



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 341 469**

51 Int. Cl.:
F03D 7/04 (2006.01)
F03D 11/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **05773954 .2**
96 Fecha de presentación : **18.07.2005**
97 Número de publicación de la solicitud: **1907695**
97 Fecha de publicación de la solicitud: **09.04.2008**

54 Título: **Estimación y seguimiento de flujos de viento utilizando la dinámica de torre.**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
21.06.2010

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
21.06.2010

73 Titular/es: **Clipper Windpower, Inc.**
6305 Carpinteria Avenue, Suite 300
Carpinteria, California 93013, US

72 Inventor/es: **Wilson, Kitchener, Clark**

74 Agente: **Carpintero López, Mario**

ES 2 341 469 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).

ES 2 341 469 T3

DESCRIPCIÓN

Estimación y seguimiento de flujos de viento utilizando la dinámica de torre.

5 La presente invención se refiere a turbinas eólicas y, más específicamente, a un estimador de flujo de viento para una turbina eólica que presenta un rotor accionado mediante viento que aplica potencia para hacer girar los álabes del rotor.

10 La mayoría de las turbinas eólicas existentes funcionan a velocidad constante. El rotor acciona un generador, tal como un generador de inducción, a una velocidad de rotación constante. Un funcionamiento con una velocidad constante se requiere para un enlace directo con una red eléctrica de frecuencia constante. Otras turbinas eólicas más modernas funcionan a velocidad variable para generar energía de CC que un convertidor transforma a energía de CA síncrona con la red eléctrica acoplada.

15 Las turbinas de velocidad constante se adaptan a velocidades de viento crecientes detectando un aumento en la velocidad de rotación del rotor y después incrementando la energía generada. Esto incrementa el par motor de carga en el rotor y evita que aumente su velocidad. Si esto no es suficiente, o genera fluctuaciones de energía inaceptables, el paso de los álabes del rotor se modifica para reducir el par motor de rotor proporcionado por el viento. Si la velocidad del rotor no está sincronizada con la red eléctrica, no se genera energía.

20 Las turbinas de velocidad variable generan energía a todas las velocidades del viento, pero presentan puntos de funcionamiento favorecidos a cada velocidad de viento que generan energía óptima sin sobrecargar los componentes. Esforzándose por seguir los puntos de funcionamiento a medida que aumenta la velocidad del viento, estas turbinas también detectan la velocidad del rotor y utilizan el par motor de carga y el paso de los álabes del rotor para su control.

25 Las estrategias de control basadas en la detección de cambios en la velocidad del rotor tienen una eficacia limitada debido al retardo de tiempo sustancial entre los cambios de viento y los cambios de velocidad del rotor. Un conocimiento directo del flujo de viento es crucial para controlar mejor la turbina eólica y un medio para estimar el flujo del viento y realizar un seguimiento del mismo en el tiempo proporciona un mejor control. Las patentes actuales en este campo incluyen las que están a nombre de Holley (US 5.155.375 y US 5.289.041) en las que la velocidad de rotación del rotor, el ángulo de paso de los álabes, el par motor aplicado por el viento y el par motor del generador se combinan para estimar el flujo de viento.

30 El documento US2003/0127862, que se considera que representa la técnica anterior más reciente, describe un sistema de control para una planta de energía eólica con medios de sensor para la detección de valores de medición que van a utilizarse para la cuantificación de la carga o tensión actual de la turbina que se genera dependiendo de las condiciones meteorológicas.

35 Otra turbina eólica con un sistema de control diferente se conoce por el documento US-A-5289041.

40 Para realizar un seguimiento preciso del flujo de viento es necesario determinar el flujo de viento medio en el área barrida por los álabes de rotor de la turbina eólica. Anemómetros instalados cerca del área barrida por los álabes no pueden medir de manera precisa la velocidad media del viento ya que miden la velocidad del viento en una sola ubicación, mientras que la velocidad del viento puede variar en el área barrida por los álabes. Además, los álabes alteran el patrón del viento y extraen la energía del viento, y un sensor situado detrás del álabes no reflejará el estado del viento por delante.

45 Una estimación aproximada de la velocidad del viento puede obtenerse midiendo la velocidad del rotor y la energía eléctrica de salida. Puesto que otras fuerzas diferentes al viento influyen en estos parámetros, este procedimiento no es suficientemente preciso.

50 Además del control de la turbina, es deseable amortiguar las oscilaciones de la torre. La torre se mueve en respuesta al viento sobre su estructura y en los álabes del rotor. El movimiento de la torre se amortigua ligeramente de manera intrínseca y puede oscilar sustancialmente. La vida útil de la torre se reduce por la flexión mecánica asociada.

55 La patente estadounidense número 4.435.647, de Harner *et al.*, divulga un sistema de generación de electricidad alimentado mediante turbina eólica montada en torre que presenta un control para modular el ángulo de los álabes del rotor para mantener una potencia o un par motor nominales en un viento turbulento. El control proporciona un componente de comandos de ángulo de álabes que ajusta el ángulo de los álabes de rotor de la turbina de modo que se proporcione una amortiguación aerodinámica de la frecuencia resonante primaria de la torre en respuesta a una señal de movimiento estimada. La señal de movimiento estimada indica el movimiento longitudinal anticipado de manera analítica de la torre paralelo al eje del rotor como una función filtrada de la señal de referencia del ángulo de los álabes.

60 La patente estadounidense número 4.420.692, Kos *et al.*, divulga un acelerómetro dispuesto en la torre de soporte de un sistema de generación de energía eléctrica mediante turbina eólica cerca del rotor. El acelerómetro proporciona una señal de movimiento que indica la aceleración de la torre en la dirección del eje de rotación del rotor. La señal se hace pasar a través de un filtro paso banda. Una señal de referencia de ángulo de paso de álabes controlado por par motor/potencia se genera para un par motor/potencia constantes en respuesta a turbulencias del viento. La señal de

ES 2 341 469 T3

acelerómetro filtrada por paso banda se añade a la señal de referencia de álabe y se utiliza para controlar el ángulo de paso de los álabes del rotor a través de un mecanismo de cambio de paso. Esto proporciona a la torre una amortiguación aerodinámica positiva adicional modulando del ángulo de álabe elegido para un par motor/potencia constantes en respuesta a turbulencias del viento.

5

Las patentes de Holley (US 5.155.375 y US 5.289.041) estiman la velocidad del viento pero no a partir de mediciones de la torre.

Las patentes de Kos *et al.* y de Harner *et al.* (US 4.420.692 y US 4.435.647) se refieren solamente a la amortiguación de la torre utilizando una aceleración medida a través de un filtro paso banda o de otro filtro sencillo. No han realizado ningún intento para estimar el flujo de viento a partir de mediciones de la torre.

Es deseable proporcionar un sistema de control de turbina que incluya un estimador de flujo de agua o de viento que estime y realice un seguimiento del flujo de viento o de agua utilizando el movimiento de la estructura de soporte de turbina, tal como una torre o un amarre submarino, a medida que se mueve en respuesta al flujo. Después, los resultados del estimador de flujo se utilizan en el sistema de control de turbina para ajustar de manera apropiada su punto de funcionamiento, para ajustar el controlador, para controlar la velocidad de rotación del rotor y para amortiguar las oscilaciones de la estructura de soporte.

La presente invención se refiere a un sistema de generación de energía en el que una turbina está montada en una estructura de soporte sostenida de manera estacionaria en el eje horizontal con referencia al flujo de viento o de agua. La turbina incluye un rotor conectado a un cubo de rotor. El rotor presenta una sección de álabe principal con un ángulo de paso ajustable. El álabe principal puede presentar un álabe de extensión con un dispositivo de ajuste conectado al álabe de extensión. Un motor mueve el álabe de extensión entre una posición retraída con respecto a la sección de álabe principal y una posición más extendida para exponer más o menos el rotor al viento.

Se proporciona un sistema de control de turbina que incluye un estimador de flujo de fluido que estima y realiza un seguimiento del flujo de viento o de agua utilizando el movimiento medido de la estructura de soporte junto con la velocidad de rotación de rotor y el ángulo de paso de álabe. El estimador de flujo de fluido se utiliza en el sistema de control de turbina para ajustar de manera apropiada su punto de funcionamiento, para ajustar el controlador (proporcional, integral, derivativo, PID, espacio de estados, etc.), y para amortiguar las oscilaciones de la estructura de soporte.

Según un aspecto de la invención, el estimador puede utilizarse sin un controlador simplemente como un supervisor de fluidos y/o de la estructura de soporte.

