

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 399 850**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 7/04** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.08.2009 E 09776271 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **05.12.2012 EP 2329141**

54 Título: **Sistema de control de cabeceo**

30 Prioridad:

**29.08.2008 DK 200801192**

**29.08.2008 US 190692**

**23.01.2009 CN 200910138723**

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

**03.04.2013**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)**

**Hedeager 44**

**8200-AARHUS N, DK**

72 Inventor/es:

**MIRANDA, ERIK CARL LEHNSKOV;**

**JEPPESEN, OLE MØLGAARD y**

**LAURITSEN, STEEN MORTEN**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

**ES 2 399 850 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**

Sistema de control de cabeceo

**Campo de la invención**

5 La presente invención se refiere a un sistema de control de cabeceo para accionar el cabeceo de pala de las palas de rotor de un generador de turbina eólica. En concreto, la presente invención se refiere a probar señales de funcionamiento de un sistema de cabeceo de pala con el fin de detectar fallos del sistema de cabeceo.

**Antecedentes de la invención**

10 Uno de los componentes funcionales fundamentales de los generadores de turbina eólica es el sistema de cabeceo para ajustar el cabeceo de las palas del rotor durante el funcionamiento. Un elemento importante del sistema de cabeceo es el cojinete de cabeceo.

Los sistemas de cabeceo son susceptibles de fallos durante su uso, tales fallos pueden estar relacionados con fallos de los cojinetes o fallos en otros componentes del sistema de cabeceo.

15 Los daños en los cojinetes pueden ser el resultado de corrosión, fricción en la mecánica del sistema de cabeceo, falta de engrase, fatiga de cojinetes de cabeceo dañados, etc. Los cojinetes dañados aumentan el riesgo de bloqueo del cabeceo de la pala, que puede ser crucial para la carga sobre la turbina. Además, el tiempo de entrega de los cojinetes es típicamente muy grande, por lo que los cojinetes dañados pueden dar así como resultado tiempos de parada indeseablemente largos.

Por lo tanto, puede ser importante probar un sistema de cabeceo de un generador de turbina eólica.

20 El documento DE 10 2005 034 899 divulga una instalación de energía eólica que incluye un generador para producir energía eléctrica, un rotor que acciona el generador y que tiene unas palas de rotor de cabeceo variable y un dispositivo de control central, y dispositivos de cabeceo individuales proporcionados individualmente para las palas de rotor. Los dispositivos de cabeceo individuales pueden incluir un accionamiento de ajuste, un enlace de comunicaciones al dispositivo de control central y un regulador, siendo ajustables las palas del rotor con el fin de  
25 pueden incluir asimismo un detector de un estado de perturbación que está diseñado para identificar estados de funcionamiento anormales y para mover las palas de rotor a una posición de apagado. Asimismo se proporciona en el presente documento el procedimiento para accionar tal instalación de energía eólica.

**Resumen de la invención**

30 La presente invención busca proporcionar un modo mejorado de evaluar el estado de un sistema de cabeceo de un generador de turbina eólica.

Se puede ver como un objetivo de la presente invención abordar los aspectos anteriormente mencionados con el fin de mejorar la detección de fallos de sistemas de cabeceo. Preferiblemente, la invención alivia, mitiga o elimina uno o más problemas relacionados con la detección de fallos de sistemas de cabeceo.

35 De acuerdo con un primer aspecto de la invención, se proporciona un procedimiento para accionar un sistema de control de cabeceo para un generador de turbina eólica que comprende dos o más palas de rotor, las dos o más palas de rotor comprenden un sistema de cabeceo de pala para accionar el cabeceo de la pala, el procedimiento comprende:

- 40 – aplicar una señal de comando al sistema de cabeceo de pala, señal de comando que representa una acción deseada del sistema de cabeceo, y recibir una señal de respuesta del sistema de cabeceo de pala, señal de respuesta que representa una acción real del sistema de cabeceo obtenida como respuesta a la señal de comando y a la acción deseada del sistema de cabeceo; y
- 45 – comparar la señal de respuesta, o una derivada de la misma, del sistema de cabeceo de pala con una referencia, en el que cada una de las dos o más palas de rotor se cabecea mediante sistemas de cabeceo de pala independientes, y en el que se aplican señales de comando individuales a cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes y se reciben señales de respuesta individuales de cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes, y en el que la referencia se deriva de al menos una de las señales de respuesta individuales.

La invención se refiere generalmente a un generador de turbina eólica que comprende dos o más palas de rotor, sin embargo típicamente las turbinas comprenden tres palas de rotor.

El sistema de control de cabeceo puede ser parte de un sistema de control electrónico general del generador de turbina eólica, tal como un módulo dedicado del sistema de control electrónico general u otros medios para proporcionar control del cabeceo. En modos de realización, tal módulo puede proporcionar al sistema de control de cabeceo la funcionalidad de la prueba del sistema de cabeceo o la monitorización condicional del sistema de cabeceo para el sistema de control de cabeceo.

El cabeceo de las palas del rotor se controla aplicando una señal de comando, denominada asimismo como demanda de cabeceo, al sistema de cabeceo de pala con el fin de accionar el sistema de cabeceo de acuerdo con una acción deseada. La señal de comando adopta típicamente la forma de un ángulo de cabeceo demandado y una velocidad de cabeceo. Subsecuentemente a aplicar la señal de comando, o concurrentemente con la misma, el sistema de control de cabeceo recibe igualmente una señal de respuesta que indica la respuesta de cabeceo obtenida como respuesta a la señal de comando y la acción deseada del sistema de cabeceo con respecto al sistema de cabeceo de pala. La respuesta de cabeceo puede ser una detección de la acción real de cabeceo, por ejemplo, una detección del ángulo de cabeceo real y de la velocidad de cabeceo por medio de sensores.

La referencia puede adoptar cualquier forma adecuada para su comparación con la señal de respuesta o una derivada de la señal de respuesta. La referencia puede adoptar la forma de un valor de referencia, la forma de un umbral, la forma de un intervalo, la forma de una señal de referencia, etc.

En un modo de realización ventajoso, se genera una señal indicativa de un fallo del sistema de cabeceo si se detecta que una diferencia entre la señal de respuesta y la referencia es superior a un criterio preestablecido. Un fallo del sistema de cabeceo puede provocar que el comportamiento del sistema de cabeceo se desvíe del comportamiento esperado o normal. Esto se puede ver reflejado, por ejemplo, como una respuesta retardada, una respuesta poco homogénea, o cualquier otra respuesta inesperada del sistema de cabeceo a las señales de comando aplicadas. Un fallo del sistema de cabeceo puede indicar un fallo del cojinete de cabeceo, sin embargo, otros fallos del sistema de cabeceo pueden quedar reflejados asimismo en el fallo del sistema de cabeceo, tal como una fuga de estanqueidad, u otros fallos mecánicos. Un fallo del sistema de cabeceo puede quedar reflejado directamente en la señal de respuesta, y la detección se puede realizar utilizando la señal de respuesta directamente recibida del sistema de cabeceo de pala. Sin embargo, la comparación de la señal de respuesta con la referencia puede basarse ventajosamente en, o se realizará en términos de, una expresión funcional derivada de la señal de respuesta. En un modo de realización, la expresión funcional derivada puede estar basada en una señal diferencial entre la señal de respuesta y la señal de comando. Utilizando la señal diferencial se puede conseguir una indicación más clara de un fallo del sistema de cabeceo. La señal diferencial puede ser una señal que indica una diferencia de tiempo, esto es, una señal que indica el tiempo que el cabeceo real se aparta del cabeceo demandado. La señal diferencial puede ser asimismo una señal que indica una aceleración, esto es, una señal que indica cómo de rápido se está adaptando el cabeceo real al cabeceo demandado. La señal diferencial puede ser asimismo una señal que indica una diferencia en grados, esto es, una señal que indica cuántos grados se aparta el cabeceo real del cabeceo demandado. Asimismo se pueden utilizar otros tipos de señales diferenciales.

