definen fácilmente hileras de turbinas, y están "sometidas a estela por completo" por sus homólogas aguas arriba. La figura 2 ilustra una dirección de viento en la que las estelas 103 se propagan en una dirección torcida con respecto a la orientación de hilera. Por tanto, las turbinas aguas abajo solamente están "sometidas a estela parcialmente" por sus homólogas aguas arriba tal como también se ilustra en los pequeños insertos que muestra el disco de rotor 104 de una turbina con la estela 103 (zona sombreada en gris) cubriendo total o parcialmente el plano de rotor.

- 35 En la situación en la figura 2, las cargas en las turbinas aguas abajo generalmente serán mayores porque una parte del disco de rotor 104 observará la "velocidad de estela" eficaz mientras que la otra parte observará una velocidad de viento ambiental superior, que conlleva una discrepancia en carga sobre las palas individuales y un momento transferido al árbol de rotor. En una situación hipotética de estela completa, la velocidad a través del disco de rotor será, generalmente, más uniforme que una situación hipotética de estela parcial (aunque seguirá siendo inferior que la velocidad de viento ambiental).

- 40 Además, como las turbinas extraen energía del viento, las turbinas aguas abajo ensombrecidas parcial o totalmente por una o más turbinas aguas arriba experimentan velocidades de viento inferiores, y por tanto, no pueden producir tanta energía como si estuvieran expuestas a condiciones de viento libres. En otras palabras, la turbina está sometida a una pérdida de sombra, o pérdida de estela, tal como se denomina a menudo. Especialmente para parques más grandes, tales pérdidas de estela son inevitables y pueden ser considerables.

- 45 Mediante el uso de modelos matemáticos para la producción de energía de cada turbina eólica, puede encontrarse que los ajustes óptimos de las turbinas individuales maximizan la producción de energía total del parque eólico para una dirección de viento dada.

Al aplicar un enfoque estático al modelado de las turbinas la energía de una turbina se aporta mediante

$$P = \frac{\rho \pi D^2}{8} C_p v^3$$

siendo  $C_p = 4a(1-a)^2$  en el que  $a$  es la inducción axial. Las variables  $D$  y  $\rho$  son el diámetro de rotor y la densidad de aire, respectivamente. Se asume una densidad de aire habitual de  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ . La variable  $a$  es el factor de inducción axial que describe la fracción de energía eólica captada por el rotor. La velocidad de viento se denomina  $v$  y  $P$  es la energía aerodinámica producida por la turbina.

- 50 El objetivo principal de la optimización puede formularse para maximizar la energía producida en estado preparado a diferentes velocidades de viento para un diseño de parque de turbinas eólicas dado. El factor de inducción axial  $a$  se usa como una variable de diseño para la optimización. Para garantizar que las cargas no se ven aumentadas, se

limita adicionalmente a para encontrarse por debajo de los valores habituales. El valor de  $a$  puede elegirse de manera independiente para cada turbina y cada velocidad de viento.

Para una velocidad de viento dada y una distancia dada, se han evaluado varias combinaciones diferentes de factores de inducción axiales. En primer lugar, el factor de inducción axial de la turbina más aguas arriba se barrió desde un valor normal hasta el 20 % del valor normal, y se eligió la solución que dio como resultado la producción de energía más alta (a nivel de planta). Entonces la segunda turbina se optimizó de la misma manera, y así sucesivamente, hasta que todas las turbinas se hubieron optimizado. Este procedimiento se repitió varias veces, hasta que la no obtención de aumento de energía y el procedimiento de optimización coincidieron. El procedimiento se ejecutó para velocidades de viento relevantes y tamaños de distancia relevantes.

Mediante los procedimientos de optimización descritos anteriormente para optimizar la producción de energía total de un conjunto de turbinas se ha encontrado de manera sorprendente que para una configuración de parque de turbinas dada, el factor de inducción axial  $a$  óptimo, 304 en función de la velocidad de viento  $V$ , 301 para cada turbina eólica puede expresarse mediante un truncamiento del factor de inducción axial nominal. Tales curvas óptimas para factores de inducción axiales  $a$ , 304 se muestran en la figura 3 junto con el factor de inducción axial nominal 300 y en función de la velocidad de viento  $V$ , 301. La línea negra gruesa 300 muestra el factor de inducción axial nominal mientras que las curvas discontinuas 302 muestran ejemplos de factor de inducción axial optimizado para diferentes direcciones de viento y configuraciones de parque. Tal como puede observarse a partir de la figura, el factor de inducción axial óptimo produce un truncamiento del factor de inducción axial nominal que corresponde al establecimiento de un umbral  $T$ , 303 del factor de inducción axial que se no ve excedido por ninguna velocidad de viento.

Las curvas correspondientes de energía eléctrica  $P$ , 404 y empuje  $Th$ , 504 como funciones de la velocidad de viento 301 se muestran en las figuras 4 y 5, respectivamente. Las curvas de energía eléctrica y de empuje nominales (400, 500) se muestran en líneas negras continuas, mientras que las curvas de energía eléctrica y de empuje modificadas (401, 501) que corresponden a diferentes factores de inducción axiales optimizados y truncados se muestran en líneas discontinuas. Puede observarse que la reducción en el factor de inducción axial  $a$  tal como se muestra en la figura 3 da como resultado una reducción de energía eléctrica y empuje, respectivamente, a velocidades de viento inferiores y principalmente a velocidades de viento intermedias entre aproximadamente 6-10 m/s. Sin embargo, la energía eléctrica y el empuje se reducen de manera no muy lineal y por una cantidad que depende de la velocidad de viento.

A diferencia de las expresiones para la energía eléctrica o empuje optimizados 401, 501, los factores de inducción axiales optimizados 301 pueden expresarse, generalmente, de manera sencilla mediante un truncamiento del factor de inducción axial nominal. Este resultado se aprovecha en realizaciones de la invención tal como se explica a continuación.

Tal como puede observarse a partir de los resultados de factores de inducción axiales optimizados en la figura 3, la optimización de salida de energía total que tiene en consideración los efectos de estela puede lograrse mediante el establecimiento de un umbral para el factor de inducción axial para cada turbina eólica. El tamaño del umbral puede variar entre aproximadamente el 40-80% del factor de inducción axial nominal máximo y depender de la dirección de viento y de este modo, de la intensidad de la pérdida de estela.