Según un aspecto adicional de la invención, la velocidad del rotor se controla para seguir el flujo de fluido.

Según un aspecto adicional de la invención, la velocidad del rotor se mantiene constante a pesar de cambios en el flujo de fluido.

La invención divulgará en detalle con referencia los dibujos, en los que:

la figura 1 ilustra un dispositivo eólico de generación de energía en el que está realizada la invención;

45

la figura 2 es un diagrama de bloques de un sistema de control de turbina en el que está realizada la invención;

la figura 3 es un diagrama de flujo de un procedimiento mediante el cual se lleva a la práctica la invención;

50

la figura 4 comprende nueve gráficos en los que se representan gráficamente parámetros simulados;

la figura 5 comprende cuatro gráficos en los que se representan gráficamente parámetros detectados reales frente a valores estimados; y

55

la figura 6 es un gráfico en el que se representan gráficamente la velocidad real del viento y la velocidad estimada del viento.

En estas figuras, números de referencia similares se refieren a elementos similares en los dibujos. Debe entenderse que los tamaños de los diferentes componentes de las figuras pueden no estar a escala, o en una proporción exacta, y que se muestran para una mayor claridad visual y con fines explicativos.

En este documento, la invención se describe con referencia a una turbina montada en una torre y accionada por un flujo de viento. Los principios de la invención también se aplican a dispositivos que están amarrados y que se accionan y/o que se sostienen mediante el aire o el agua, en los que la estructura de soporte es un cable, varilla o similar. Un ejemplo de dispositivos de este tipo se describen en la patente estadounidense número 6.091.161, de Dehlsen *et al.*, concedida el 18 de julio de 2000.

ES 2 341 469 T3

La figura 1 ilustra un dispositivo eólico de generación de energía. El dispositivo eólico de generación de energía incluye un generador eléctrico alojado en una turbina 100 que está montada encima de una estructura 102 de torre alta fijada 104 al suelo. La turbina 100 se mantiene en el plano horizontal y en la trayectoria de la corriente de viento predominante mediante un mecanismo de control de orientación. La turbina presenta un rotor con álabes 106, 108, 110 de paso variable que rotan en respuesta al viento. Cada álabe presenta una sección de base de álabe acoplada a un árbol de rotor que acciona a la turbina 100 y puede presentar una funcionalidad de control de ángulo de paso de álabe y/o una sección 114 de extensión de álabe que tiene una longitud variable para proporcionar un rotor de diámetro variable. El diámetro del rotor puede controlarse extendiendo o retrayendo las extensiones de álabe para extender completamente el rotor a una baja velocidad de flujo y para retraer el rotor cuando aumente la velocidad de flujo de manera que las cargas suministradas por o ejercidas sobre el rotor no superen límites establecidos. El paso de todo un álabe puede modificarse cuando solamente esté extendida una parte del álabe.

El dispositivo de generación de energía se sostiene mediante la estructura de torre en la trayectoria de la corriente de viento de manera que la turbina 100 se mantiene en su sitio de manera horizontal y alineada con la corriente de viento. El generador eléctrico de la turbina 100 se acciona por el rotor para generar electricidad y está conectado a cables de suministro de energía que están interconectados a otras unidades y/o a una red eléctrica.

Los rotores convencionales utilizan álabes de longitud fija unidos a un cubo de rotación. Estos álabes pueden tener un paso variable (pueden rotar de manera selectiva alrededor de sus ejes longitudinales) con el fin de alterar el ángulo de ataque con respecto al flujo de viento entrante, principalmente para dispersar la energía a altas velocidades de flujo. Como alternativa, estos álabes pueden tener un paso fijo o pueden regularse por pérdida de sustentación, donde cada sustentación de álabe y, por lo tanto, cada captura de energía descienden dramáticamente cuando la velocidad del viento supera algún valor nominal. Los álabes de rotor con diámetros fijos tanto de paso variable como regulados por pérdida de sustentación son ampliamente conocidos en la técnica.

La presente invención proporciona un procedimiento y un controlador para hacer funcionar una turbina eólica con el fin de obtener una mayor eficacia en la conversión de energía eólica a energía eléctrica. El controlador controla la turbina eólica para compensar flujos de viento variables conociendo el flujo de viento y el movimiento de la torre, y también contiene un amortiguador de movimiento de torre que amortigua el movimiento de la torre.

La potencia del viento suministra un par motor a un árbol de turbina y el par motor es una función de la velocidad del viento, de la velocidad del rotor y de la longitud y el ángulo de paso de álabe. Puesto que la velocidad del viento es variable, el par motor es variable. El árbol de rotación hace girar un tren de transmisión conectado al generador. El tren de transmisión presenta engranajes que incrementan la velocidad de rotación para hacer girar un generador. El generador incluye un convertidor de energía que convierte la energía eléctrica generada en energía eléctrica compatible con una red eléctrica.

La figura 2 es un diagrama de bloques que ilustra el sistema de control de una turbina eólica regulada por ángulo de paso. La presente invención también puede aplicarse a estructuras eólicas que no se regulen mediante el ángulo de paso (por ejemplo, reguladas por pérdida de sustentación), en cuyo caso el ángulo de paso se toma como una constante en los cálculos del sistema de control. La presente invención también puede aplicarse a turbinas eólicas que utilicen álabes de rotor extensibles tales como las descritas en la patente estadounidense número 6.726.439.

Una corriente 200 de viento o una corriente de agua ejerce una fuerza en la torre 202 y en el álabe 236 de rotor. Un sensor 204 de posición de torre situado en la torre 202 proporciona una salida 206 a un estimador 208 de flujo de viento. Otros parámetros 210 de torre también se introducen en el estimador 208 de viento.

Un sensor 212 de parámetro de álabe (por ejemplo, la longitud de álabe y/o el ángulo de paso de álabe) detecta el ángulo de paso de los álabes de rotor y/o la longitud de álabe para turbinas eólicas que utilizan álabes de rotor extensibles. La salida 214 de longitud/ángulo de paso se suministra al estimador 208 de flujo de viento mediante el sensor 212 de longitud/ángulo de paso de álabe. Un sensor 216 de velocidad de rotor detecta la velocidad del rotor y su salida 218 se suministra al estimador 208 de flujo de viento.

El estimador 208 de flujo de viento proporciona un flujo 220 de viento estimado y una posición 221 y una velocidad 222 de torre a un amortiguador 224 de movimiento de torre y control de turbina. Otros parámetros 226 de turbina también se introducen en el amortiguador 224 de movimiento de torre y control de turbina. Utilizando la entrada 220 de flujo de viento estimada, la entrada 221 de posición y la entrada 222 de velocidad de torre, la medición 214 de longitud/paso de álabe y la medición 218 de velocidad de rotor, el control 224 de turbina suministra un comando 228 de par motor de generador deseado a la parte de convertidor eléctrico del generador 230 y un comando (o comandos) 232 de longitud/paso de álabe deseados al accionador 234 de longitud/paso de álabe de rotor. El accionador 234 de longitud/paso de álabe de rotor controla la longitud/ángulo de paso de álabe de los álabes 236 de rotor.

Si está implementado el control de longitud de álabe, el comando 232 de longitud de álabe deseada se envía al accionador 234 de longitud de álabe de rotor. El accionador 234 de longitud de álabe de rotor controla la longitud de los álabes 236 de rotor.

ES 2 341 469 T3

Si están implementados tanto el control de longitud de álabes como el control de paso de álabes, se envían ambos comandos 232 de longitud de álabes y de paso de álabes deseados a sus respectivos accionadores 234. Después, el accionador 234 de longitud de álabes de rotor controla tanto la longitud como el paso de los álabes 236 de rotor.

5 El generador 230 eléctrico está conectado al convertidor 238 eléctrico, el cual controla en tiempo real el voltaje de la línea o factor de potencia. La salida 240 de potencia del generador 230 está cableada a la red eléctrica. El comando 228 de par motor se utiliza para alterar la generación de energía y también afecta a la velocidad de rotación del rotor.

10 *Método de funcionamiento*

A continuación se hace referencia a la figura 3, la cual es un diagrama de flujo de un procedimiento mediante el cual se lleva a la práctica la invención. El flujo comienza en el bloque 300. En primer lugar, en el bloque 302, se estiman el flujo de viento inicial y la posición y velocidad de la torre. En el bloque 304 se detectan la velocidad de rotación del rotor, el ángulo de paso de álabes y la posición de la torre, denominados colectivamente como “parámetros detectados”.