La comparación de la señal de respuesta con la referencia puede estar basada generalmente en, o realizarse en términos de, expresiones funcionales derivadas o valores estadísticos derivados de la señal de respuesta. Basar la comparación en expresiones funcionales derivadas o análisis estadístico puede mejorar la certeza de las conclusiones derivadas. Se puede utilizar una variedad de expresiones funcionales derivadas y de valores estadísticos derivados. Como un ejemplo específico, la señal de respuesta se puede comparar en términos de una comparación de desviaciones estándar de una señal diferencial.

La diferencia entre la señal de respuesta y la referencia se puede evaluar frente a un criterio preestablecido. El uso de un criterio preestablecido es un modo conveniente de evaluar el comportamiento de señales. Se puede utilizar una variedad de diferentes tipos de criterios.

Mediante la comparación de la señal de respuesta del sistema de cabeceo de pala con una referencia, se pueden detectar fallos del sistema de cabeceo, tales como un bloqueo del cojinete de cabeceo, en una etapa temprana y de este modo evitarlos o al menos disminuirlos antes de que tenga lugar una rotura del cojinete, y tomar acciones adecuadas a tiempo. Por ejemplo, si el comportamiento del cojinete de cabeceo de los cojinetes no es demasiado diferente del criterio preestablecido, o si el comportamiento se puede tener en cuenta en las rutinas de funcionamiento general, el generador de turbina eólica puede disminuir su velocidad en lugar de detenerse. Además, se pueden ordenar a tiempo piezas de repuesto adecuadas, y planificar cuidadosamente el mantenimiento. Así pues, se pueden evitar, o al menos disminuir, mantenimientos de emergencia.

En el primer modo de realización, el cabeceo de cada una de las dos o más palas de rotor se establece mediante sistemas de cabeceo de pala independientes. En esta situación, se aplican señales de comando individuales a cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes y se recibe señales de respuesta y visuales de cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes.

- Un sistema de cabeceo puede estar expuesto a diversos factores que pueden incurrir en una deriva o cambio a lo largo del tiempo como respuesta a parámetros del sistema de cabeceo durante el funcionamiento. Tales factores se pueden referir a gradientes de temperatura, cargas transitorias, tales como rachas de viento, y otros factores. Los sistemas de cabeceo individuales pueden estar expuestos a diferentes factores, y los parámetros de respuesta de los sistemas de cabeceo individuales pueden comportarse de modo diferente a lo largo del tiempo para sistemas de cabeceo de pala diferentes. En el primer modo de realización, los fallos del sistema de cabeceo reflejados en las señales de respuesta ya se pueden detectar cuando un único sistema de cabeceo comienza a comportarse de modo distinto.
- En el primer modo de realización, se puede derivar la referencia de al menos una señal de respuesta individual. Por lo tanto, se hace posible probar las señales de respuesta individuales de cada una de las dos o más palas de rotor frente al comportamiento colectivo de todos o de algunos de los sistemas de cabeceo implicados. En general, la referencia puede estar basada en una expresión funcional o análisis estadístico de las señales de respuesta individuales.
- En un modo de realización ventajoso, se puede derivar la referencia de al menos una señal de respuesta individual, y la al menos una señal de respuesta individual se puede seleccionar en base a un análisis estadístico de las señales de respuesta individuales recibidas de cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes.
- Se puede seleccionar un subgrupo que comprende una o más señales de respuesta individuales del grupo de todas las señales de respuesta individuales. Se puede seleccionar el subgrupo de modo que las señales de respuesta comprendidas en el subgrupo posean un comportamiento similar. Se puede derivar la referencia de valores de señal de las señales de respuesta del subgrupo. Al basar la referencia en valores de señal obtenidos de señales de respuesta que se comportan de modo similar, se garantiza que se detecta cualquier diferencia de las condiciones de funcionamiento reales obtenidas durante el funcionamiento y no a partir de parámetros ideales previos al funcionamiento. Se puede establecer un criterio preestablecido de modo que se detecte tal diferencia o desviación de una señal de respuesta, por ejemplo un porcentaje dado, respecto al comportamiento del subgrupo.
- Así pues se pueden seleccionar los miembros del subgrupo de respuestas de cabeceo en base a un análisis estadístico de las señales de respuesta. Basar la referencia y/o la selección de los miembros del subgrupo en expresiones funcionales derivadas o análisis estadístico puede mejorar la certeza de las conclusiones derivadas, ya que las señales de respuesta pueden poseer un cierto grado de ruido. Se puede utilizar una variedad de expresiones funcionales y valores estadísticos derivados. Los ejemplos incluyen, aunque sin limitarse a, valores medios y desviaciones estándar.
- En un modo de realización ventajoso, se monitoriza una señal de error basada en la señal de comando y la señal de respuesta y se genera una señal de alarma si la señal de error cumple con un criterio de alarma. La detección de la señal de alarma puede generar un requerimiento de prueba de las señales de respuesta, esto es, un requerimiento para probar la respuesta de cabeceo. Se puede establecer un criterio de alarma para detectar un funcionamiento inusual o indeseado. Tales alarmas pueden ser comunes durante el funcionamiento del generador de turbina eólica. Sin embargo, una alarma no refleja necesariamente un fallo del sistema de cabeceo. Aun así un fallo del sistema de cabeceo conducirá probablemente a una alarma en algún momento, por lo tanto es ventajoso probar el sistema de cabeceo con posterioridad a la recepción de una alarma. Como los sistemas de alarma pueden ser comunes a sistemas de control de la turbina eólica, los modos de realización de la presente invención se pueden implementar ventajosamente como una funcionalidad mejorada de sistemas de alarma existentes sin una reestructuración mayor de los sistemas existentes.
- En modos de realización, se puede requerir que la prueba de la respuesta de cabeceo tenga lugar con posterioridad a la recepción de una alarma, sin embargo, se puede establecer igualmente que se realice una prueba en un momento programado o que tenga lugar recurrentemente a intervalos preestablecidos.
- La prueba de las señales de respuesta se puede llevar a cabo, en modos de realización, mientras que el generador de turbina eólica está conectado a una red eléctrica. Esto puede ser ventajoso, por ejemplo, si el requerimiento de prueba está basado en una alarma. En otros modos de realización se puede llevar a cabo la prueba de las señales de respuesta mientras que el generador de turbina eólica está desconectado de una red eléctrica. Esto puede ser ventajoso si la prueba afecta a la potencia entregada de un modo indeseado o no permitido. Asimismo se puede establecer una alarma de modo que la prueba sea llevada a cabo mientras que el generador de turbina eólica está desconectado de una red eléctrica.
- En modos de realización ventajosos, la señal de comando comprende una señal de prueba variable en el tiempo, tal como una señal de prueba superpuesta sobre la señal de comando. La señal de prueba puede adoptar la forma de una señal sinusoidal (coseno o seno), la forma de una rampa escalonada o la forma de una rampa lineal. Las simulaciones han mostrado que una señal sinusoidal o una rampa escalonada puede mejorar la detección de fallos

del sistema de cabeceo. En general, se puede utilizar cualquier forma de variación en el tiempo. Una señal de prueba variable en el tiempo puede estresar el sistema de cabeceo y potenciar así la presencia de cualquier comportamiento desviado o sub-óptimo en la respuesta de cabeceo.

5 En un modo de realización ventajoso, la señal de prueba puede adoptar la forma de una pluralidad de segmentos de señal. Imponer una pluralidad de segmentos de señal, tal como una secuencia de segmentos de señal, puede mejorar adicionalmente la detección de un fallo del sistema de cabeceo, ya que una variación en el comportamiento de la respuesta de cabeceo entre los segmentos puede indicar además un fallo del sistema de cabeceo. Típicamente, se pueden utilizar entre 2 y 10 segmentos, tales como 2, 3, 5, 7, 10. Sin embargo, se pueden utilizar adicionalmente todavía más segmentos.