La optimización descrita anteriormente puede realizarse de otro modo con el coeficiente de empuje  $C_t$  para cada turbina eólica como una variable de diseño. El coeficiente de empuje se aporta, en general, mediante

$$C_t = \frac{Th}{\frac{1}{2} \rho V^2 A},$$

en el que  $Th$  es el empuje aerodinámico en el rotor,  $\rho$  es la densidad de aire,  $V$  es la velocidad de viento, y  $A$  es la zona de barrido de rotor. El coeficiente de empuje  $C_t$ , 604 en función de la velocidad de viento se muestra en la figura 6. La optimización produce un resultado similar tal como se presenta basándose en el factor de inducción axial  $a$  porque los coeficientes de empuje 601 optimizados parecen ser funciones truncadas del coeficiente de empuje nominal 600. El coeficiente de empuje optimizado para una velocidad de viento dada puede, por tanto, establecerse como el coeficiente de empuje nominal, no excediendo, sin embargo, algún valor umbral  $T$ , 602. Al igual que en el caso con el factor de inducción axial el tamaño del umbral  $T$  o del nivel de truncamiento depende de la configuración y dirección de viento del parque eólico.

De manera similar, la optimización de la salida de energía total puede realizarse para obtener coeficientes de energía modificados. Sin embargo, solamente cuando se tiene en consideración el coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$ , se ha encontrado que se describen bien las curvas optimizadas mediante líneas aproximadamente rectas o curvas truncadas de los coeficientes de energía nominales de manera similar a los coeficientes de empuje  $C_t$  y el factor de inducción axial  $a$ . Cuando se tienen en consideración la energía eléctrica real suministrada por la turbina y el coeficiente de energía determinado a partir de la misma, este deja de ser el caso debido a varias

pérdidas encontradas y que dependen de la velocidad de viento. Por ejemplo, estas pérdidas comprenden pérdidas eléctricas internas (transformador, generador, convertidor, etc.), el consumo interno (de ventiladores de funcionamiento, ordenadores, etc.) y pérdidas mecánicas (fricción en el tren de accionamiento, etc.). Es decir, las curvas para coeficientes de energía modificados u optimizados que se basan en la energía eléctrica no son ventajosas para su uso en el método de control propuesto de la misma manera que el coeficiente de energía aerodinámica. Esto también puede resultar evidente a partir de la figura 7, que muestra tanto el coeficiente de energía nominal aerodinámico 700 como eléctrico 710 en función de la velocidad de viento  $V$ , 301. También se muestran los parámetros modificados y optimizados del coeficiente de energía aerodinámico 702 y eléctrico 712, respectivamente. Tal como puede observarse a partir de la figura, los coeficientes de energía aerodinámica 702 modificados son aproximadamente lineales para las velocidades de viento inferiores que corresponden a truncamientos del coeficiente de energía aerodinámica nominal, mientras que todos los coeficientes de energía eléctrica 712 no son muy lineales.

La figura 8 muestra solamente los coeficientes de energía aerodinámica nominal y modificado 700, 702 para una vista más clara.

Las características descritas anteriormente del factor de inducción axial y/o coeficientes de empuje y/o el coeficiente de energía aerodinámica optimizados, se usan en el control de parque eólico para definir diferentes modos de estela tal como se describe a continuación.

La figura 9 ilustra la asignación de sectores de estela 901 a cada turbina eólica 101 en el parque eólico 100. Los sectores de estela 901 coloreados en gris indican que el viento en una dirección dentro del sector provoca que la turbina 101 ejecute una pérdida de estela en una o varias de sus turbinas 101 próximas. Cuando el viento está en estos sectores de estela, se usan curvas de energía modificadas especiales y modos de producción modificados que permiten que pase más viento a las turbinas aguas abajo, garantizando por tanto una producción de energía de central superior. Por tanto, los sectores blancos 902 son sectores de no influencia sobre otra turbina eólica 101, y cuando el viento se encuentra en ellos, se aplica un funcionamiento normal a la turbina eólica. Los modos de estela de modos de producción modificados se determinan o establecen tal como para corresponder a los modos de producción de energía optimizados numéricamente tal como se describió anteriormente en relación con las figuras 3-8, facilitados por los parámetros modificados del factor de inducción axial  $a$ , el coeficiente de empuje  $C_t$ , o el coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$ , expresados simplemente mediante un truncamiento de los parámetros nominales y/o mediante el establecimiento de un umbral superior  $T$  para los parámetros.

Según una realización de la invención, los parámetros modificados pueden determinarse asignando para cada sector de estela un parámetro umbral  $T$ . Al haber determinado el sector de estela presente a partir de la dirección de viento, el ángulo de cabeceo (y opcionalmente la velocidad de rotación) se determina entonces según los parámetros nominales si se encuentra por debajo del umbral asignado  $T$  y de otro modo según el umbral asignado  $T_h$ .

La totalidad de la circunferencia de cada turbina eólica puede dividirse en sectores de estela y sectores de no influencia, o de manera alternativa, pueden establecerse solamente varios sectores de estela diferentes para cada turbina o para algunas de las turbinas eólicas.

La figura 9 ilustra la realización del establecimiento de los sectores de producción de energía normal y producción de energía modificada (sectores de estela) en los que todos los sectores de estela aplican la misma producción de energía modificada. Adicional o alternativamente, pueden establecerse más tipos diferentes de sectores de estela de diferente producción de energía modificada por ejemplo para tener en cuenta sectores o direcciones de viento de pérdida de estela o turbulencia más o menos intensa.

Asimismo, los sectores de estela 900 pueden tener el mismo tamaño tal como se muestra en la figura 9 o ser de tamaños diferentes.

El método según el método puede emplearse de la siguiente manera:

Si las pérdidas de estela se anticipan o esperan durante el proceso de planificación o colocación del parque eólico, las turbinas afectadas o todas las turbinas se optimizan tal como se describió anteriormente dando como resultando uno o más modos de estela de parámetros modificados del factor de inducción axial  $a$ , el coeficiente de empuje  $C_t$ , o el coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$  en función de la velocidad de viento.