15 En el bloque 306 se estiman el flujo de viento y la posición y velocidad de la torre mediante el estimador de flujo de viento utilizando los parámetros detectados y estimaciones anteriores del flujo de viento y del movimiento de la torre, calculadas en el bloque 302, o lo anterior pasa a través del bloque 306.

En el bloque 308 se calcula la velocidad de rotación de rotor deseada utilizando el flujo de viento estimado del bloque 306.

25 En el bloque 310 se calculan el ángulo de paso de álabes y el par motor de generador deseados utilizando la velocidad de rotación de rotor detectada, el ángulo de paso de álabes detectado, la velocidad de torre estimada, la posición de torre estimada, el flujo de viento estimado y la velocidad de rotación de rotor deseada para obtener una velocidad de rotación de rotor deseada y para amortiguar el movimiento de la torre.

30 Aunque no se indica en el bloque 310, los expertos en la técnica entenderán que la longitud de álabes y/o el ángulo de paso de álabes pueden variar. Si es así, entonces se calcula la longitud de álabes deseada utilizando la velocidad de rotación de rotor detectada, la longitud de álabes detectada, la velocidad de torre estimada, el flujo de viento estimado, el par motor de generador deseado y la velocidad de rotación de rotor deseada para obtener una velocidad de rotación de rotor deseada y para amortiguar la velocidad de la torre.

35 Finalmente, en el bloque 312, el comando de ángulo de paso de álabes deseado se envía al accionador de paso de álabes de rotor y el comando de generador deseado (tal como el par motor) se envía al convertidor eléctrico. El flujo vuelve al bloque 304 y el ciclo se repite de manera continua.

40 Aunque no se indica en el bloque 312, los expertos en la técnica entenderán que la longitud de álabes y/o el ángulo de paso de álabes pueden variar. Si este es el caso, entonces en el bloque 312 el comando de longitud de álabes deseada se envía al accionador de longitud de álabes de rotor y el comando de generador deseado se envía al generador. El flujo vuelve al bloque 304 y el ciclo se repite de manera continua.

45 Como alternativa, la velocidad de rotación del generador se detecta y, después de tener en cuenta los engranajes intermedios, se utiliza como una medida de la velocidad de rotación del rotor.

Dinámica de turbina

50 Un modelo matemático simplificado de una turbina viene dado por:

la aceleración de la torre:

55

$$a_{torre} = \left(\frac{\rho A}{2m_{torre}} \right) (v_{viento} - v_{torre})^2 C_T \left(\frac{R\Omega_r}{v_{viento} \cos(\theta_{viento} - \psi_{turbina}) - v_{torre}} \delta \right) - [\omega_{torre}^2 p_{torre} + 2\xi_{torre} \omega_{torre} v_{torre}]$$

60

la velocidad de la torre:

65

$$\dot{v}_{torre} = a_{torre}$$

ES 2 341 469 T3

la posición de la torre:

$$\dot{p}_{torre} = v_{torre}$$

la velocidad de rotación del rotor:

$$\dot{\Omega}_r = \left(\frac{\rho R A}{2 I_r} \right) (V_{viento} - v_{torre})^2 C_Q \left(\frac{R \Omega_r}{V_{viento} \cos(\theta_{viento} - \Psi_{turbina}) - v_{torre}}, \delta \right) - \left(\frac{I_g}{I_g + I_r} \right) \left[\omega_{transm}^2 \varphi_{desv} + 2\xi \omega (\Omega_r - \Omega_g) \right]$$

la velocidad de rotación del generador:

$$\dot{\Omega}_g = \left(\frac{I_r}{I_g + I_r} \right) \left[\omega_{transm}^2 \varphi_{desv} + 2\xi \omega (\Omega_r - \Omega_g) \right] - \frac{Q_g}{I_g}$$

la desviación angular del árbol del rotor-generador:

$$\dot{\varphi}_{desv} = \Omega_r - \Omega_g$$

donde

ρ es la densidad de aire conocida

A es el área conocida del disco de rotor

m_{torre} es la masa efectiva conocida de la torre

θ_{viento} es la dirección del viento

V_{viento} es la velocidad del viento en la dirección θ_{viento}

$\Psi_{turbina}$ es la dirección conocida de la turbina

R es el radio de rotor conocido

ω_{torre} es la frecuencia fundamental conocida del movimiento de la torre

ξ_{torre} es la relación de amortiguación conocida del movimiento de la torre

$C_T[.]$ es la aerodinámica conocida del empuje de viento en la torre

I_r es el momento de inercia de rotor conocido

I_g es el momento de inercia de generador conocido

ω_{transm} es la frecuencia fundamental conocida del movimiento del tren de transmisión

ξ_{transm} es la relación de amortiguación conocida del movimiento del tren de transmisión

$C_Q[.]$ es la aerodinámica conocida del par motor aplicado por el viento sobre el rotor

Q_g es el par motor de generador que va a seleccionarse

δ el ángulo de paso de todos los álabes que va a seleccionarse

ES 2 341 469 T3

Se observa que la tríada V_{viento} , $\Psi_{turbina}$ y θ_{viento} siempre aparece como la combinación

$$s_{viento} = V_{viento} \cos(\theta_{viento} - \Psi_{turbina})$$

y, como resultado, V_{viento} y θ_{viento} no pueden estimarse de manera individual a partir de la dinámica de turbina. Sin embargo, s_{viento} puede estimarse. V_{viento} puede determinarse solamente si una medición de θ_{viento} y de $\Psi_{turbina}$ está disponible como

$$V_{viento} = \frac{s_{viento}}{\cos(\theta_{viento} - \Psi_{turbina})}$$

La velocidad del viento es, por término medio, una cantidad que varía lentamente afectada por ráfagas y fuerzas medioambientales. Un enfoque sencillo a la modelización de la velocidad del viento es simplemente considerar su tasa de cambio como una variable estocástica invariable en el tiempo:

$$\frac{d}{dt} s_{viento} = \Delta_{TasaVelocidadViento}$$

en la que $\Delta_{TasaVelocidadViento}$ es una secuencia de ruido blanco gaussiano de promedio cero que representa el efecto de las ráfagas de viento y del entorno. Este modelo describe la velocidad del viento como casi constante pero afectada por ráfagas y por el entorno. Un estimador basado en este modelo estimará directamente la velocidad del viento $s_{viento}(t)$.

Otro modelo más complejo es uno que reconozca que, nominalmente, la velocidad del viento no es constante y que cualquier cambio en la misma se correlaciona en el tiempo (si empieza a cambiar, probablemente continuará cambiando en la misma dirección):

$$\frac{d}{dt} \dot{s}_{viento} = \Delta_{AceleracionVelocidadViento}$$

$$\frac{d}{dt} s_{viento} = \dot{s}_{viento}$$

en la que $\Delta_{AceleracionVelocidadViento}$ es una secuencia de ruido blanco gaussiano de promedio cero que representa el efecto de las ráfagas de viento y el entorno. Este modelo describe la tasa de cambio de la velocidad del viento (aceleración del viento) como casi constante pero afectada por las ráfagas y por el entorno. Un estimador basado en este modelo estimará la tasa de cambio de la velocidad del viento $\dot{s}_{viento}(t)$ y la velocidad del viento $s_{viento}(t)$.

Se consideran otros modelos de flujo de viento incluyendo los que modelan el flujo de viento como presentando una dinámica de primer o de segundo orden, los que se accionan mediante ruido coloreado, etc. En este caso, el término flujo de viento se utiliza para describir cualquiera de y todos los parámetros y variables de modelo de viento incluyendo la velocidad del viento y derivadas de orden superior, frecuencias naturales y coeficientes de amortiguamiento.

ES 2 341 469 T3

Dinámica de torre de viento y mediciones de torre

Utilizando el modelo más sencillo de flujo de viento, la dinámica de la torre y del flujo de viento se describen mediante las ecuaciones diferenciales estocásticas siguientes:

$$\dot{v}_{torre} = a_{torre}(v_{torre}, p_{torre}, s_{viento}, \Omega_g, \delta)$$

$$\dot{p}_{torre} = v_{torre}$$

$$\dot{s}_{viento} = \Delta_{TasaVelocidadViento}$$

en la que la función forzada de la aceleración de la torre es

$$a_{torre}(v_{torre}, p_{torre}, s_{viento}) \equiv \frac{\rho A}{2m_{torre}} (s_{viento} - v_{torre})^2 C_T \left(\frac{R\Omega_g}{s_{viento} - v_{torre}}, \delta \right) - [\omega_{torre}^2 p_{torre} + 2\xi_{torre} \omega_{torre} v_{torre}]$$

$\underline{x} = [v \ p \ s]^T$ son los estados, y la velocidad de rotación de rotor en el término $C_T()$ se sustituye por la velocidad de rotación de generador similar y medida de manera más general después de tener en cuenta cualquier engranaje entre los dos. Esta aproximación ignora la desviación angular del árbol del rotor.