10 De acuerdo con un segundo aspecto de la presente invención, se proporciona un sistema de control de cabeceo para un generador de turbina eólica que comprende dos o más palas de rotor, las dos o más palas de rotor comprenden un sistema de cabeceo de pala para accionar el cabeceo de la pala, el sistema de control de cabeceo comprende:

15 – una unidad de tratamiento de señal para aplicar una señal de comando al sistema de cabeceo de pala, representando la señal de comando una acción deseada del sistema de cabeceo, y recibir una señal de respuesta del sistema de cabeceo de pala, representado la señal de respuesta una acción real del sistema de cabeceo obtenida como respuesta a la señal de comando y una acción deseada del sistema de cabeceo; y

20 – una unidad de pruebas para comparar la señal de respuesta, o una derivada de la misma, del sistema de cabeceo de pala con una referencia, en el que cada una de las dos o más palas de rotor se cabecea mediante sistemas de cabeceo de pala independientes, y en el que se aplican señales de comando individuales a cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes y se reciben señales de respuesta individuales de cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes, y en el que la referencia se deriva de al menos una de las señales de respuesta individuales.

25 El sistema de control de cabeceo puede ser un sistema de control que implementa el procedimiento del primer aspecto.

De acuerdo con un tercer aspecto de la presente invención, se proporciona un generador de turbina eólica, en el que los sistemas de control de cabeceo están controlados por, o implementan la funcionalidad de, un sistema de control de cabeceo de acuerdo con el primer o el segundo aspecto de la invención.

30 En un cuarto aspecto de la presente invención, se proporciona un producto de programa de ordenador que tiene un conjunto de instrucciones, que cuando se usa en un ordenador provoca que el ordenador realice el procedimiento del primer aspecto. El ordenador puede ser una unidad de procesamiento implementada en el sistema de control del segundo o el tercer aspecto de la invención.

35 En general, cada uno de los aspectos individuales de la presente invención se puede combinar con cualquiera de los otros aspectos. Estos y otros aspectos de la invención serán evidentes a partir de la siguiente descripción con referencia a los modos de realización descritos.

### Breve descripción de las figuras

Se describirán modos de realización de la invención, tan sólo a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos, en los que:

40 la fig. 1 ilustra esquemáticamente un generador de turbina eólica con tres palas de rotor;

la fig. 2 ilustra un gráfico esquemático que muestra errores de cabeceo como función del tiempo para un sistema que comprende un sistema de cabeceo de pala común (que no corresponde a la presente invención);

45 la fig. 3A ilustra un gráfico que muestra errores de cabeceo como función del tiempo para tres palas individuales de rotor de una turbina eólica, y la fig. 3B ilustra esquemáticamente el comportamiento general observado en la fig. 3A;

la fig. 4 ilustra datos de simulación de datos de una turbina eólica para un sistema de cabeceo de pala único;

la fig. 5A ilustra una señal de respuesta y una señal de comando simuladas junto con la señal de error relacionada ilustrada en la fig. 5B;

la fig. 6 representa la desviación estándar normalizada de la señal de error de cabeceo;

la fig. 7 ilustra esquemáticamente un algoritmo de prueba para probar el estado del cojinete de cabeceo de las palas de rotor de un GTE; y

la fig. 8 ilustra esquemáticamente el funcionamiento de un sistema de control de cabeceo.

**Descripción de los modos de realización**

5 La fig. 1 ilustra esquemáticamente un generador de turbina eólica (GTE) 1 con tres palas de rotor 2. Además, el GTE 1 comprende una torre y una góndola. Las palas de rotor comprenden un sistema de cabeceo de pala para accionar el cabeceo de la pala, ilustrado esquemáticamente aquí mediante las flechas curvadas 3. Cada pala de rotor está unida a la góndola, y en la articulación entre las palas de rotor y la góndola se sitúa el sistema de cabeceo de pala 4 para permitir el cabeceo de las palas. El cabeceo de las palas es controlado por un sistema de control de cabeceo (no mostrado) mediante la aplicación de señales de comando, denominadas asimismo, como demandas de cabeceo, y la recepción de señales de respuesta. En un primer tipo de modo de realización, las palas de rotor cabecean mediante un sistema de cabeceo de pala común, de modo que todas las palas de rotor cabecean conjuntamente, mientras que en un segundo tipo de modo de realización, cada una de las palas de rotor cabecea mediante un sistema de cabeceo de pala independiente, de modo que cada pala de rotor pueda cabecear individualmente. En ambos tipos de sistemas, el sistema de control de cabeceo puede monitorizar si se está llevando a cabo el cabeceo real de las palas (individuales) de acuerdo con el cabeceo comandado o demanda de cabeceo durante el funcionamiento. Se puede observar que el cabeceo real de las palas de rotor no sigue la demanda de cabeceo. Esto se puede deber a fallos de los cojinetes de cabeceo o a diversos factores sin relación con fallos. Como ejemplo, las ráfagas de viento pueden perturbar u obstaculizar temporalmente el cabeceo. Típicamente, el cabeceo es controlado por medio de un sistema de cabeceo hidráulico. En modos de realización, sin embargo, se puede prever un sistema de cabeceo eléctrico. Se debe entender que la invención no está limitada al tipo de GTE o de palas de rotor ilustrados. El GTE se muestra meramente a efectos ilustrativos.

En un modo de realización, el cabeceo de las palas de rotor se monitoriza, por ejemplo, mediante una señal de error. La señal de error puede estar basada en la señal de comando y en la señal de respuesta de cada una de las palas de rotor. Por ejemplo, la señal de error puede ser una señal diferencial entre el cabeceo demandado y el cabeceo real. En un modo de realización, se genera una señal de alarma si la señal de error cumple con un criterio de alarma. Un ejemplo de criterio de alarma puede ser que el cabeceo real de una pala de rotor se aparte con respecto al cabeceo demandado en más de un tiempo preestablecido dado. Por ejemplo, una señal que indique que el cabeceo de las palas de un sistema de cabeceo común, o una pala A para un sistema de cabeceo individual, esté dos grados por detrás del cabeceo demandado durante tres segundos puede disparar una señal de alarma, se pueden prever otros criterios de alarma. Una variedad de razones pueden provocar una ausencia de cabeceo. Una razón importante se refiere a un fallo de cojinete de una de las palas. Sin embargo, una variedad de razones que no indican un fallo de cojinete pueden provocar asimismo tales efectos, y el dueño de una turbina eólica puede ignorar una alarma ya que se juzga que la probabilidad de una falsa alarma es superior a la probabilidad de alarmas verdaderas. En ciertas situaciones, se puede omitir completamente la señal de alarma ajustando la acción de la alarma a un "reinicio automático". Ignorar una alarma verdadera o no tomar acciones a tiempo en caso de una alarma real puede provocar daños importantes a un cojinete de cabeceo, lo que de nuevo puede provocar el bloqueo del cojinete de cabeceo, dando como resultado un tiempo de parada indeseado de toda la turbina.

40 Se puede probar la señal de respuesta del sistema de cabeceo de pala de las palas del rotor comparando las señales de respuesta de las palas del rotor e indicando un fallo de cojinete de cabeceo si se detecta una diferencia entre señales de respuesta y referencia superior a un criterio. La comparación de las señales de respuesta se basa en valores derivados, típicamente valores estadísticos derivados, de la respuesta de cabeceo.

