

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 655 286**

51 Int. Cl.:

**G05B 23/02** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **14.03.2008 PCT/DK2008/000108**

87 Fecha y número de publicación internacional: **25.09.2008 WO08113354**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.03.2008 E 08715585 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.12.2017 EP 2122430**

54 Título: **Método para supervisión del estado de un rotor de una planta de energía eólica**

30 Prioridad:

**16.03.2007 DK 200700403**

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

**19.02.2018**

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**KÜHLMEIER, LENNART**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

**ES 2 655 286 T3**

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

**DESCRIPCIÓN**

Método para supervisión del estado de un rotor de una planta de energía eólica

**5 Campo de la invención**

La invención se refiere a un método, a una turbina eólica y a una agrupación de turbinas eólicas.

**10 Descripción de la técnica relacionada**

10 El uso de sistemas de supervisión del estado para turbinas eólicas se ha incrementado significativamente en los últimos años según ha crecido el tamaño de los componentes principales de la turbina eólica y se han diseñado también más próximos a los límites de los materiales.

15 Es posible con un sistema de supervisión del estado detectar continuamente la actividad de los componentes de la turbina eólica tales como las palas de la turbina eólica durante el uso normal. Las anomalías en el funcionamiento del componente de la turbina eólica pueden detectarse anticipadamente, tales como daños o deterioros del componente y eliminarlas a tiempo antes de la rotura completa del componente.

20 Un problema con los sistemas conocidos de supervisión del estado es el hecho de que la complejidad de los componentes de la turbina eólica hace difícil establecer curvas de referencia fiables con las que comparar los valores medidos.

25 Un ejemplo de un sistema de supervisión del estado para una turbina eólica se divulga en el documento US 2005/0276696 A1. Este documento se refiere a un sistema para supervisión de la acumulación de hielo sobre una pala de turbina eólica. La supervisión de la acumulación de hielo se realiza supervisando las condiciones meteorológicas que se refieren a las condiciones de formación de hielo; supervisando una o más características físicas de la turbina eólica en funcionamiento que varían de acuerdo con al menos una de las masas de la una o más palas del rotor, o un desequilibrio de masas entre las palas del rotor; usando una o más de estas características físicas supervisadas para determinar una anomalía en la masa de la pala; determinar si las condiciones meteorológicas supervisadas son consistentes con la formación de hielo en la pala; y señalar una anomalía de masa de la pala relacionada con la acumulación de hielo, si está presente.

35 Otro ejemplo de un sistema de supervisión del estado conocido para una turbina eólica se divulga en el documento US-B 7.072.784.

40 En consecuencia, es necesario proveer al sistema de supervisión del estado de un gran margen para compensar y asegurar que se detecta cualquier anomalía. El sistema de supervisión del estado puede sin embargo convertirse fácilmente en impreciso con el margen de compensación y por ello provocar un cierto número de falsas alarmas.

Adicionalmente hay un problema en que los muchos tamaños y tipos diferentes de componentes de la turbina eólica requieren una base de datos significativa de curvas de referencia para aplicar con éxito los sistemas de supervisión del estado a todas las turbinas eólicas modernas.

45 Es un objeto de la presente invención proporcionar soluciones para turbinas eólicas sin las desventajas anteriormente mencionadas de la técnica anterior.

**La invención**

50 La invención proporciona un método para supervisar el estado de salud de un rotor de una planta de energía eólica, comprendiendo dicho método las etapas de:

medir señales de actividad de las palas en dicho rotor,

55 estableciendo valores diferenciales entre las señales de actividad de las diferentes palas, y

en el que los valores diferenciales se usan para supervisar el estado de salud del rotor en la planta de energía eólica.

60 De ese modo se consigue un método ventajoso para tomar la decisión de si el rotor de la planta de energía eólica está saludable/en buen estado o no. Especialmente se establece un método que no depende explícitamente de una composición, intensidad o actividad de una señal individual mediante la utilización de diferencias en la respuesta de las palas individuales.

65 Puede decirse que todas las palas de una planta de energía eólica funcionan en el mismo entorno, es decir, a lo largo de toda una vuelta ven aproximadamente las mismas cargas externas (viento, lluvia, temperatura, etc.). Más

aún, dado que se fabrican con las mismas especificaciones, deberían tener igual resistencia para soportar las cargas. De ese modo si la carga es la misma y las palas tienen igual resistencia y están en buen estado, no debe esperarse ninguna diferencia en la respuesta desde las palas individuales.