Inicialmente, la medición de la aceleración de la torre se incluye tal y como se mide normalmente en turbinas para supervisar la vibración:

$$y = \frac{\rho A}{2m_{torre}} (s_{viento} - v_{torre})^2 C_T \left(\frac{R\Omega_g}{s_{viento} - v_{torre}}, \delta \right) - [\omega_{torre}^2 p_{torre} + 2\xi_{torre} \omega_{torre} v_{torre}]$$

Linealizando estas ecuaciones en torno a un punto de funcionamiento quiescente $\hat{\underline{x}} = [\hat{v} \ \hat{p} \ \hat{s}]^T$, el modelo lineal de la perturbación de estado a partir de $\hat{\underline{x}}$ es

$$\begin{aligned} \dot{\underline{\partial x}} &= \begin{bmatrix} a_v & a_p & a_s \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \underline{\partial x} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \Delta_{TasaVelocidadViento} \\ &= \underline{A} \underline{\partial x} + \underline{b} \Delta_{TasaVelocidadViento} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{\partial y} &= [a_v \ a_p \ a_s] \underline{\partial x} \\ &= \underline{c} \underline{\partial x} \end{aligned}$$

ES 2 341 469 T3

en la que a_v es la derivada parcial de $a_{\text{torre}}()$ con respecto a w calculada en el punto de funcionamiento. La matriz de observabilidad de este sistema es

$$\underline{\Theta} = \begin{bmatrix} \underline{c} \\ \underline{cA} \\ \underline{cAA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_v & a_p & a_s \\ (a_v^2 + a_p) & a_v a_p & a_v a_s \\ a_v(a_v^2 + 2a_p) & a_p(a_v^2 + a_p) & a_s(a_v^2 + a_p) \end{bmatrix}$$

en la que la segunda y la tercera columna están relacionadas de manera lineal ($\text{III} = a_s \text{ II}/a_p$), lo que indica que la matriz todavía no tiene el rango suficiente (3, el número de estados). El vector de estados no puede estimarse solamente a partir de las mediciones de aceleración de la torre.

Se añade una medición de la velocidad de la torre

$$\begin{aligned} \underline{\partial y} &= \begin{bmatrix} a_v & a_p & a_s \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \underline{\partial x} \\ &= \underline{c} \underline{\partial x} \end{aligned}$$

$$\underline{\Theta} = \begin{bmatrix} \underline{c} \\ \underline{cA} \\ \underline{cAA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_v & a_p & a_s \\ 1 & 0 & 0 \\ a_v^2 + a_p & a_v a_p & a_v a_s \\ a_v & a_p & a_s \\ a_v(a_v^2 + 2a_p) & a_p(a_v^2 + a_p) & a_s(a_v^2 + a_p) \\ a_v^2 + a_p & a_v a_p & a_v a_s \end{bmatrix}$$

en la que la segunda y la tercera columna están relacionadas de manera lineal y la matriz de observabilidad no tiene el rango suficiente. El vector de estados no puede estimarse solamente a partir de mediciones de la aceleración y de la velocidad de la torre.

Si solo se mide la posición,

$$\begin{aligned} \underline{\partial y} &= \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \underline{\partial x} \\ &= \underline{c} \underline{\partial x} \end{aligned}$$

$$\underline{\Theta} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ a_v & a_p & a_s \end{bmatrix}$$

La matriz de observabilidad tiene un rango suficiente. El vector de estados puede observarse ahora y puede estimarse solamente a partir de las mediciones de posición de la torre.

La estimación del flujo de viento utilizando el movimiento de la torre requiere mediciones de la posición de la torre. La aceleración o la velocidad de la torre se añaden para mejorar la precisión, la sensibilidad de respuesta y la robustez de la estimación en un entorno ruidoso.

ES 2 341 469 T3

Sensores

La posición de la estructura de soporte se mide con una precisión de centímetros utilizando receptores diferenciales de posicionamiento global comerciales con una capacidad de cinemática en tiempo real tales como los fabricados por Topcon y otros fabricantes. Estos dispositivos utilizan un único receptor fijo y calibrado cerca de una multitud de turbinas y un receptor en cada estructura de soporte. La posición de la estructura de soporte se determina de manera diferencial con respecto al emplazamiento calibrado.

Un sensor de posición menos caro es un sensor de inclinación montado en la parte superior de una estructura de soporte, que es una torre, y cuya señal es una medida de la posición de la torre a medida que la torre se inclina hacia delante y hacia atrás. Normalmente, estos dispositivos tienen una repetibilidad de 0,01 grados. Si la torre fuera una estructura rígida con un peso H, la posición horizontal sería

$$\begin{aligned}\Delta &= H \operatorname{sen}(\theta_{incli}) \\ &\approx H \theta_{inclinacion}\end{aligned}$$

para ángulos de inclinación pequeños. En realidad, la torre no es rígida y la relación entre la posición y el ángulo de inclinación también deben tenerse en cuenta en su dinámica de flexión.

Todos los sensores de inclinación funcionan buscando la dirección de la gravedad y esto se ve alterado por la aceleración de la torre de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}\tan(\theta_{inclin_notificada}) &= \frac{g \operatorname{sen}(\theta_{inclin_real}) + a_{torre}}{g \operatorname{cos}(\theta_{inclin_real})} \\ \theta_{inclin_notificada} &\approx \theta_{inclin_real} + \frac{a_{torre}}{g}\end{aligned}$$

en la que g es la aceleración de la gravedad. Hay dos maneras de tratar esta alteración. El modo más sencillo es esperar hasta que la aceleración medida sea cero y el ángulo de inclinación notificado y el real coincidan. Puesto que raramente la aceleración es cero cuando se muestrea, una implementación puede utilizar un detector de aceleración de cruce por cero para señalar la adquisición del ángulo de inclinación. Este modo genera determinaciones de posición ocasionales.

La segunda manera de tratar la alteración de la aceleración es sustraer el término de desfase de aceleración medido $\frac{a_{torre}}{g}$. Esta manera hace que puedan utilizarse todas las determinaciones de posición.

Otros sensores de posición incluyen telémetros láser y otros telémetros ópticos.

La velocidad de la estructura de soporte se mide utilizando un radar, un láser, un sonar Doppler comerciales o sistemas de RF con un blanco fijo.

La aceleración de la estructura de soporte se mide utilizando cualquier número de acelerómetros comerciales tales como el PCH1026 de PCH Engineering que presenta un umbral mínimo de ruido RMS de 0,015 m/s/s.

Para estructuras de soporte que son dispositivos amarrados tales como para turbinas submarinas y más ligeras que el aire sujetadas por cables, la posición puede determinarse o sustituirse midiendo parámetros de cable tales como la tensión.

Estimación del flujo de viento y del movimiento de la torre en función de mediciones de la torre

El estimador es un estimador de estados basado en el modelo matemático. Es un estimador de mínimos cuadrados, de colocación de polos, Kalman, H_{∞} , o de otro tipo que esté linealizado o no en torno a un punto de funcionamiento. En este caso se ilustra un enfoque de filtro de Kalman sin linealización de punto de funcionamiento.

Un filtro de Kalman es un algoritmo computacional que procesa una secuencia de tiempo de mediciones para deducir una estimación óptima del estado pasado, presente o futuro de un sistema. Este filtro utiliza un modelo que caracteriza el cambio de estado, las mediciones en lo que respecta al estado, y las incertidumbres estadísticas del

ES 2 341 469 T3

modelo y de las mediciones. Dada la naturaleza estocástica discreta del modelo del viento, el filtro de Kalman discreto es un enfoque lógico para resolverlo.