En un modo de realización, la prueba se inicia o se activa por la generación de una señal de alarma, en otro modo de realización la prueba se realiza a intervalos preestablecidos, todavía en otro modo de realización la prueba se lleva a cabo a intervalos de tiempo programados. Por ejemplo, se puede realizar una prueba cada tres meses, cada vez que el generador de turbina eólica es desconectado de una red eléctrica, o en otros casos.

La fig. 2 ilustra un gráfico esquemático que muestra errores de cabeceo como función del tiempo para un sistema que comprende un sistema de cabeceo de pala común para las palas de rotor de una turbina eólica. Los errores de cabeceo se muestran en el eje vertical en unidades arbitrarias, la señal de error se representa mediante cruces (x). En el periodo indicado con el número de referencia 20, los errores de cabeceo detectados son de magnitud similar, como se ilustra por los valores derivados en forma de un valor medio 21 y una desviación estándar 23. El valor medio se compara muy bien con una referencia, ejemplificada aquí por un valor de referencia 26. En el periodo indicado con los números de referencia 22, los errores de cabeceo se desvían del valor de referencia como se ilustra por una línea que representa el valor medio 24 y la desviación estándar 25.

El criterio preestablecido puede adoptar la forma de un umbral o un intervalo de umbrales, como se indica con las líneas 27. Como ejemplo, si se detecta que el valor medio supera el umbral (intervalo) esto se puede tomar como una indicación de un fallo o un supuesto fallo del sistema de cabeceo.

5 La fig. 3A ilustra un gráfico en forma de un volcado de pantalla que muestra errores de cabeceo como función del tiempo para tres palas individuales de rotor de una turbina eólica. Los errores de cabeceo se muestran en el eje vertical en unidades arbitrarias. En el periodo indicado con el número de referencia 30, los errores de cabeceo de las tres palas no pueden distinguirse entre sí, ya que los errores en relación con las tres palas y las magnitudes de los errores son similares para todas ellas. En el período indicado con el número de referencia 31, los errores de cabeceo de las tres palas están agrupados en dos grupos. En un grupo, 36, los errores de cabeceo de dos de las palas no se pueden distinguir entre sí, mientras que el otro grupo 37 comprende predominantemente errores de cabeceo de una única pala. Así pues, alrededor del 1 de julio de 2007 (número de referencia 38), se puede ofrecer una indicación al dueño del generador de turbina eólica de una alta probabilidad de fallo de uno de los sistemas de cabeceo.

15 La fig. 3B comprende una representación esquemática del comportamiento observado en la fig. 3A, así como valores derivados de las señales de error de cada una de las palas, por ejemplo en forma de un valor medio (32, 34) y una desviación estándar (33, 35). La señal de error está representada para las tres palas de rotor mediante un triángulo (▲), un punto (●) y una cruz (x). En un primer periodo 39, los errores medios de las tres palas son similares, como se ejemplifica mediante la línea 32. En este periodo no se observa una diferencia significativa entre las señales de respuesta de las diferentes palas del rotor. En el segundo período 300 el valor medio 32 de dos de las palas permanece similar al del primer periodo, sin embargo, el valor medio 34 y la desviación estándar 35 de la tercera pala (x) aumentan gradualmente con el tiempo. Se puede establecer una referencia como el valor medio de las dos palas con un valor medio constante 32, y el criterio preestablecido se puede establecer para detectar la diferencia entre el valor medio de las dos palas con un valor medio constante 32 y el valor medio de la tercera pala 34. Como ejemplo, se puede indicar un fallo o una sospecha de fallo en uno de los sistemas de cabeceo si la diferencia supera un porcentaje dado del valor medio de las dos palas con un valor medio constante 32. Como otro ejemplo, se puede establecer una referencia como la desviación estándar 33 de las dos palas con valor medio constante, y el criterio preestablecido se puede establecer para detectar la diferencia entre la desviación estándar 33 de las dos palas con valor medio constante 32 y la desviación estándar 35 de la tercera pala 34. El criterio preestablecido se puede establecer como un aumento dado en la desviación estándar 35 con respecto a la desviación estándar 33.

25 En general, la referencia y el criterio preestablecido pueden estar basados en una expresión funcional o un análisis estadístico de la señal de respuesta del grupo de señales de respuesta que se comportan normalmente. A este fin, se tiene que detectar este grupo, esto es un subgrupo de las señales. Se puede conseguir la detección de un subgrupo de señales de respuesta, por ejemplo, mediante un análisis estadístico de todas las señales de respuesta y a continuación agrupar conjuntamente todas las señales de respuesta que se comportan de modo similar, existe una variedad de rutinas matemáticas para esto.

35 Al probar las señales de respuesta del sistema de cabeceo de pala de las palas de rotor comparando las señales de respuesta e indicando un fallo del cojinete de cabeceo si se detecta una diferencia en las señales de respuesta, puede ser ventajoso imponer una señal de prueba a la señal de comando. La señal de prueba puede ser una señal variable en el tiempo. Una señal variable en el tiempo puede forzar al sistema de cabeceo a adaptarse rápidamente a condiciones cambiantes, lo que puede revelar o acentuar un fallo de cabeceo en la señal de respuesta. La forma específica de la señal variable en el tiempo no necesita ser importante, sin embargo para una implementación más sencilla se pueden utilizar ventajosamente señales variables en el tiempo bien conocidas o con buen comportamiento. En modos de realización, la demanda de cabeceo puede comprender una señal sinusoidal, una rampa escalonada, una rampa lineal o incluso otros tipos de señales de prueba. En lo que sigue, se describe una demanda de cabeceo con una señal sinusoidal superpuesta.

La fig. 4 ilustra datos de simulación de datos de una turbina eólica. Las gráficas se muestran para un sistema de cabeceo común para todas las palas de rotor.

50 En la fig. 4A se representa a la velocidad del viento simulada. Los datos simulados están basados en estos datos de viento.

La fig. 4B muestra el cabeceo resultante de una pala de rotor. La señal de cabeceo comprende dos contribuciones. En diversos periodos de tiempo, por ejemplo el periodo por encima de 90 segundos, la respuesta de cabeceo es la respuesta que surge de la velocidad del viento. En otros periodos 41 (20-30 segundos; 35-45 segundos; 50-60 segundos; 65-75 segundos; y 80-90 segundos), una pluralidad de segmentos de señal sinusoidal (cinco aquí) han sido superpuestos sobre la demanda de cabeceo. Esta señal sinusoidal superpuesta se refleja como una señal sinusoidal en la respuesta de cabeceo en los mismos periodos.

La señal sinusoidal impuesta se refleja en la potencia entregada, como un aumento de la fluctuación de salida (figura 4C) y en la velocidad del generador (figura 4D) como fluctuaciones en la velocidad.

5 La prueba de la respuesta de cabeceo se puede llevar a cabo, en un modo de realización, mientras que el generador de turbina eólica está conectado a una red eléctrica. Sin embargo, como se observa en la fig. 4C, la prueba puede provocar fluctuaciones en la potencia entregada, y al menos en algunas situaciones se puede preferir llevar a cabo la prueba mientras que el generador de turbina eólica está desconectado de la red eléctrica para evitar tales fluctuaciones de la potencia entregada.

10 La fig. 5A ilustra la respuesta de cabeceo simulada de la fig. 4B para las dos señales del ángulo de cabeceo real (la respuesta de cabeceo) y el ángulo de cabeceo demandado o referencia de ángulo de cabeceo (la demanda de cabeceo). Sin embargo, las señales pueden no ser distinguibles ya que las dos señales son casi idénticas. En la fig. 5B, se representa la señal de error (esto es, la señal diferencial). Como se puede observar, en los periodos de señal sinusoidal impuesta el error de cabeceo se ve enormemente agrandado. Así pues, aunque la señal de respuesta (o señal diferencial) no indica claramente un fallo de cabeceo, imponer una señal variable en el tiempo a la señal de comando puede revelar o acentuar tales fallos en las señales de respuesta.