Como cada modo de estela en práctica debe verificarse antes de aplicarse a un parque eólico en funcionamiento, solamente pueden ser deseables una cantidad limitada de modos de estela distintos y genéricos. Como consecuencia, el modo óptimo teóricamente no puede alcanzarse, y la energía resultante estará ligeramente por debajo de la óptima, sin embargo, se verá mejorada en gran medida.

A partir de esto se determinan una o más estrategias de energía modificadas facilitadas por parámetros modificados del factor de inducción axial  $a$ , el coeficiente de empuje  $C_t$ , o el coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$  y para todas las velocidades de viento, que una turbina debe seguir cuando la dirección de viento sea tal que se den pérdidas de estela para esa turbina específica. Las turbinas no tienen que usar los mismos perfiles energéticos y una turbina



puede tener diferentes perfiles energéticos dependiendo de la dirección (ya que cada turbina puede tener interacción de estela con varias turbinas diferentes, dependiendo de la dirección de viento).

5 Las estrategias de energía modificadas pueden describirse mediante tablas de consulta implementadas en cada turbina. Opcionalmente, todas las estrategias de energía modificadas (opcionalmente en forma de tablas de consulta) y normas de sector que definen los sectores de estela pueden calcularse fuera de línea y determinarse de manera previa, es decir, antes de usarse durante el funcionamiento.

10 Durante el funcionamiento, se miden la velocidad de viento y la dirección de viento, lo que puede realizarse de manera local en cada turbina eólica. Basándose en la medición de dirección de viento local y los sectores de estela determinados de manera previa cada turbina selecciona entonces qué estrategia de energía modificada establecida de manera previa o tabla establecida de manera previa de parámetros modificados de factor de inducción axial  $a$ , coeficiente de empuje  $C_t$ , o coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$  debe usar. Basándose en la velocidad de viento local la turbina usa la tabla o los parámetros modificados seleccionados para determinar el valor de referencia de cabeceo para una o más de las palas de turbina eólica y opcionalmente la velocidad de rotación según la cual se controla finalmente la turbina eólica.

15 Por el presente documento, se optimiza la salida de energía global de la central eólica mediante un control local de cada turbina eólica de manera independiente de las otras, y sin usar ninguna comunicación entre las turbinas para minimizar las pérdidas de estela.

20 Se han realizado investigaciones teóricas con respecto a datos de central eólica existentes con diferentes diseños. Se han observado aumentos en la producción de energía de central eólica del orden del 20-40% en comparación con el funcionamiento normal según direcciones de viento y velocidades de viento especiales. Como estas circunstancias de viento especiales no prevalecen durante un año, el impacto sobre la AEP es más moderado. Las investigaciones indican que puede obtenerse un aumento de la AEP en el intervalo del 0,5-5% con la tecnología apropiada.

25 Las características especiales de los parámetros modificados del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica, y/o el factor de inducción axial con respecto a la optimización de las pérdidas de estela y la producción de curvas truncadas de los parámetros nominales correspondientes, se enfatizan cuando se comparan con los mismos parámetros, pero se optimizan con respecto a otros tipos de modos.

30 Las figuras 10-11 muestran el factor de inducción axial  $a$  y el coeficiente de empuje  $C_t$ , respectivamente, optimizados para minimizar el ruido o las cargas. A partir de los mismos puede observarse que la optimización conlleva modificaciones de los parámetros especialmente a velocidades de viento intermedias  $V$ , 303, y que los parámetros se cambian de manera muy diferente a partir de las curvas truncadas optimizadas según realizaciones de la invención y tal como se muestra en las figuras 3 y 6.

35 De manera similar, las curvas de energía eléctrica  $P$  y de empuje  $T_h$  resultantes correspondientes mostradas en las figuras 12-13 y basándose en los parámetros optimizados de carga y ruido de la figura 10-11 se cambian solamente por velocidades de viento intermedias  $V$  de aproximadamente 10-16 m/s alrededor de la velocidad de viento nominal.

40 Aunque se han descrito realizaciones preferidas de la invención, debe entenderse que la invención no se limita a ellas y pueden realizarse modificaciones sin alejarse de la invención. El alcance de la invención se define mediante las reivindicaciones adjuntas, y todos los dispositivos cuyo significado se encuentra en las reivindicaciones, o bien literalmente o mediante equivalencia, pretenden albergarse en la misma.

**REIVINDICACIONES**

1. Método de control de una turbina eólica, comprendiendo la turbina eólica palas de turbina eólica unidas a un buje de rotor y un sistema de control para realizar el cabeceo de las palas con respecto al buje, comprendiendo el método:
  - 5 - proporcionar al menos un sector de estela asignado a una o más direcciones de viento;
    - proporcionar un programa de cabeceo normal para controlar un parámetro de salida de la turbina eólica (por ejemplo energía, velocidad de rotación), que comprende valores de referencia de cabeceo en función de la velocidad de viento y al menos uno de los parámetros de coeficiente de empuje  $C_t$ , coeficiente de energía aerodinámica  $C_p$ , y factor de inducción axial  $a$ ;
  - 10 - proporcionar un programa de cabeceo modificado para controlar un parámetro de salida modificado de la turbina eólica, que comprende valores de referencia de cabeceo que dependen de la velocidad de viento y al menos un parámetro modificado del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica, y/o el factor de inducción axial;
    - recibir indicaciones de una velocidad de viento y una dirección de viento en la turbina eólica;
  - 15 - determinar un valor de referencia de cabeceo para una o más de las palas de turbina eólica según el programa de cabeceo normal si la dirección de viento se encuentra fuera del al menos un sector de estela; y
    - determinar un valor de referencia de cabeceo para una o más de las palas de turbina eólica según el programa de cabeceo modificado solamente si la dirección de viento se encuentra dentro del al menos un sector de estela; y
  - 20 - controlar la turbina eólica según el valor de referencia de cabeceo;
 