El modelo diferencial anterior se modifica de la siguiente manera

$$\dot{v}_{torre} = \dot{a}_{torre}$$

$$\dot{p}_{torre} = v_{torre}$$

$$\begin{aligned} \dot{s}_{viento} &= \Delta_{TasaVelocidadViento} \\ \dot{x} &= \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} x + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \dot{a}_{torre} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \Delta_{TasaVelocidadViento} \\ &= \underline{A}x + \underline{b}\dot{a}_{torre} + \underline{e}\Delta_{TasaVelocidadViento} \end{aligned}$$

en la que (*) implica una medición, y la aceleración de la torre comúnmente medida, a_{torre}^* , se utiliza para activar el estado de la velocidad de la torre. Esto facilita un modelo de estados lineal invariable en el tiempo y cómodo a nivel matemático y de implementación. Puesto que los datos y la implementación del código informático de un estimador tienen una naturaleza discreta con un periodo T, se necesita un modelo de variables de estado discretas del sistema:

$$\begin{aligned} x(t_{i+1}) &= e^{AT} x(t_i) + \dot{a}_{torre}(t_i) \left(\int_0^T e^{A(T-\lambda)} d\lambda \right) \underline{b} + \int_0^T e^{A(T-\lambda)} \underline{b} \Delta_a(\lambda) d\lambda + \int_0^T e^{A(T-\lambda)} \underline{e} \Delta_{TasaVelocidadViento}(\lambda) d\lambda \\ &= \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ T & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} x(t_i) + \begin{bmatrix} T \\ \frac{T^2}{2} \\ 0 \end{bmatrix} \dot{a}_{torre}(t_i) + \underline{\Delta}x(t_i) \\ &= \underline{\Phi}x(t_i) + \underline{\gamma}\dot{a}_{torre}(t_i) + \underline{\Delta}x \end{aligned}$$

$$E[\underline{\Delta}x\underline{\Delta}x^T] = T^2 \begin{bmatrix} \sigma_a^2 & \frac{T}{2}\sigma_a^2 & 0 \\ \frac{T}{2}\sigma_a^2 & \frac{T^2}{4}\sigma_a^2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{TasaVelocidadViento}^2 \end{bmatrix}$$

En este caso el ruido de medición de la aceleración, Δ_a , está incluido, $E[\underline{\Delta}x\underline{\Delta}x^T]$ es el valor esperado de $\underline{\Delta}x\underline{\Delta}x^T$ (la covarianza del término de ruido estático estocástico $\underline{\Delta}x$) suponiendo una variable estocástica de tiempo discreta, σ_a^2 es la varianza del ruido de medición de la aceleración $\sigma_{TasaVelocidadViento}^2$ y es la varianza del ruido de estado de la aceleración del viento. El ruido de aceleración viene dado por las especificaciones de precisión de sensor de aceleración, y la varianza del ruido de aceleración del viento se selecciona para ajustar la respuesta del filtro.

Una investigación de la observabilidad de este modelo indica que el estimador necesita tanto la aceleración como la posición. Dada la simplicidad en la adquisición de las mediciones de aceleración de alta velocidad y la posibilidad de mediciones de posición intermitentes (por ejemplo, cruce por cero en un sensor de inclinación), se utilizan dos modelos de medición no lineales: uno cuando solo está disponible la aceleración y otro cuando se obtienen tanto la aceleración

ES 2 341 469 T3

como la posición. Los posibles datos de posición intermitentes se utilizan para una corrección de estado completo mientras que los datos de aceleración regularmente disponibles se introducen homogéneamente (se interpolan) entre las actualizaciones de posición. Si solo está disponible la aceleración, la medición escalar es

$$\begin{aligned}
 y_{\text{solo aceleracion}} &= \frac{\rho A}{2m_{\text{torre}}} [s_{\text{viento}}(t_i) - v_{\text{torre}}(t_i)]^2 C_T \left(\frac{R\Omega_g^*(t_i)}{s_{\text{viento}}(t_i) - v_{\text{torre}}(t_i)}, \delta^*(t_i) \right) - [\omega_{\text{torre}}^2 p_{\text{torre}}(t_i) + 2\xi_{\text{torre}} \omega_{\text{torre}} v_{\text{torre}}(t_i)] \\
 &= f[\underline{x}(t_i)]
 \end{aligned}$$

Si la posición también está disponible, el vector de medición es

$$\begin{aligned}
 \underline{y}_{\text{aceleracion_y_posicion}} &= \begin{bmatrix} \frac{\rho A}{2m_{\text{torre}}} [s_{\text{viento}}(t_i) - v_{\text{torre}}(t_i)]^2 C_T \left(\frac{R\Omega_g^*(t_i)}{s_{\text{viento}}(t_i) - v_{\text{torre}}(t_i)}, \delta^*(t_i) \right) - [\omega_{\text{torre}}^2 p_{\text{torre}}(t_i) + 2\xi_{\text{torre}} \omega_{\text{torre}} v_{\text{torre}}(t_i)] \\ p_{\text{torre}}(t_i) \end{bmatrix} \\
 &= \underline{f}[\underline{x}(t_i)]
 \end{aligned}$$

El filtro comienza presentando un valor filtrado anterior del vector de estados \underline{x} y conociendo su covarianza (incertidumbre estadística en su valor) y estima cuál será el estado y la medición en el siguiente instante de datos:

$$\underline{x}_{\text{estimado}}(t_{i+1}) = \underline{\Phi} \underline{x}_{\text{filtrado}}(t_i) + \underline{\gamma} a_{\text{torre}}^*(t_i)$$

$$\underline{y}_{\text{estimado}}(t_{i+1}) = \underline{f}[\underline{x}_{\text{estimado}}(t_{i+1})]$$

junto con sus covarianzas

$$\underline{P}_{\text{xestimado}} = \underline{\Phi} \underline{P}_{\text{xestimado}} \underline{\Phi}^T + T^2 \begin{bmatrix} \sigma_a^2 & \frac{T}{2} \sigma_a^2 & 0 \\ \frac{T}{2} \sigma_a^2 & \frac{T^2}{4} \sigma_a^2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_s^2 \end{bmatrix}$$

$$\underline{P}_{\text{yestimado}} = \underline{f}_{\underline{x}}[\underline{x}_{\text{estimado}}(t_{i+1})] \underline{P}_{\text{xestimado}} \underline{f}_{\underline{x}}^T[\underline{x}_{\text{estimado}}(t_{i+1})] + \underline{P}_y$$

ES 2 341 469 T3

Si solo existe la medición de la aceleración, entonces

$$5 \quad \underline{f}_{\hat{x}}[\hat{x}] = \begin{bmatrix} a_v|_{\hat{x}=\hat{x}} & a_p|_{\hat{x}=\hat{x}} & a_s|_{\hat{x}=\hat{x}} \end{bmatrix}$$

$$10 \quad a_s|_{\hat{x}=\hat{x}} \approx \frac{a_{\text{torre}}[\hat{v}, \hat{p}, \hat{s}_{\text{torre}} + \Delta s, t_n] - a(\hat{v}, \hat{p}, \hat{s}_{\text{verto}}, t_n)}{\Delta s}$$

$$15 \quad a_v|_{\hat{x}=\hat{x}} = -\left(a_s|_{\hat{x}=\hat{x}} + 2\xi_{\text{torre}} \omega_{\text{torre}}\right)$$

$$20 \quad a_p|_{\hat{x}=\hat{x}} = -\omega_{\text{torre}}^2$$

$$25 \quad \underline{P}_y = \sigma_a^2$$

en la que Δs es una perturbación utilizada para estimar el término derivado parcial. Si existen tanto la medición de la aceleración como la de la posición, entonces

$$30 \quad \underline{f}_{\hat{x}}[\hat{x}] = \begin{bmatrix} a_v|_{\hat{x}=\hat{x}} & a_p|_{\hat{x}=\hat{x}} & a_s|_{\hat{x}=\hat{x}} \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

$$35 \quad \underline{P}_y = \begin{bmatrix} \sigma_a^2 & 0 \\ 0 & \sigma_p^2 \end{bmatrix}$$

40

en la que σ_p^2 es la varianza de medición de posición proporcionada por la especificación de precisión del sensor de posición. Habiendo estimado un salto temporal hacia adelante, las mediciones en ese instante se recogen y se utilizan para filtrar (corregir) el estado de la siguiente manera

45

$$50 \quad \underline{K} = \underline{P}_{\text{estimado}} \underline{f}_{\hat{x}}^T[\underline{x}_{\text{estimado}}(t_{i+1})] \underline{P}_{\text{estimado}}^{-1}$$

50

$$\underline{x}_{\text{filtrado}}(t_{i+1}) = \underline{x}_{\text{estimado}}(t_{i+1}) + \underline{K} \left[y_{\text{medido}}(t_{i+1}) - y_{\text{estimado}}(t_{i+1}) \right]$$

55

$$\underline{P}_{\text{filtrado}} = \left[\underline{I} - \underline{K} \underline{f}_{\hat{x}}[\underline{x}_{\text{estimado}}(t_{i+1})] \right] \underline{P}_{\text{estimado}}$$

60

Esto sigue sucediendo a medida que llegue cada dato. Dado el pequeño número de variables de estado (3), estos cálculos matriciales son triviales. Para que empiece el algoritmo debe proporcionarse una estimación inicial del estado y de su covarianza: $\underline{x}(0)$ y $\underline{P}_{\text{filtrado}}(0)$.