15 La fig. 6 muestra la desviación estándar normalizada del error de cabeceo para la situación normal, en donde la desviación estándar ha sido calculada para cinco periodos de 10 segundos en periodos sin señal sinusoidal impuesta (triángulo, 60), y para los cinco periodos de 10 segundos con señal sinusoidal impuesta (cruz, 61). La fig. 5 ilustra cinco pruebas, el número de la prueba se ofrece en el eje horizontal y la desviación estándar normalizada se muestra en el eje vertical. En la prueba 1, la desviación estándar ha sido determinada para 10 segundos de  
20 señal de respuesta de cabeceo normal, que en la prueba 1 supone una desviación estándar justo por encima de 1. Asimismo, la desviación estándar para el primero del periodo de 10 segundos de la señal de error con la señal sinusoidal impuesta (número de referencia 50 en la fig. 5) ha sido representada, lo que supone asimismo justo por encima de 1. La misma prueba ha sido repetida para cada uno de los cinco segmentos de señal sinusoidal. Sin embargo, en las pruebas 2-5 la diferencia entre las desviaciones estándar derivadas es mayor que para la prueba  
25 1.

Como se puede observar, la desviación estándar 60 de los periodos sin señal impuesta varía algo entre las pruebas 1 a 5, mientras que la desviación estándar 61 para los periodos con señal impuesta es bastante constante. La determinación de las desviaciones estándar, u otras expresiones funcionales derivadas o medidas estadísticas, se puede utilizar como la referencia para evaluar las respuestas de cabeceo frente criterios  
30 preestablecidos al determinar la presencia de un fallo de cojinete posible o sospechado. En la figura, se muestra la señal derivada para una única respuesta de cabeceo, de acuerdo con modos de realización de la presente invención, se puede realizar un análisis similar para cada sistema de cabeceo individual y compararse con el fin de detectar cualquier comportamiento desviado.

35 La fig. 7 ilustra esquemáticamente un algoritmo de prueba para probar el estado del cojinete de cabeceo de las palas de rotor de un GTE.

Una unidad de tratamiento de señal 70 aplica una señal de comando al sistema de cabeceo de pala 71 y recibe la señal de respuesta del sistema de cabeceo de pala para cada una de las palas de rotor. Se prueban las señales de respuesta del sistema de cabeceo de pala son probadas en una unidad de pruebas o unidad de comparación 72 comparando las señales de respuesta de acuerdo con modos de realización de la presente invención.

40 En un modo de realización, se monitorizan tres señales de error, por ejemplo la señal diferencial entre un cabeceo demandado y un cabeceo real, y se genera una señal de alarma 74 si la señal de error cumple con un criterio de alarma. En otro modo de realización, sólo se monitoriza una única señal de error.

La detección de una señal de alarma genera un requerimiento para probar las señales de respuesta 75. El requerimiento de prueba puede incluir una instrucción en referencia a cuándo y cómo se debe realizar la prueba.  
45 Por ejemplo, si la prueba se realiza durante el funcionamiento, pueden tener que cumplirse ciertas condiciones, por ejemplo condiciones meteorológicas o condiciones específicas de red. El requerimiento de prueba puede especificar asimismo que la turbina sea desconectada de la red hasta que se haya llevado a cabo una prueba, o el requerimiento de prueba puede especificar que la próxima vez que se desconecte la turbina de la red se realice una prueba. Existen otras posibilidades para requerimientos de prueba específicos.

50 Se pueden realizar distintos tipos de pruebas. En un primer tipo de prueba, se monitoriza la señal de error obtenida del funcionamiento normal. Con relación a las figs. 2 o 3, el valor medio, una desviación estándar u otra medida estadística se pueden derivar como función del tiempo para las palas del rotor o para cada una de las tres palas. En el modo de realización de la fig. 3, la medida estadística de las dos señales con el error menor se puede combinar para un valor de referencia. Una sospecha de fallo del cojinete de cabeceo se puede detectar si una  
55 diferencia entre las señales con el mayor error y el valor de referencia combinado es superior a un criterio

preestablecido. Por ejemplo, si la diferencia supera en un 15% el valor de referencia durante más de cinco pruebas consecutivas.

5 En otros tipos de pruebas, la señal de comando fuerza una señal sinusoidal, una rampa escalonada o una rampa lineal sobre el cabeceo demandado. Se puede derivar una señal de error, como se ejemplifica en la fig. 5B, para las palas de rotor o para cada una de las palas de rotor y la desviación estándar u otra medida estadística se puede derivar. Al igual que con el primer tipo de prueba, se puede monitorizar el valor estadístico derivado con el fin de determinar si la respuesta de cabeceo, o una única respuesta de cabeceo, se comporta de modo diferente.

El resultado de la prueba puede estar graduado, por ejemplo en términos de 5 grados de A a E (número de referencia 36) y para cada uno de los grados se puede vincular una acción específica 77.

10 En la prueba, se evalúan las señales de respuesta frente a un criterio preestablecido. La gradación puede reflejar la diferencia entre las respuestas de cabeceo reales (o sus valores estadísticos derivados) y el criterio preestablecido.

Como ejemplo de graduación, se pueden utilizar los siguientes grados y acciones resultantes:

15 Si el resultado de la prueba se encuentra claramente dentro del criterio preestablecido, se le puede otorgar un grado A al funcionamiento y la acción sobre el GTE se puede ajustar para continuar con el funcionamiento normal 700.

Si el resultado de la prueba está justo en los límites del criterio preestablecido, se puede otorgar un grado B al funcionamiento y la prueba se puede repetir 701.

Si el resultado de la prueba está fuera del criterio preestablecido dentro de un límite aceptable, se puede otorgar un grado C al funcionamiento y la prueba se puede repetir 702.

20 Si el resultado de la prueba está algo fuera del criterio preestablecido pero todavía por encima de un límite crítico, se puede otorgar un grado D al funcionamiento y el GTE se puede poner en pausa 703.

Si el resultado está fuera del criterio preestablecido en un valor crítico, se puede otorgar un grado E al funcionamiento y el GTE se puede parar 704.

En la fig. 7, se pueden asignar las siguientes etiquetas a los números de referencia:

25 70: unidad de tratamiento de señal

71: sistema de cabeceo de pala

72: unidad de prueba/unidad de comparación

74: unidad de alarma

75: unidad de prueba de señal

30 76: grados del resultado de la prueba

77: acciones asignadas

700: continuar el funcionamiento normal del generador de turbina eólica

701: repetir la prueba

702: repetir la prueba

35 703: pausar el funcionamiento del GTE

704: detener el funcionamiento del GTE

La fig. 8 ilustra esquemáticamente el funcionamiento de un sistema de control de cabeceo de acuerdo con modos de realización de la presente invención.

40 Una unidad de tratamiento de señal 80 aplica una señal de comando o demanda de cabeceo 83 al sistema de cabeceo de pala 81 de (cada una de) las palas de rotor y recibe la(s) señal(es) de respuesta o respuesta(s) de cabeceo 84 del sistema de cabeceo de pala de las palas del rotor. La(s) respuesta(s) de cabeceo se introduce(n) 86 en una unidad de prueba o unidad de comparación 82 para probar/comparar la(s) señal(es) de respuesta con una referencia. En un modo de realización, se genera una señal indicativa de un fallo de cojinete de cabeceo 87 si

se detecta que una diferencia entre la(s) señal(es) de respuesta y la referencia es mayor que un criterio preestablecido.

Se puede implementar la invención por medio de hardware, software, firmware, o cualquier combinación de estos. Asimismo, se puede implementar la invención, o algunas de las características de la misma, como un software que corre en uno o más procesadores de datos y/o procesadores digitales de señal. Los elementos individuales de un modo de realización de la invención se pueden implementar física, funcional y lógicamente en cualquier modo adecuado tal como en una unidad única, en una pluralidad de unidades o como parte de unidades funcionales separadas. Se puede implementar la invención en una unidad única, o distribuirse tanto física como funcionalmente entre unidades y procesadores diferentes.