5 Para ser capaz de identificar el estado del rotor de la planta de energía eólica, las técnicas conocidas, por ejemplo en las que se comparan valores medidos con valores de referencia conocidos, requieren una base de datos completa de varios valores de referencia para sustancialmente todas las situaciones de carga. Dicha base de datos es muy difícil de obtener. Una ventaja del método inventado es que no requiere la existencia de los valores de referencia obtenidos.

10 En un aspecto de la presente invención se miden señales de actividad con sensores acústicos en contacto con los medios estructurales del rotor, por ejemplo la estructura de refuerzo de las palas. De ese modo se consigue una realización ventajosa de la invención dado que las vibraciones estructurales medidas proporcionan una imagen del estado de salud de la pala.

15 En otro aspecto más de la invención dichos medios estructurales del rotor comprenden uno o más cojinetes de paso de la pala del rotor. De ese modo se asegura que pueden obtenerse directamente desde los cojinetes de paso las mediciones que indican el estado de dichos cojinetes. Se asegura adicionalmente que puede medirse cualquier señal acústica emitida acoplada a los cojinetes de paso desde las palas del rotor.

20 En otro aspecto de la presente invención dicha supervisión se realiza continuamente, con intervalos predefinidos y/o se inicia en respuesta a una situación anormal detectada. De ese modo se consiguen realizaciones ventajosas de la invención que incluyen las posibilidades de supervisar el estado de salud del rotor solamente periódicamente en lugar de continuamente o solamente cuando se detecta un cambio respecto a los valores normales. Además, es posible combinar las diferentes etapas del método, por ejemplo, control continuo durante elevadas cargas del rotor y control periódico en periodos de carga más baja para supervisar especialmente el estado del rotor cuando es más necesario.

30 En un aspecto adicional de la presente invención la situación anormal se detecta en al menos una propiedad física de funcionamiento de al menos un componente de dicha planta de energía eólica tal como la emisión acústica, temperatura y/o valores eléctricos. De ese modo es posible activar una comprobación de la supervisión del estado cuando otros valores de sensores, por ejemplo en otras partes de la planta de la energía eólica, indican que algo puede estar mal en el rotor.

35 En un aspecto adicional más de la presente invención las señales de actividad se promedian o integran a lo largo de un periodo de tiempo antes de que se establezcan los valores diferenciales. Las señales de actividad no están en sincronismo dado que las palas se desplazan relativamente entre ellas típicamente con un ángulo de 120 grados o 180 grados en rotores de 3 o 2 palas, respectivamente. La señal de actividad de una pala varía a lo largo de una rotación cuando la pala pasa por diferentes entornos en la rotación que incluyen la torre que puede incrementar el nivel de señal con relación a la pala en el punto más alto.

40 En un aspecto de la presente invención las señales de actividad son retardadas en el tiempo antes de que se establezcan los valores diferenciales. De ese modo es posible sincronizar las señales de actividad de las diferentes palas (desplazando algunas señales de actividad un periodo de tiempo que corresponde a 120 grados o 180 grados) antes de que se establezcan los valores diferenciales.

Sin embargo, deberá remarcar que la diferencia entre las señales de actividad puede establecerse directamente ignorando las pocas diferencias de pico o nivelando en su lugar la señal diferencial.

50 En otro aspecto de la presente invención, el resultado de dichos valores diferenciales del rotor se compara con un valor predefinido para establecer si las palas tienen o no señales de actividad similares. Dado que siempre están presentes pequeñas diferencias entre las palas del rotor, es ventajoso introducir un valor predefinido que defina cuándo una diferencia está dentro de un intervalo normal de las palas.

55 En un aspecto adicional de la presente invención, un número de sensores acústicos mide el estado de una pala cuando un valor diferencial está por encima del valor predefinido para dicha pala. Mediante los sensores distribuidos es posible detectar la posición del problema de la pala que provoca un valor diferencial por encima del valor predefinido, por ejemplo un defecto en la superficie de la pala o en un cojinete de paso que da una señal de actividad diferente respecto a las otras palas dentro del rotor. Para la supervisión de áreas, componentes, etc. específicos pueden instrumentarse por separado.

60 En otro aspecto de la presente invención, se realiza una comparación entre todos los valores diferenciales. Cuando los valores diferenciales establecidos indican una posible anomalía en una de las palas del rotor en las que se han medido las señales de actividad, una comparación entre todos los valores diferenciales establecidos asegura que la pala del rotor específica sobre las que se han medido los valores anormales, puede detectarse y señalarse. Esto asegura a su vez que posteriormente se requieren menos medidas para localizar el origen exacto del problema

de la pala del rotor.