65

Obsérvese que la predicción de medición utiliza a_{torre}^* mientras que la corrección de estado utiliza $a_{\text{torre}}^*(t_{i+1})$, y la siguiente predicción también utilizará $a_{\text{torre}}^*(t_{i+1})$. Teóricamente, esta mezcla de mediciones en la propagación de estados y en las etapas de corrección de estados es contraria a las suposiciones derivativas del algoritmo de Kalman convencional, pero prácticamente no tiene ningún efecto.

ES 2 341 469 T3

Como alternativa, las ecuaciones de medición no lineales se linealizan en torno a un punto de funcionamiento y a los dos estados estables K resultantes (uno solamente para la aceleración y otro para la aceleración y la posición) precalculados y utilizados sin tener que propagar las covarianzas.

5 Como alternativa, la velocidad de la torre sustituye a la aceleración como una medición que se intercalará entre actualizaciones de posición.

Como alternativa, se utilizan modelos más complejos de flujo de viento que incluyen la aceleración del viento u otros términos de modelización dinámicos.

10

Resultados simulados

Una turbina eólica en condiciones de viento turbulento se simula en la figura 4 en la que la velocidad del viento, el paso, el par motor y dinámicas del generador/rotor y dinámicas de la torre se muestran en nueve gráficos en los que se representan gráficamente parámetros simulados. También se muestran datos intermitentes de posición de sensor de inclinación en cruces por cero de la aceleración. La turbina está en un control de bucle cerrado que utiliza un compensador PI simple que regula las revoluciones por minuto del generador controlando el paso de los álabes, y un par motor de generador se selecciona según una tabla indexada por el paso y por las revoluciones por minuto del generador.

20

La figura 5 comprende cuatro gráficos en los que se representan gráficamente parámetros detectados reales frente a valores estimados para la aceleración de la torre, la velocidad de la torre, la posición de la torre y la velocidad del viento.

25 La figura 6 es un gráfico en el que se representan gráficamente la velocidad real del viento y la velocidad estimada del viento.

El controlador

30 Las ecuaciones de la dinámica de la turbina proporcionan la base para un controlador que utiliza los valores estimados del flujo de viento y del movimiento de la torre para un control de la turbina y una amortiguación del movimiento de la torre mejorados. Se describe la respuesta de la turbina al flujo del viento y al movimiento de la torre y se aplican técnicas convencionales de diseño de sistema de control de retroalimentación (PI, PID, etc.) para diseñar un controlador con ganancias y salidas de comandos que se adaptan a un flujo de viento variable, a un movimiento de torre variable, a una velocidad de rotación variable y que también amortiguan el movimiento de la torre modulando de manera apropiada el paso/longitud de los álabes y el par motor del generador. Como alternativa, el controlador es del tipo de espacio de estados con el estimador incorporado en el mismo.

40 Los expertos en la técnica deben entender que los términos “movimiento de la estructura de soporte” y “movimiento de la torre” tal y como se utilizan en este documento incluyen la posición, la velocidad, la aceleración y otras expresiones de movimiento.

45 Los expertos en la técnica deben entender que el término “estructura de soporte” tal y como se utiliza en este documento incluye estructuras tales como amarres en los que los cables sujetan dispositivos sostenidos por el agua o dispositivos más ligeros que el aire.

50 Los expertos en la técnica deben entender que los términos “flujo de viento” y “flujo de fluido” tal y como se utilizan en este documento incluyen además valores de velocidad del viento y de velocidad de fluido (tales como, pero sin limitarse a, la aceleración, correlaciones, etc.) utilizados por otros modelos dinámicos de flujo de fluidos.

50

Los expertos en la técnica deben entender que los controladores pueden no utilizar la velocidad del viento, sino la dinámica de la estructura de soporte determinada durante el procedimiento de estimación del flujo de fluido.

55

60

65

REIVINDICACIONES

1. Un aparato para su utilización con una turbina (100) de flujo de fluido montada en una estructura (102), presentando dicha estructura una posición que responde al flujo del fluido,

caracterizado porque

dicho aparato comprende medios de entrada para recibir información (206) de posición de la estructura; y

un estimador (208) utiliza dicha información de posición de la estructura para calcular un flujo de fluido estimado.

2. Un aparato según la reivindicación 1, **caracterizado** porque

el aparato comprende al menos un sensor (204) de posición de la estructura de soporte que proporciona dicha información (206) de posición de la estructura de soporte; y,

estando el estimador (208) conectado a dicho al menos un sensor (204) de posición de la estructura de soporte, calculando dicho estimador el flujo (220) de fluido estimado en un área de barrido de dicho rotor.

3. El aparato de control según la reivindicación 2, comprendiendo además el aparato:

un control (224) de turbina conectado a dicho estimador (208), efectuando una salida de dicho control (224) de turbina al menos un control de velocidad de rotor de turbina en respuesta a dicha estimación de flujo de fluido.

4. El aparato según la reivindicación 3, en el que dicho control (224) de velocidad de rotor de turbina modifica un parámetro (232) de álabe, en el que dicho parámetro de álabe es uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe.

5. El aparato según una de las reivindicaciones 2 a 4, que comprende además:

un sensor (216) de velocidad de rotor que presenta una salida (218) de velocidad de rotor;

un sensor (212) de parámetro de álabe que presenta una salida (214) de parámetro de álabe; en el que,

el estimador (208) está conectado además a dicha salida (218) de velocidad de rotor y a dicha salida (214) de parámetro de álabe, utilizando dicho estimador dichas salidas para estimar dicho flujo (220) de fluido.

6. El aparato según la reivindicación 5, en el que dicho parámetro de álabe detectado es uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe (214), y la velocidad del rotor se ajusta modificando uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe (232) en respuesta a la estimación del flujo de fluido.

7. El aparato según la reivindicación 5, en el que dicho parámetro de álabe detectado es uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe, y el movimiento de la estructura de soporte se amortigua modificando uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe en respuesta a la estimación del flujo de fluido.

8. Un procedimiento para estimar flujo de fluido en un área de barrido de un rotor, estando montado el rotor en una estructura (202) de soporte y estando acoplado con una turbina, presentando la estructura una posición determinada por el flujo (200) de fluido,

estando **caracterizado** el procedimiento porque comprende las etapas de:

A. detectar una posición espacial en la estructura (204) de soporte; y,

B. calcular (208) un flujo de fluido estimado utilizando la posición (206) espacial detectada.

9. El procedimiento según la reivindicación 8, que comprende además la etapa de:

C. controlar (228; 232) dicha turbina utilizando dicho flujo de fluido estimado.

10. El procedimiento según la reivindicación 9, en el que la etapa C incluye controlar (228; 232) la velocidad del rotor de turbina.

ES 2 341 469 T3

11. El procedimiento según la reivindicación 10, en el que la velocidad del rotor de turbina se controla modificando un parámetro (232) de álabe.

5 12. El procedimiento según la reivindicación 10, en el que se detecta (212, 214) un parámetro de álabe y el parámetro de álabe detectado es uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe y,

la velocidad del rotor de turbina se controla (232) modificando uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe.

10 13. El procedimiento según la reivindicación 10, incluyendo además la etapa A las etapas de detectar (216) la velocidad del rotor y un parámetro (212) de álabe y

15 utilizar uno o más de entre la velocidad del rotor, el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe en dicha etapa (208) de cálculo.

20 14. El procedimiento según la reivindicación 13, en el que en la etapa C se ajustan (234) uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe de modo que se ajuste la velocidad del rotor.

25 15. El procedimiento según la reivindicación 13, en el que en la etapa C se ajustan (234) uno o más de entre el ángulo de paso de álabe y la longitud de álabe de modo que se amortigüe el movimiento de la estructura de soporte.