- 5
- 10 Aunque se ha descrito la presente invención en conexión con modos de realización específicos, no se debe considerar como limitada en modo alguno a los ejemplos presentados. El ámbito de la presente invención se debe interpretar a la luz del conjunto de reivindicaciones adjunto. En el contexto de las reivindicaciones, los términos "que comprende" o "comprende" no excluyen otros posibles elementos o etapas. Asimismo, las menciones de referencias tales como "un" o "uno" etc. no se deben considerar como excluyentes de una pluralidad. El uso de
- 15 símbolos de referencia en las reivindicaciones con respecto a elementos indicados en las figuras no se debe interpretar como limitativo del ámbito de la invención. Además, los elementos individuales mencionados en las distintas reivindicaciones se pueden combinar posiblemente de modo ventajoso, y la mención de estas características en diferentes reivindicaciones no excluye que una combinación de características no sea posible y ventajosa.

20

**REIVINDICACIONES**

1. Un procedimiento para accionar un sistema de control de cabeceo para un generador de turbina eólica que comprende dos o más palas de rotor, las dos o más palas de rotor comprenden un sistema de cabeceo de pala para accionar el cabeceo de la pala, el procedimiento comprende:

- 5       – aplicar una señal de comando al sistema de cabeceo de pala, señal de comando que representa una acción deseada del sistema de cabeceo, y recibir una señal de respuesta del sistema de cabeceo de pala, señal de respuesta que representa una acción real del sistema de cabeceo obtenida como respuesta a la señal de comando y a la acción deseada del sistema de cabeceo; y
- 10       – comparar la señal de respuesta, o una derivada de la misma, del sistema de cabeceo de pala con una referencia,

en el que cada una de las dos o más palas de rotor se cabecea mediante sistemas de cabeceo de pala independientes, y en el que se aplican señales de comando individuales a cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes y se reciben señales de respuesta individuales de cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes,

15 y en el que la referencia se deriva de al menos una de las señales de respuesta individuales.

2. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, en el que se genera una señal indicativa de un fallo del sistema de cabeceo si se detecta que una diferencia entre la señal de respuesta y la referencia es mayor que un criterio preestablecido.

20 3. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la referencia es derivada de al menos una señal de respuesta individual, estando seleccionada la al menos una señal de respuesta individual en base a un análisis estadístico de las señales de respuesta individuales recibidas de cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes.

25 4. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la comparación de la señal de respuesta del sistema de cabeceo de pala con la referencia se realiza en términos de una expresión funcional derivada o de un valor estadístico derivado de la señal de respuesta.

5. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 4, en el que la expresión funcional derivada de la señal de respuesta está basada en una señal diferencial entre la señal de respuesta y la señal de comando.

30 6. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el procedimiento comprende además monitorizar una señal de error en base a la señal de respuesta y generar una señal de alarma si la señal de error cumple con un criterio de alarma.

7. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 6, en el que la detección de la señal de alarma genera un requerimiento para una prueba de la respuesta de cabeceo, estando basada la prueba de la respuesta de cabeceo en la comparación de las señales de respuesta del sistema de cabeceo de pala con la referencia.

35 8. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 7, en el que la prueba de la respuesta de cabeceo se lleva a cabo mientras que el generador de turbina eólica está conectado a una red eléctrica.

9. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 7, en el que la prueba de la respuesta de cabeceo se lleva a cabo mientras que el generador de turbina eólica está desconectado de una red eléctrica.

10. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la señal de comando comprende una señal de prueba variable en el tiempo.

40 11. El procedimiento de acuerdo con la reivindicación 10, en el que la señal de prueba variable en el tiempo es una señal en el grupo consistente en: una señal de prueba en forma de señal sinusoidal, una señal de prueba en forma de rampa escalonada y una señal de prueba en forma de rampa lineal.

12. El procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 10 u 11, en el que la señal de prueba es en forma de una pluralidad de segmentos de señal.

45 13. Un sistema de control de cabeceo para un generador de turbina eólica que comprende dos o más palas de rotor, las dos o más palas de rotor comprenden un sistema de cabeceo de pala para accionar el cabeceo de la pala, el sistema de control de cabeceo comprende:

- una unidad de tratamiento de señal para aplicar una señal de comando al sistema de cabeceo de pala,

representando la señal de comando una acción deseada del sistema de cabeceo, y recibir una señal de respuesta del sistema de cabeceo de pala, representado la señal de respuesta una acción real del sistema de cabeceo obtenida como respuesta a la señal de comando y a una acción deseada del sistema de cabeceo; y

5 – una unidad de prueba para comparar la señal de respuesta, o una derivada de la misma, del sistema de cabeceo de pala con una referencia,

en el que cada una de las dos o más palas de rotor se cabecea mediante sistemas de cabeceo de pala independientes, y en el que se aplican señales de comando individuales a cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes y se reciben señales de respuesta individuales de cada uno de los sistemas de cabeceo de pala independientes,

10 y en el que la referencia se deriva de al menos una señal de respuesta individual.

14. Un generador de turbina eólica que comprende dos o más palas de rotor, en el que las dos o más palas de rotor comprenden un sistema de cabeceo de pala, y en el que los sistemas de cabeceo de pala están controlados mediante un sistema de control de cabeceo de acuerdo con la reivindicación 13.

15 15. Un producto de programa de ordenador que tiene un conjunto de instrucciones, que cuando se usa en un ordenador provoca que el ordenador realice el procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12.