En otro aspecto más de la presente invención dicho método comprende adicionalmente el control de dicho rotor de dicha planta de energía eólica basándose en dicho estado de salud del rotor,

5 en el que se establecen uno o más valores diferenciales entre las señales de actividad de las diferentes palas, y

10 en el que dichos uno o más valores diferenciales se usan para controlar las cargas sobre las palas del rotor y/o las cargas sobre los cojinetes de paso del rotor en la planta de energía eólica, tal como mediante el cambio individualmente del paso de una o más palas de modo que se adapten al estado de salud del rotor.

15 De ese modo se asegura que la planta de energía eólica se supervisa y/o controla basándose en dichas señales de actividad medidas mediante lo que pueden controlarse en consecuencia parámetros de la planta de energía eólica tales como las cargas sobre las palas del rotor y/o las cargas sobre los cojinetes de paso. Adicionalmente se asegura que dicha planta de energía eólica puede controlarse, por ejemplo cerrándola para el servicio si dicha supervisión indica estados de la planta de energía eólica que pueden provocar un problema de seguridad.

20 En otro aspecto de la presente invención, un sistema de control de la planta de energía eólica controla la planta en respuesta a los resultados de dichos valores diferenciales del rotor por ejemplo mediante el cambio del paso de una o más palas. De ese modo es posible controlar y operar la planta de energía eólica de una manera no simétrica para poner menos carga sobre los componentes más débiles. Especialmente es posible adaptar la señal de paso para una pala de un rotor de planta de energía eólica con relación al estado de la pala, por ejemplo estableciendo una estrategia de cambio de paso menos exigente para una pala si los resultados de salud de la pala son menores que los de las otras palas en el rotor.

25 La invención también se refiere a una planta de energía eólica que comprende

un rotor de planta de energía eólica que incluye al menos dos palas,

30 medios de medición para medir señales de actividad de dichas palas, y

medios para establecer uno o más valores diferenciales mediante la comparación entre dichas señales de actividad,

35 caracterizado por que dichos uno o más valores diferenciales se usan en los medios para el control del rotor de la planta de energía eólica.

40 De ese modo se consiguen medios ventajosos para tomar la decisión de si el rotor de la planta de energía eólica está o no saludable/en buen estado. Especialmente se establecen medios que no dependen explícitamente de la composición, intensidad o actividad de una señal individual mediante la utilización de diferencias en la respuesta de las palas individuales. Adicionalmente los medios para el control del rotor son independientes del tipo de las palas y las palas pueden modernizarse con nuevas palas sin que los medios para el control necesiten nueva calibración.

45 En un aspecto de la presente invención dichos medios de medición son uno o más sensores acústicos, por ejemplo colocados en contacto con los medios estructurales del rotor tales como la estructura de refuerzo de las palas o en la proximidad a las palas del rotor de la planta de energía eólica o combinaciones de los mismos. De ese modo se asegura que pueden detectarse señales de actividad de emisión acústica específicas y precisas mediante el seguimiento del rotor directamente o estando en estrecha proximidad a las palas.

50 En un aspecto adicional de la presente invención se posicionan en cada pala del rotor de la planta de energía eólica uno o más sensores acústicos, por ejemplo uno o más sensores piezoeléctricos. De ese modo se asegura que se detecta la emisión acústica de la pala y con ninguno o muy poco ruido desde otras fuentes.

55 En un aspecto adicional más de la presente invención se colocan uno o más sensores acústicos dentro del buje del rotor de la planta de energía eólica y detectando, por ejemplo, sonidos acústicos desde la sección de raíz de la pala. De ese modo se asegura que entre las emisiones acústicas de las emisiones de la pala desde el cojinete de paso puede supervisarse especialmente, por ejemplo en combinación con sensores de emisión acústica dentro de la pala.

60 En un aspecto de la presente invención cada pala comprende una pluralidad de sensores acústicos y preferentemente entre 10 y 50 sensores. De ese modo se asegura que está presente la cantidad requerida de sensores acústicos para supervisar cada área deseada de una pala.

65 En otro aspecto de la presente invención cada pala comprende filas de sensores acústicos conectados, por ejemplo entre 2 y 5 filas con aproximadamente 10 sensores en cada fila y en las que los sensores se separan preferentemente con una distancia de 3 metros o menos entre sí. De ese modo es posible establecer una estructura ventajosa de sensores para supervisar una pala.

En ciertos aspectos de la presente invención se extiende sustancialmente una fila desde la raíz de la pala a la punta de la pala y se distribuye una fila en las zonas del borde de salida y de ataque y en el lado de succión y de presión, respectivamente.