caracterizado porque

    - las etapas del control de turbina eólica se realizan de manera local en la turbina eólica sin comunicarse con las otras turbinas eólicas en el parque.
- 25 2. Método de control de una turbina eólica según la reivindicación 1, en el que la turbina eólica está colocada en un parque de turbinas eólicas que comprende varias turbinas eólicas, y en el que el al menos un sector de estela refleja un sector de influencia de estela por esta turbina eólica sobre una o más de las otras turbinas eólicas en el parque mediante el viento en una dirección dentro del sector de estela.
- 30 3. Método de control de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además asignar de manera previa cada sector de estela con un modo de estela, y asignar para cada modo de estela un programa de cabeceo modificado diferente, y en el que el método comprende además determinar el presente modo de estela a partir del sector de estela facilitado por la dirección de viento recibida, y en el que el valor de referencia de cabeceo se determina según un programa de cabeceo modificado que corresponde al presente modo de estela.
- 35 4. Método de control de una turbina eólica según la reivindicación 3, que comprende además asignar para cada modo de estela un parámetro umbral del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica y/o un factor de inducción axial umbral, y en el que los parámetros modificados del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica y/o el factor de inducción axial se modifican de tal modo que no exceden el parámetro umbral.
- 40 5. Método de control de una turbina eólica según la reivindicación 4, en el que el parámetro umbral para un modo de estela se establece como un porcentaje del coeficiente de empuje, coeficiente de energía aerodinámica máximos y/o factor de inducción axial máximo, tal como en el intervalo del 50-95%, tal como el 70-80%.
- 45 6. Método de control de una turbina eólica según la reivindicación 4 ó 5, en el que el parámetro umbral para un modo de estela se establece como una constante definida de manera previa.
7. Método de control de una turbina eólica según la reivindicación 4, en el que el parámetro umbral para un modo de estela se establece en función de la velocidad de viento.
8. Método de control de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el programa de cabeceo normal y/o programa de cabeceo modificado se definen de manera previa.
- 50 9. Método de control de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores que comprende determinar los parámetros modificados del coeficiente de empuje y/o el factor de inducción axial a partir de

tablas de consulta predeterminadas.

10. Método de control de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que los sectores de estela se determinan de manera previa.
- 5 11. Método de control de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones 3-10, en el que los modos de estela se asignan de manera previa a cada sector de estela.
12. Método de control de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones 3-11, en el que los modos de estela consisten en un modo de producción de energía normal y un modo de producción de energía reducido.
- 10 13. Método de control de una turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la velocidad de viento y la dirección de viento se miden de manera local en la turbina eólica.
14. Método de control de las turbinas eólicas en un parque eólico, en el que cada turbina eólica en el parque se controla de manera local según cualquiera de las reivindicaciones 1-13.