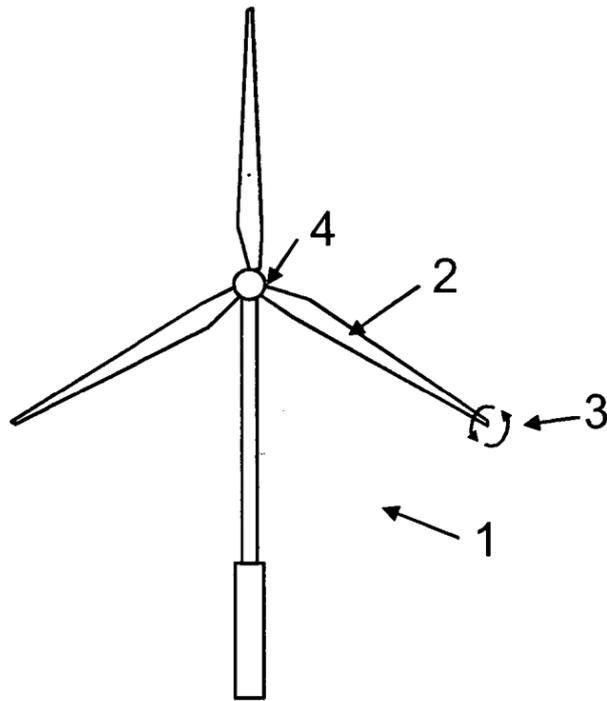


FIG. 1

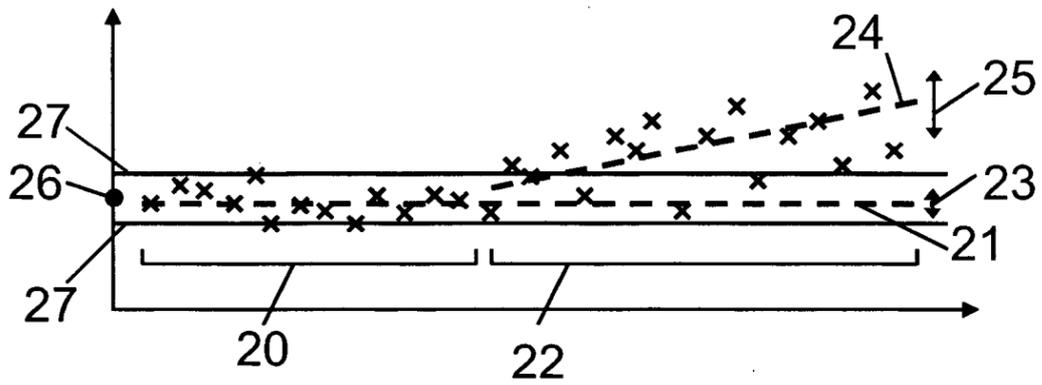


FIG. 2

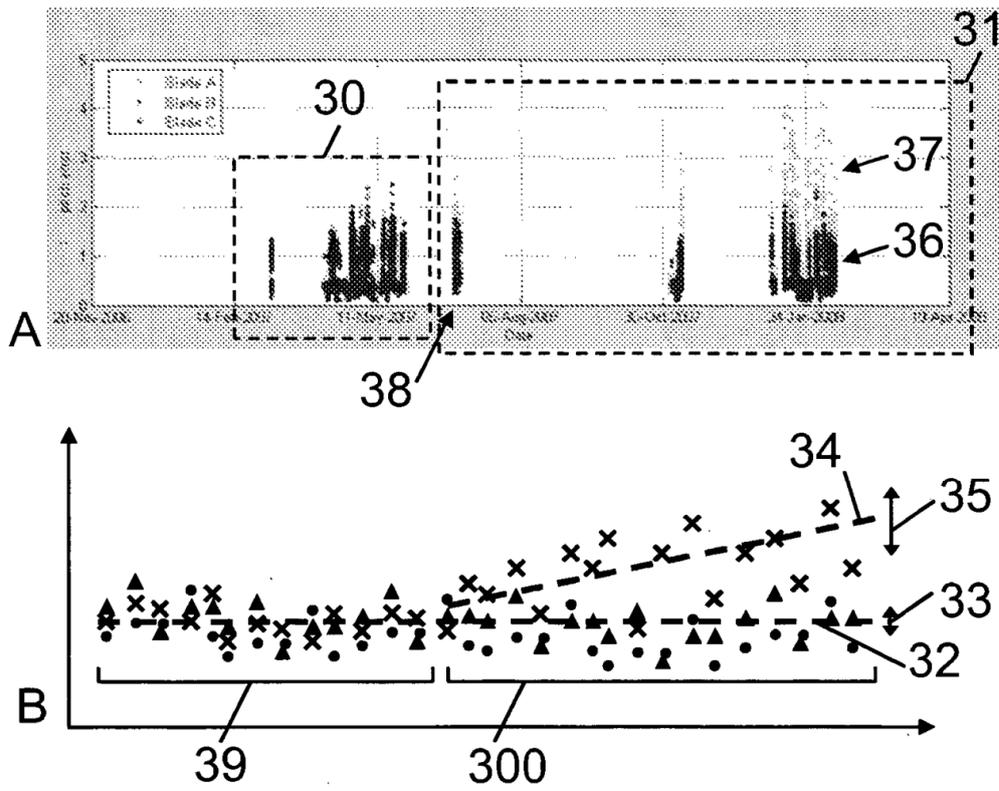


FIG. 3

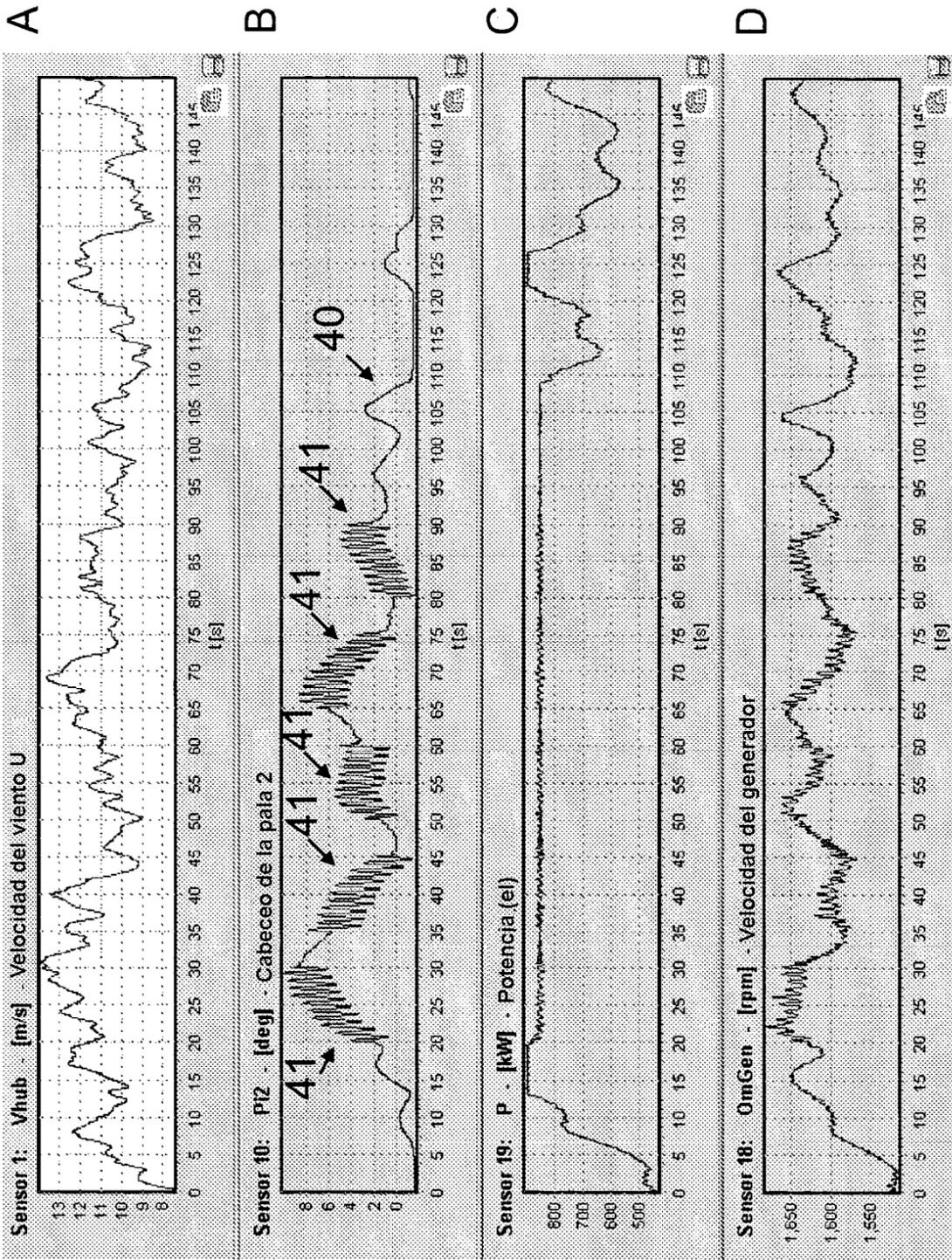


FIG. 4