30 16. El procedimiento según la reivindicación 10, en el que la estructura de soporte es una torre (202) de soporte, comprendiendo dicho procedimiento las etapas adicionales de:

antes de la etapa A, estimar la velocidad inicial del flujo de fluido y el movimiento (302) de la torre;

35 en la etapa A, detectar además el movimiento de la torre y la velocidad (304) de rotación del rotor, dando como resultado parámetros detectados;

en la etapa B, estimar además el movimiento de la torre mediante un estimador de flujo de fluido que utiliza dichos parámetros detectados y estimaciones anteriores de flujo de fluido y de movimiento (306) de la torre;

40 en el que la etapa C comprende las etapas de:

D. calcular al menos una salida de control deseada utilizando la velocidad (308) de flujo de fluido estimada; y,

E. enviar dicha al menos una salida de control deseada como un comando a dicha turbina (312).

45 17. El procedimiento según la reivindicación 16, en el que dicha turbina incluye un generador que gira mediante dicho rotor, presentando el rotor álabes sensibles al flujo de fluido, regulándose la turbina por el ángulo de paso de álabe, y en el que

dicha etapa A incluye detectar el ángulo de paso de álabe;

50 dicha etapa D incluye calcular un ángulo de paso de álabe deseado, una velocidad de rotor deseada y un par motor de generador deseado utilizando dicha velocidad de rotor detectada, el ángulo de paso de álabe detectado, el movimiento de torre estimado y la velocidad de flujo de fluido estimada; y,

55 en dicha etapa E, la salida de control deseada incluye dicho ángulo de paso de álabe deseado como un comando para un accionador de paso de álabe de rotor, y el par motor de generador deseado como un comando para un accionador de par motor de generador.

60 18. El procedimiento según la reivindicación 16, en el que dicha turbina incluye un generador que gira mediante dicho rotor, presentando el rotor álabes sensibles al flujo de fluido, regulándose la turbina por la longitud de paso de álabe, y en el que

dicha etapa A incluye detectar la longitud de álabe;

65 dicha etapa D incluye calcular una longitud de álabe deseada, una velocidad de rotor deseada y un par motor de generador deseado utilizando dicha velocidad de rotor detectada, la longitud de álabe detectada, el movimiento de torre estimado y la velocidad de flujo de fluido estimada; y,

ES 2 341 469 T3

en dicha etapa E, la salida de control deseada incluye dicha longitud de álabe deseada como un comando para un accionador de longitud de álabe de rotor, y el par motor de generador deseado como un comando para un accionador de par motor de generador.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60