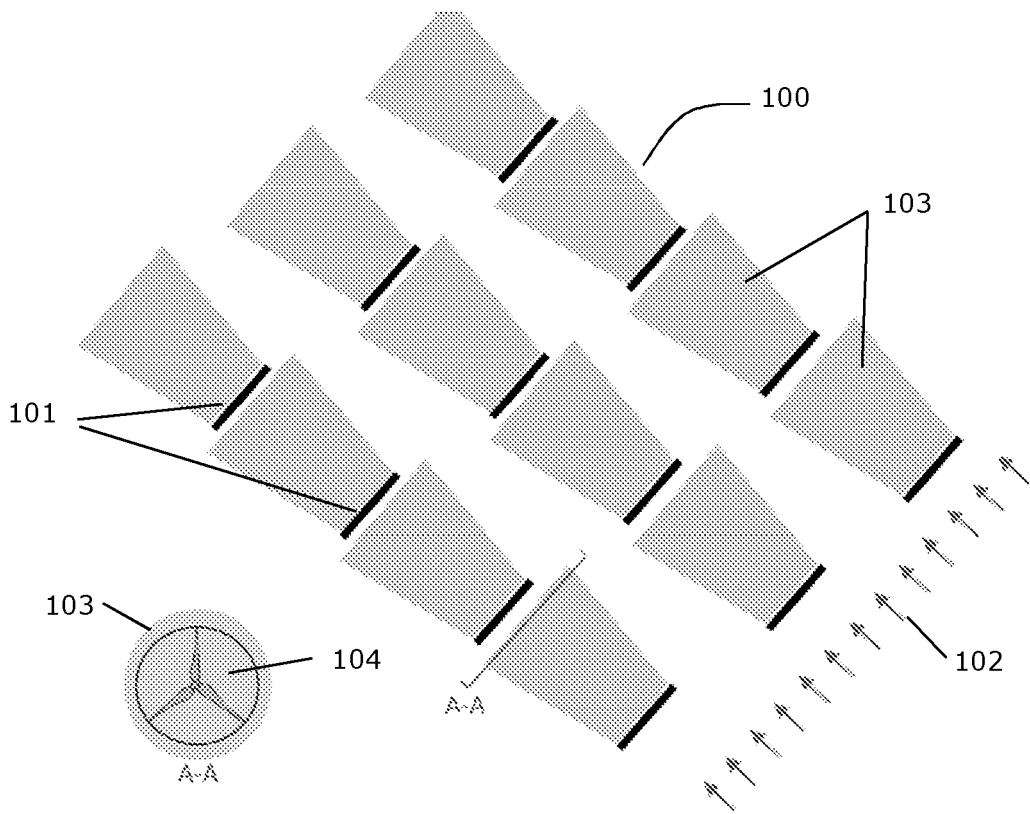


Fig. 1

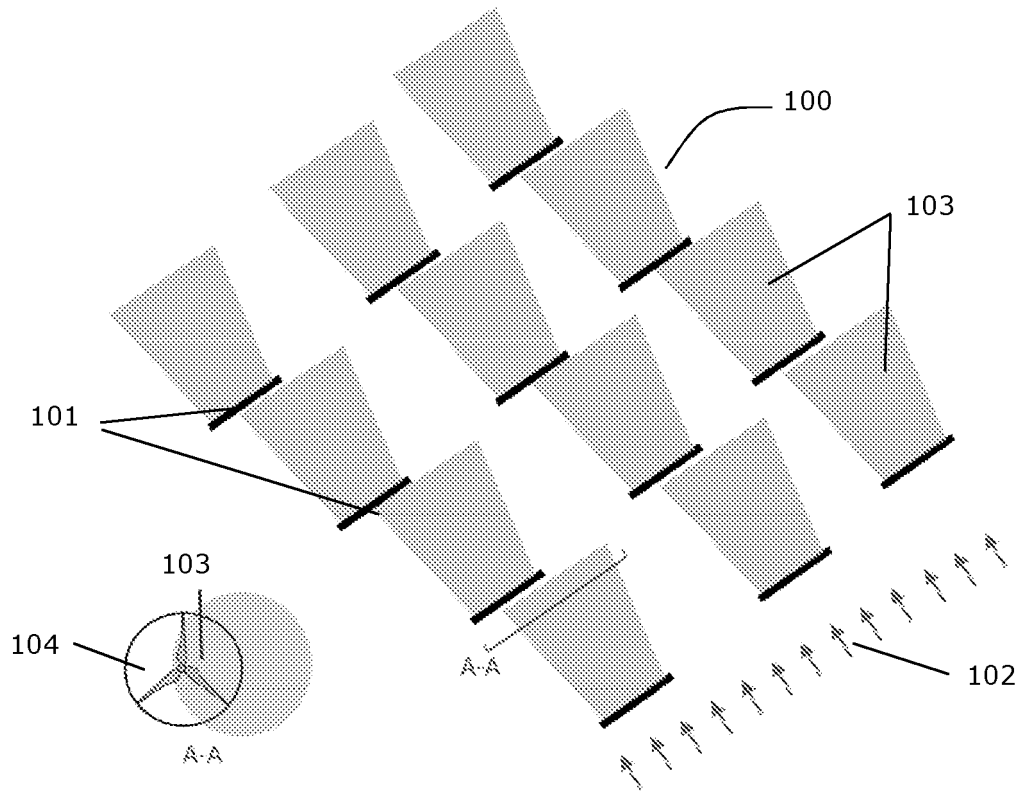


Fig. 2

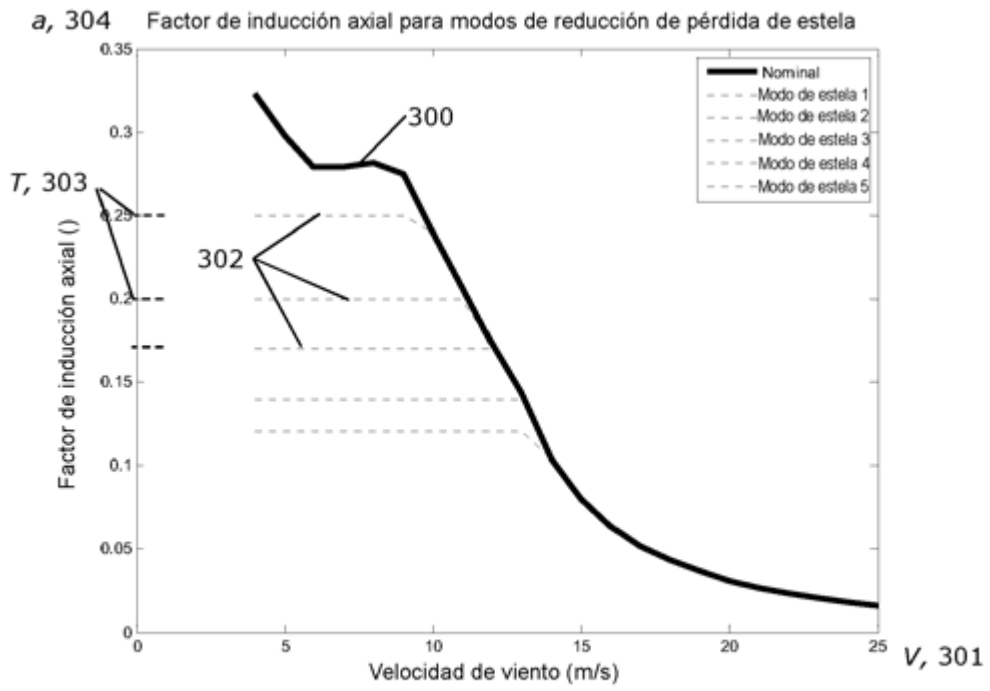


Fig. 3

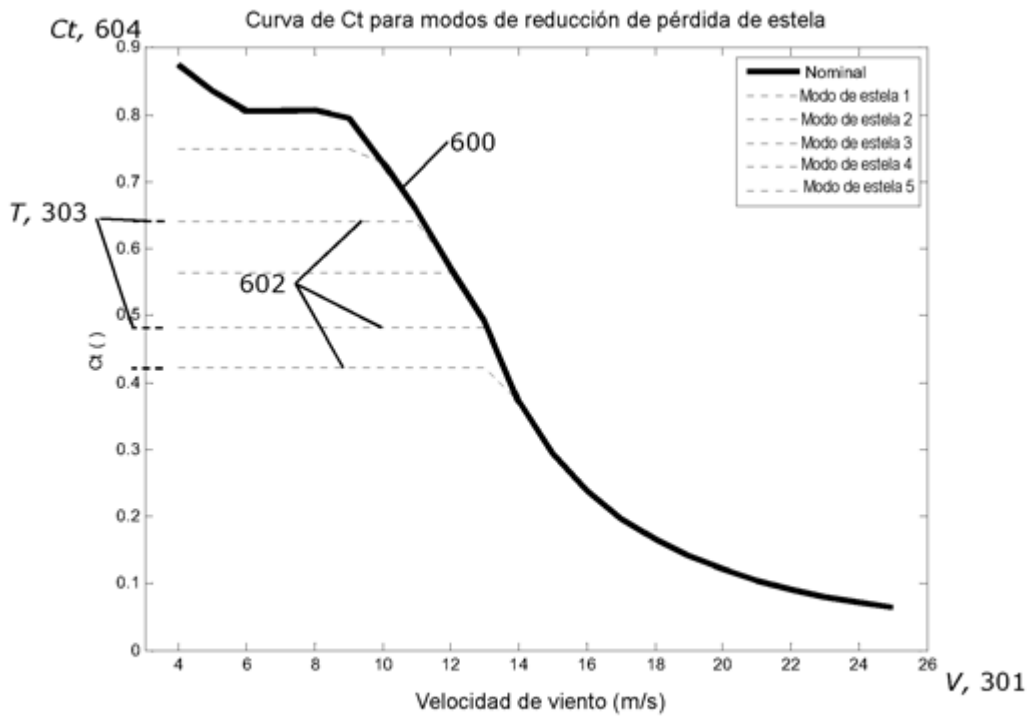