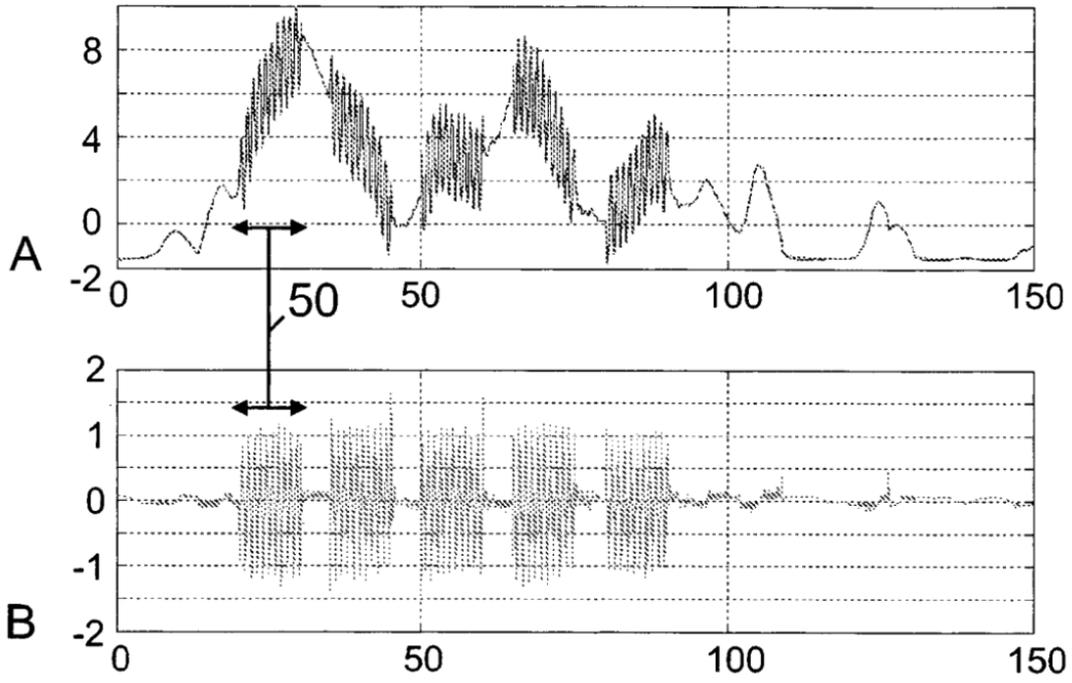


FIG. 5

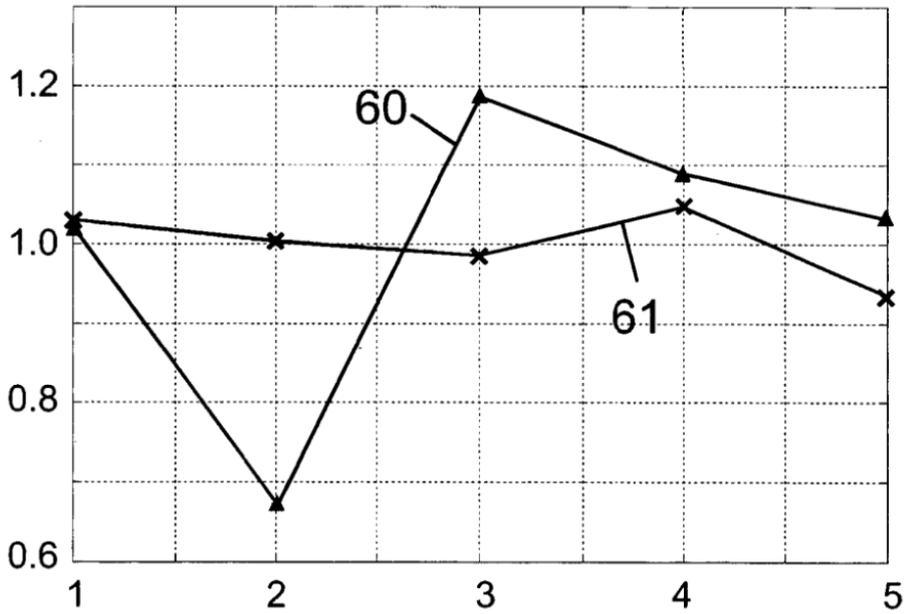


FIG. 6

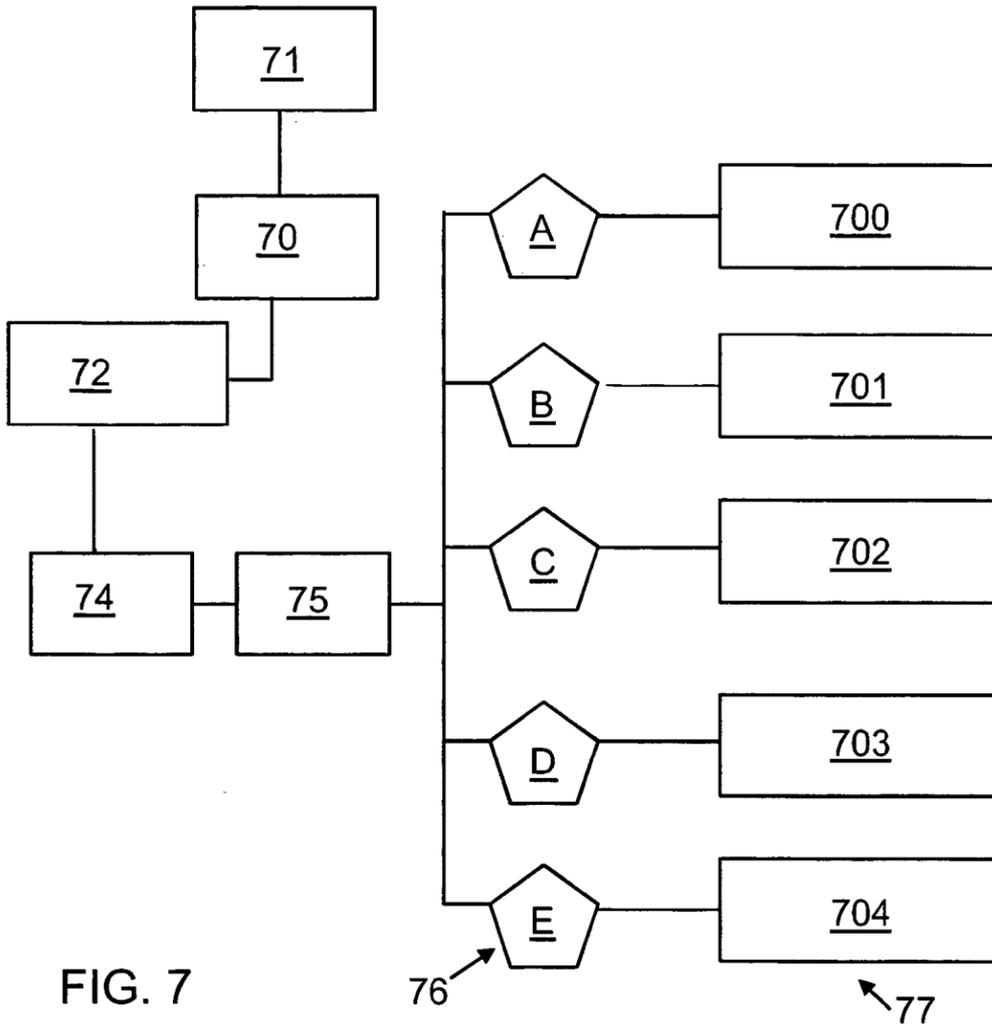


FIG. 7

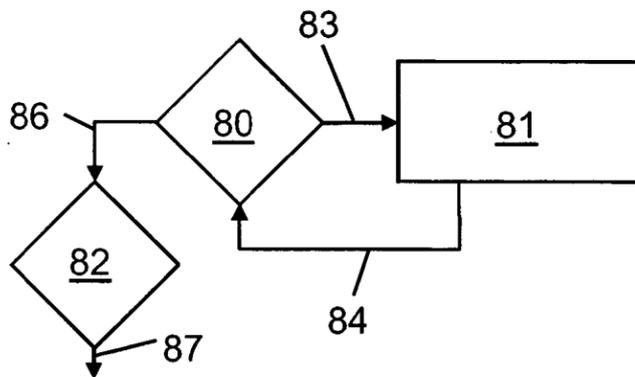


FIG. 8