65

FIGURA 1

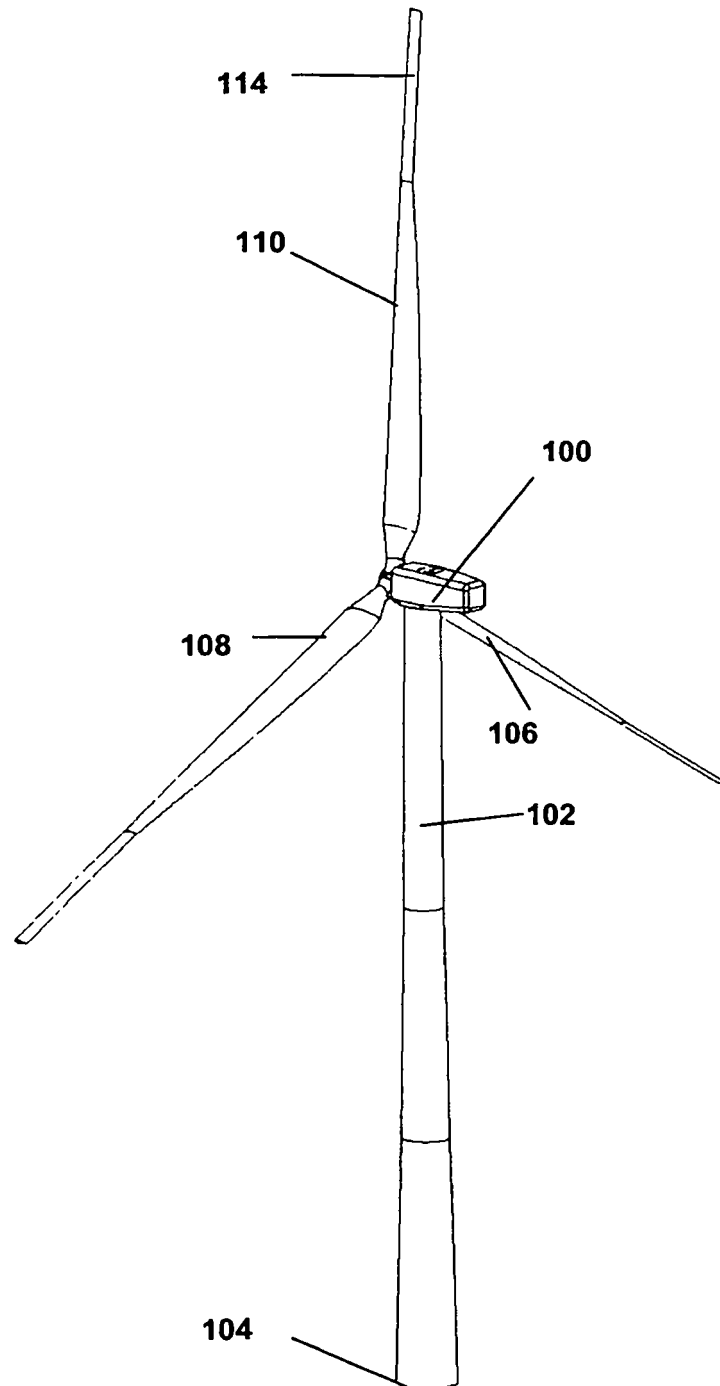


FIGURA 2

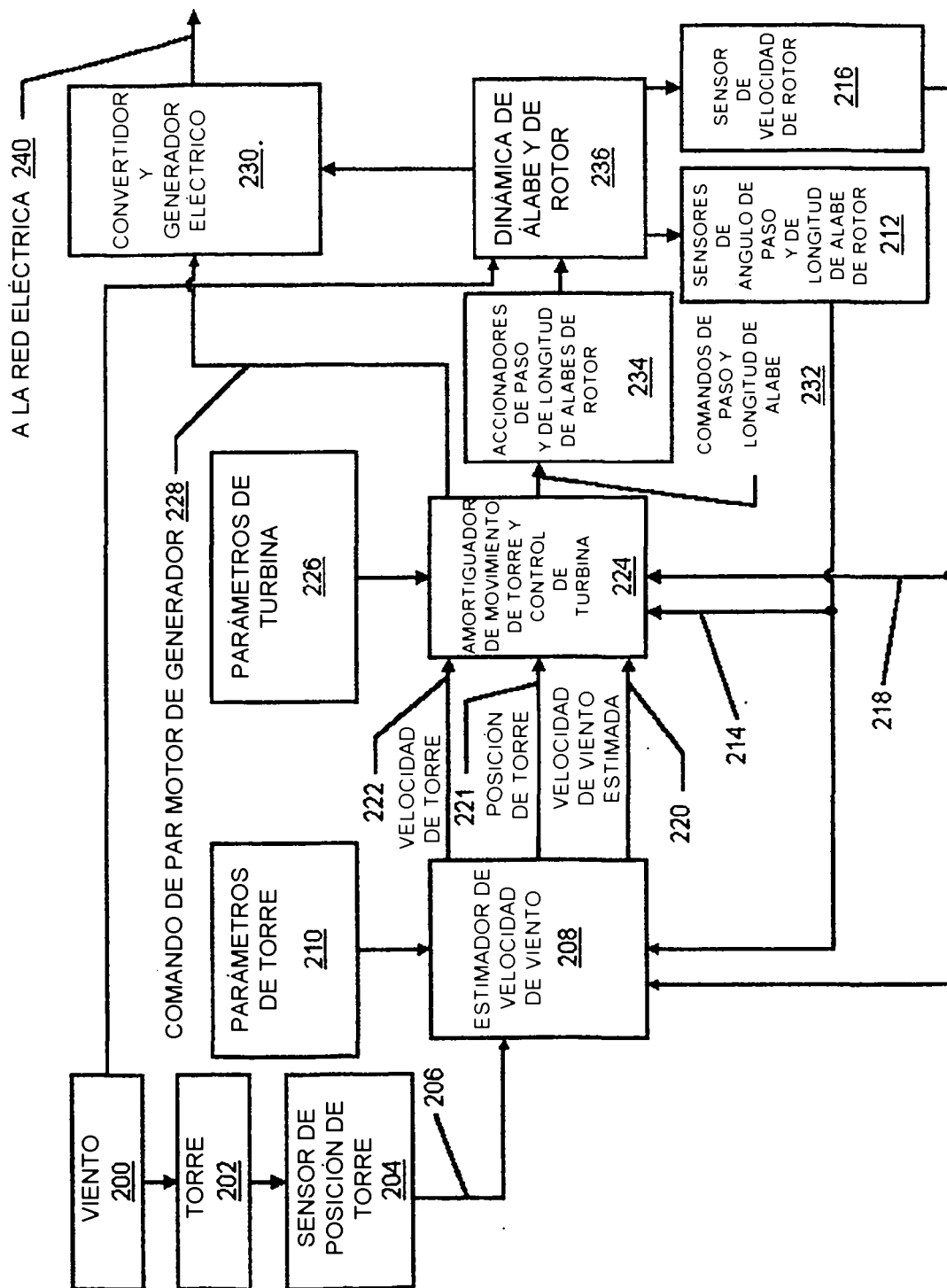


FIGURA 3

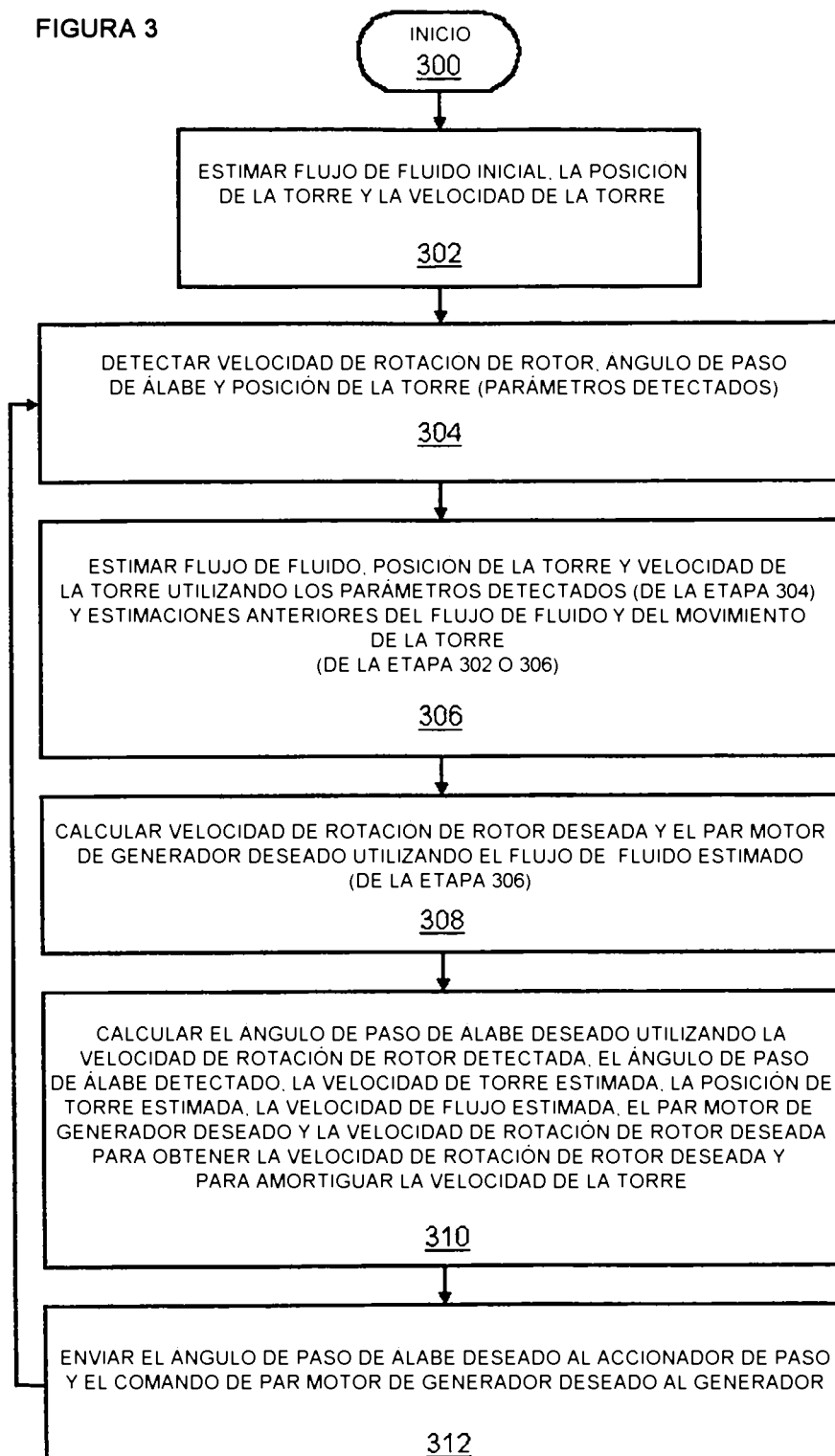


FIGURA 4

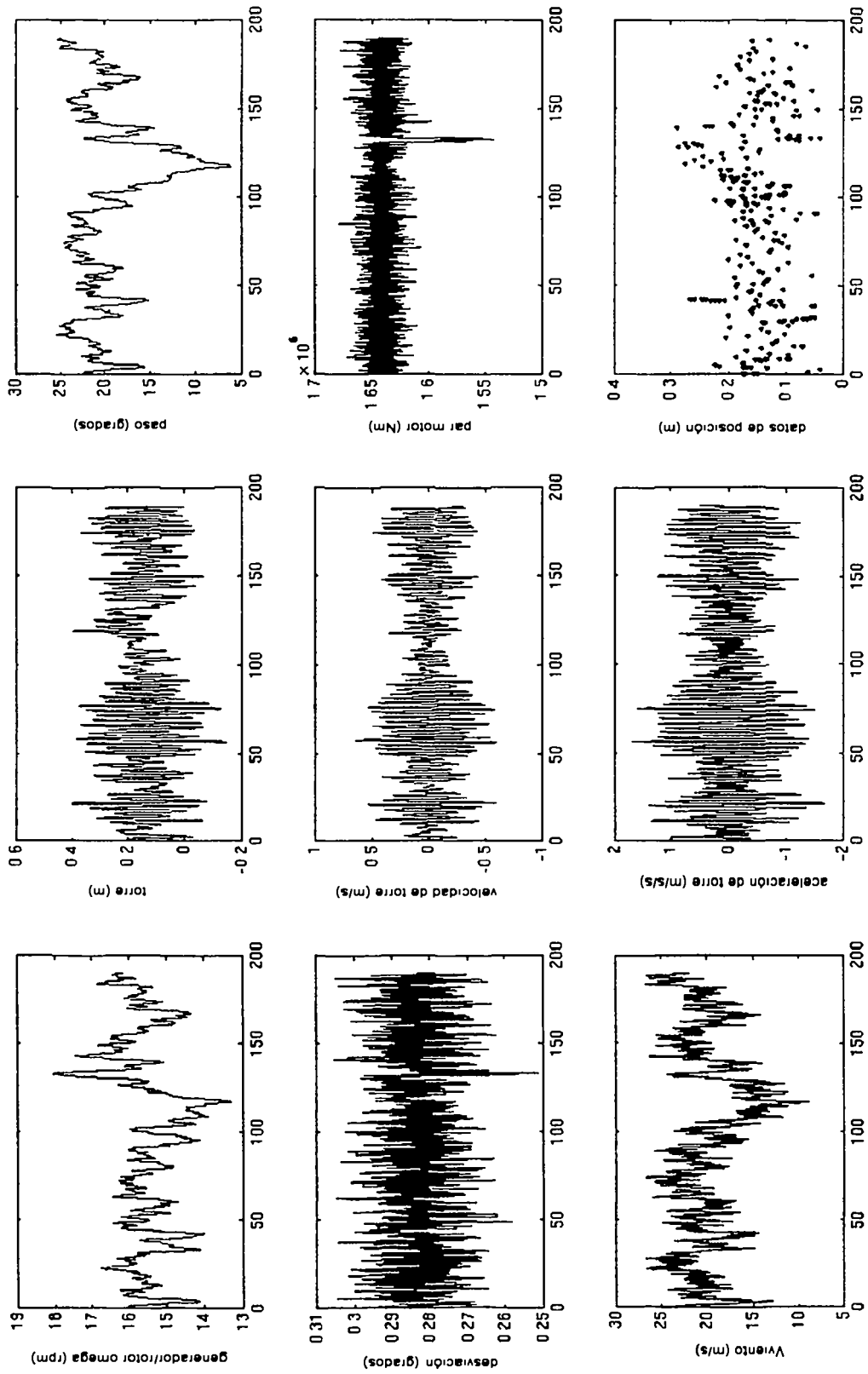


FIGURA 5