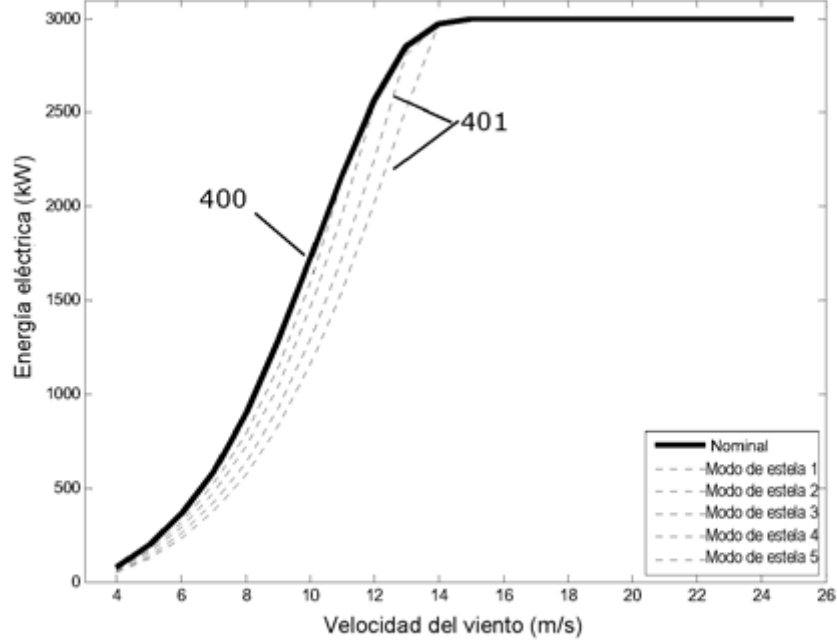


Fig. 6

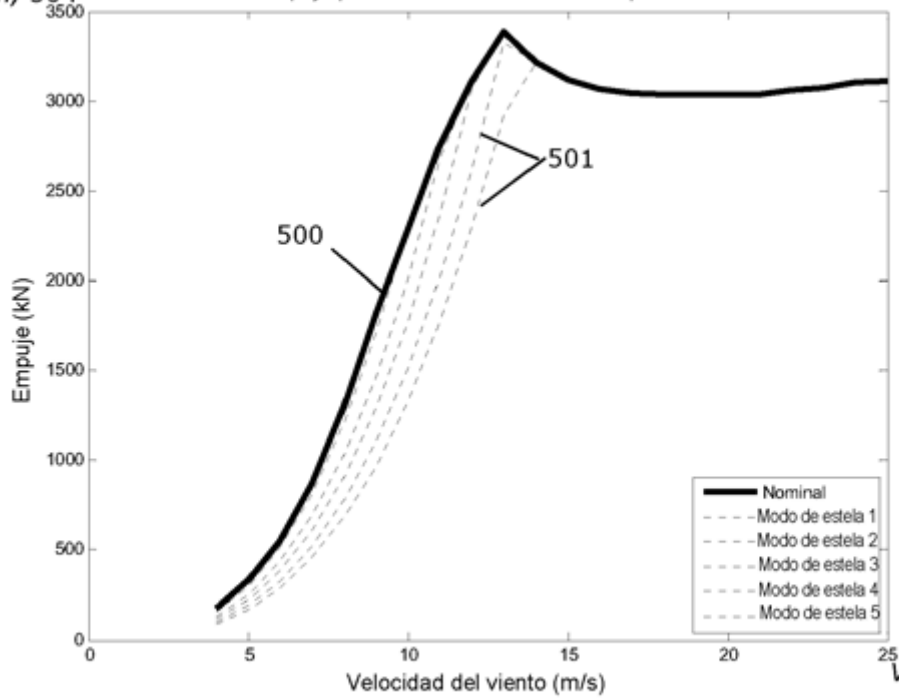
P, 404 Curva de energía eléctrica para modos de reducción de pérdida de estela



V, 301

Fig. 4

Th, 504 Curva de empuje para modos de reducción de pérdida de estela



V, 301

Fig. 5

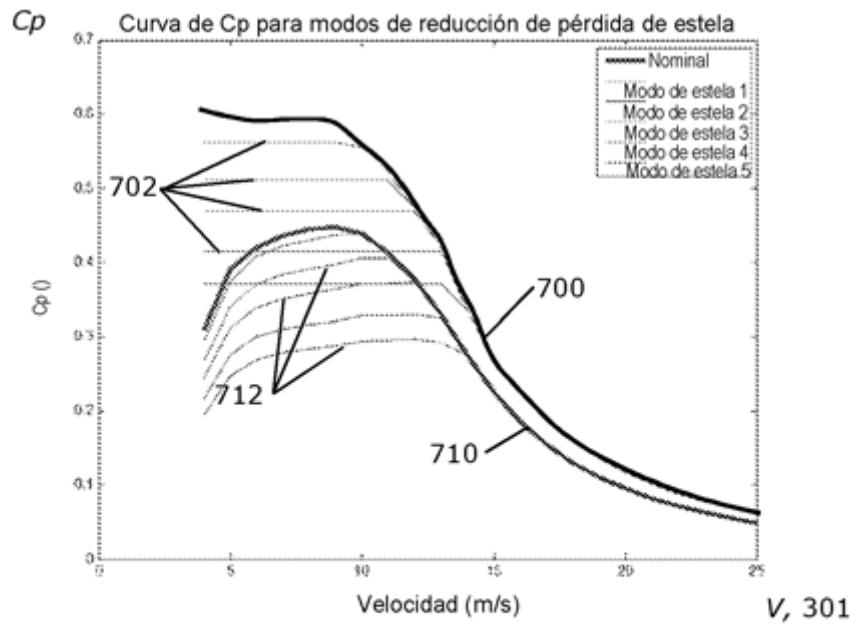


Fig. 7

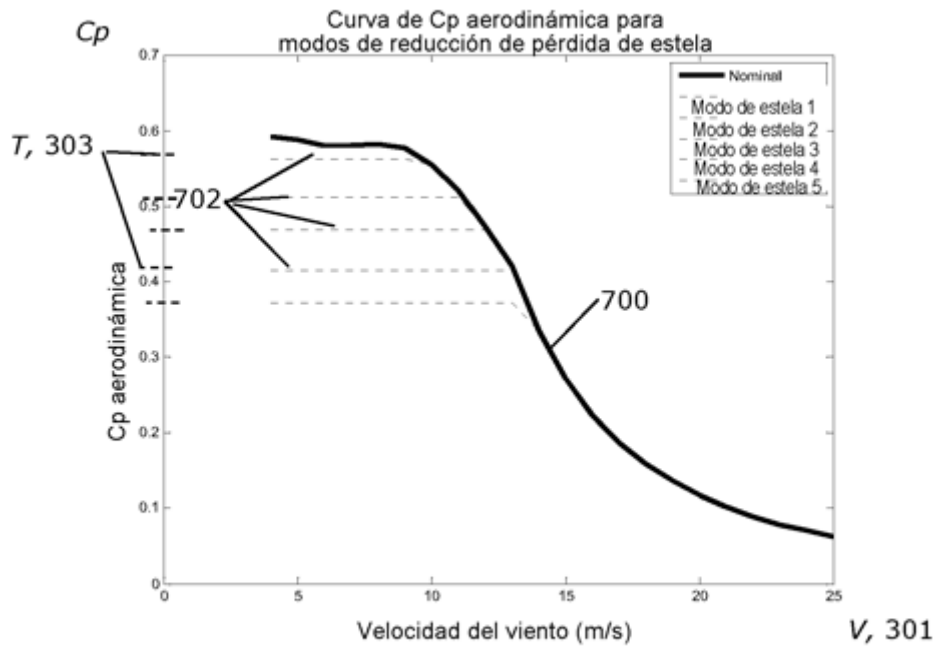


Fig. 8

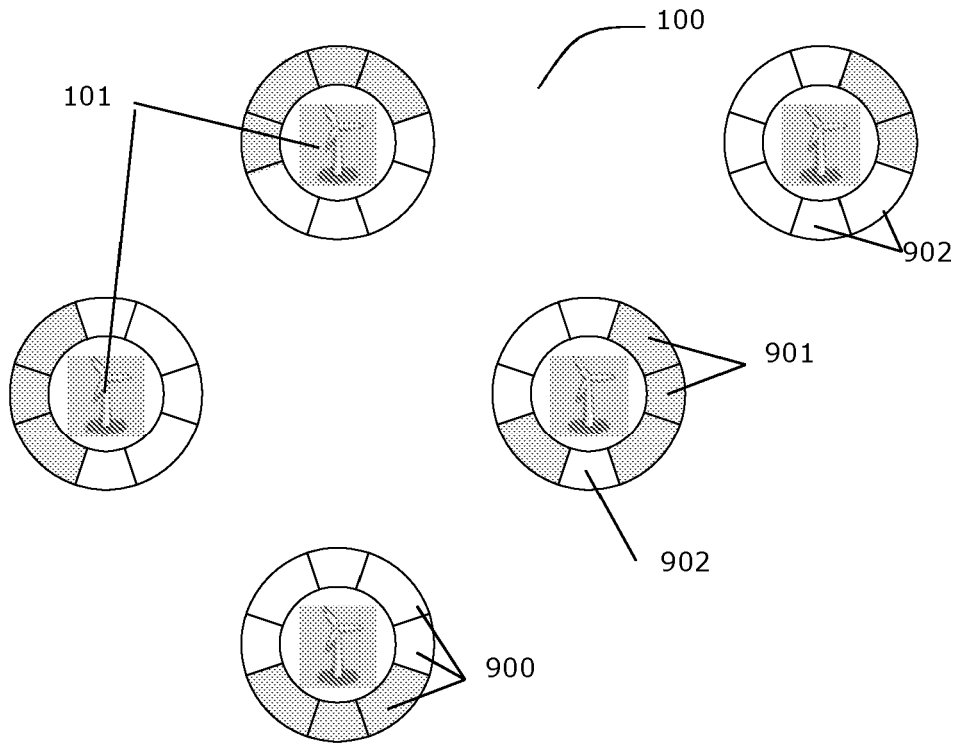


Fig. 9



a, 304

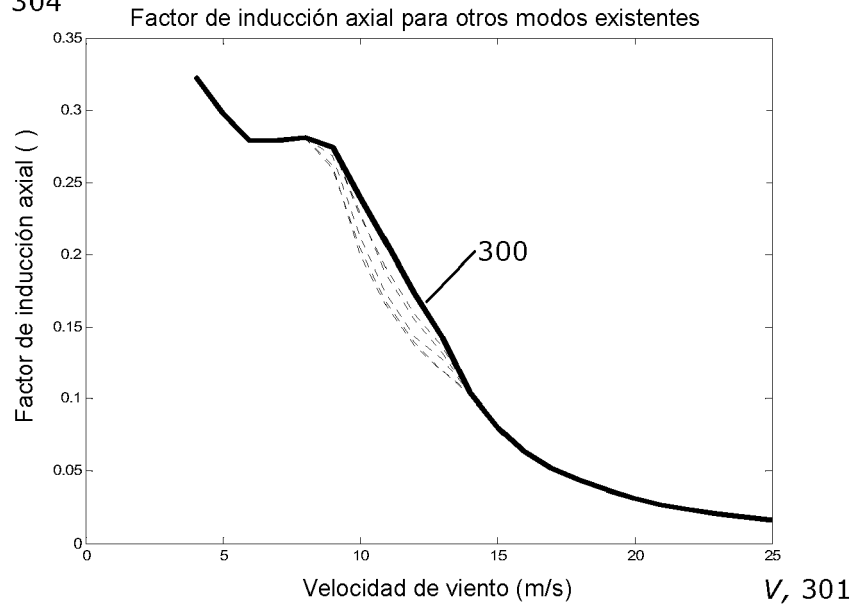


Fig. 10

Ct, 604

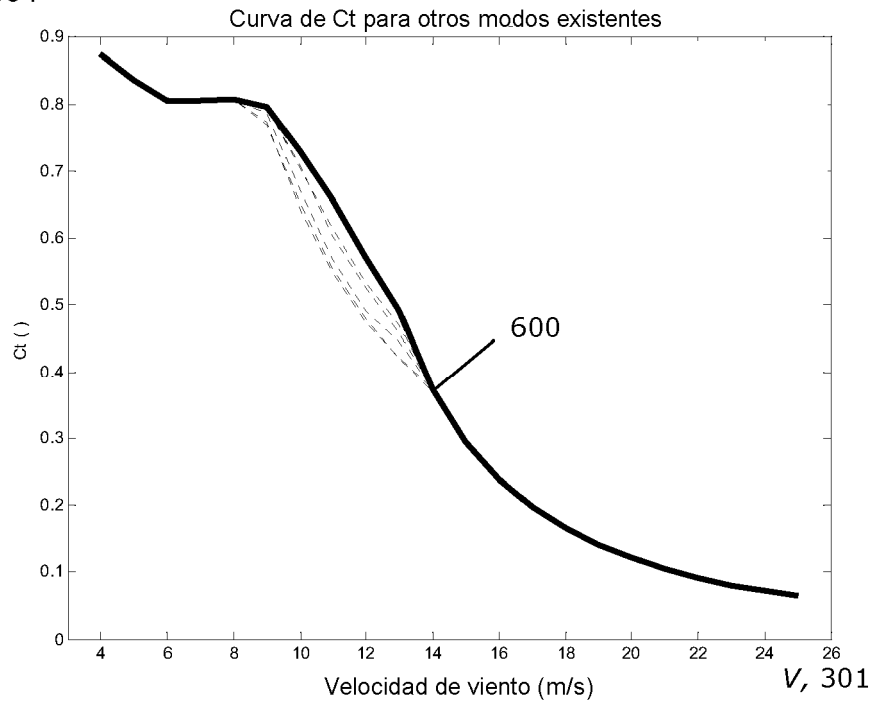
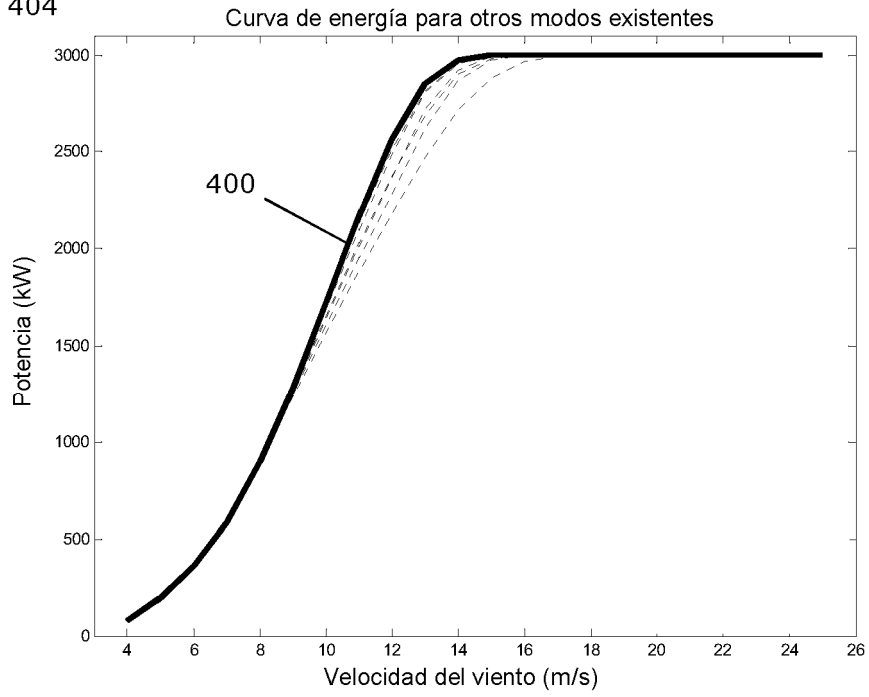


Fig. 11

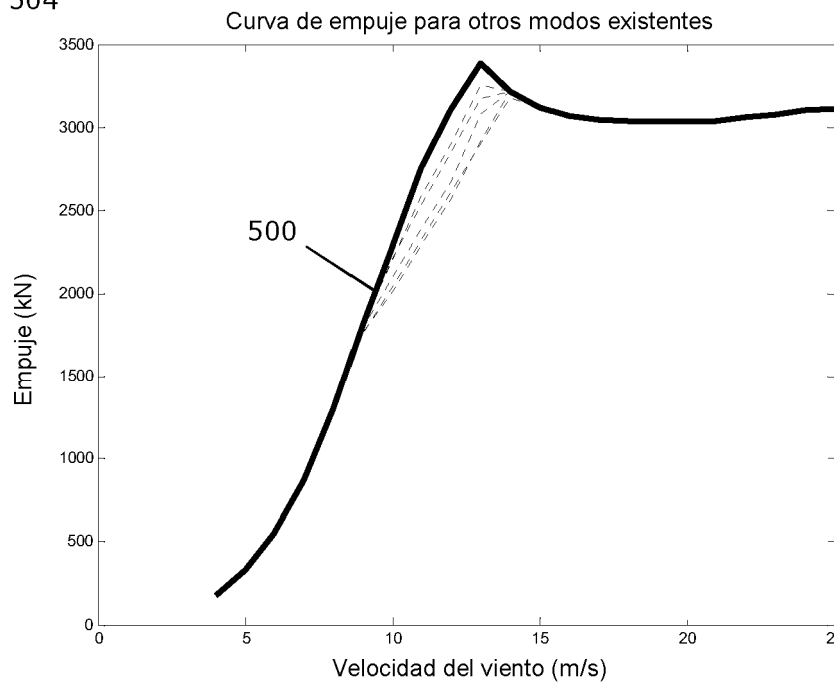
P, 404



V, 301

Fig. 12

Th, 504



V, 301

Fig. 13