5 En otro aspecto de la presente invención dichos medios para el control son parte del sistema de control de la planta de energía eólica, por ejemplo como un sistema de supervisión del estado y/o como una parte del sistema de control del rotor. De ese modo se consigue que puedan usarse los valores diferenciales en diferentes situaciones tales como; para supervisar la situación de salud de la pala como una funcionalidad de control pasivo de la pala, para  
10 iniciar la detección de una posición de un problema en la pala que provoca un valor diferencial y/o para controlar activamente la pala por ejemplo con un paso individual como resultado de un valor diferencial.

En un aspecto adicional de la presente invención dicho sistema de control del rotor cambia individualmente el paso de las palas en respuesta a dichos valores diferenciales entre las palas.

15 En un aspecto adicional más de la presente invención dicha planta comprende medios para comparar entre todos los valores diferenciales.

La invención también se refiere a una agrupación de plantas de energía eólica que comprende al menos dos plantas de energía eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 10 a 19. De ese modo se consigue una  
20 realización ventajosa de la invención.

En un aspecto de la presente invención las plantas de energía eólica se controlan mediante un sistema de control distribuido, por ejemplo un sistema SCADA. De ese modo es posible supervisar el estado de un cierto número de plantas de energía eólica desde un centro de control tal como un centro de control de un parque eólico o un centro  
25 de control de un operador de la red eléctrica.

La invención también se refiere al uso de un método para supervisar el estado de palas y/o mecanismos de paso de un rotor de una planta de energía eólica y para establecer valores de paso individuales para las palas en un rotor de  
30 planta de energía eólica.

### Figuras

La invención se describirá en lo que sigue con referencia a las figuras en las que

- 35 la fig. 1 ilustra una vista frontal de una planta de energía eólica,
- la fig. 2 ilustra esquemáticamente componentes principales de una planta de energía eólica y una realización de un sistema de supervisión del estado de acuerdo con la invención para la planta,
- 40 la fig. 3 ilustra etapas del método de un sistema de supervisión del estado de acuerdo con la invención para una planta de energía eólica,
- la fig. 4a ilustra ejemplos de valores del rotor medidos y establecidos por el sistema de supervisión del estado,
- 45 la fig. 4b ilustra como un ejemplo el resultado de una comparación entre valores de la pala 1, valores de la pala 2 y valores de la pala 3,
- la fig. 5 ilustra una realización del sistema de supervisión del estado para una agrupación de plantas de energía eólica,
- 50 la fig. 6 ilustra una realización del posicionamiento de medios de medición de emisión acústica conectados en una pala de rotor de turbina eólica,
- la fig. 7 ilustra esquemáticamente una realización del posicionamiento de medios de medición de la emisión acústica conectados en filas, y
- 55 la fig. 8 ilustra una vista en sección transversal de una pala de rotor de turbina eólica que comprende filas de medios de medición de la emisión acústica conectados.

### 60 Descripción detallada

La Fig. 1 ilustra una vista frontal de una turbina eólica 1 moderna con una torre 2 posicionada sobre una cimentación 8. Una góndola 3 y buje 4 de turbina eólica se sitúan en la parte superior de la torre.

65 El rotor de la turbina eólica 6, comprendiendo al menos una pala tal como dos o tres palas 5 de turbina eólica tal como se ilustra, se conecta al buje 4 de la turbina eólica a través de mecanismos de paso 7. Cada mecanismo de

paso incluye un cojinete de pala y unos medios de actuación del paso que permiten a la pala cambiar su paso.

La Fig. 2 ilustra esquemáticamente componentes principales de una planta de energía eólica y una realización de un sistema de supervisión de acuerdo con la invención. Los componentes principales incluyen las palas 5 del rotor, caja de engranajes 9 y generador 10 ilustrados con una conexión eléctrica a una red eléctrica.

El sistema de supervisión comprende medios de supervisión 12 conectados eléctricamente a medios de medición de la emisión acústica 13 tales como sensores de emisión acústica o micrófonos acoplados a la estructura. Los medios de medición de la emisión acústica 13 reciben señales acústicas acopladas a la estructura originadas desde y transmitidas por las estructuras de una pala 5 de rotor de turbina eólica y/o componentes conectados a la pala 5.

Para una realización de la invención dichos micrófonos acoplados a la estructura pueden ser sensores piezoeléctricos.

Los componentes estructurales de la pala 5 pueden ser por ejemplo la estructura de refuerzo, el marco base, la estructura de la superficie en fibra de vidrio, etc.

Los componentes conectados pueden ser, por ejemplo, cojinetes de paso, mecanismo de paso de la pala, receptores pararrayos, conductor del pararrayos, etc.

En diferentes realizaciones de la invención, los medios de supervisión 12 pueden localizarse, por ejemplo, en la pala del rotor 5, en el buje 4 de la turbina eólica o en la góndola 3.

Para realizaciones adicionales de la invención dichos medios de supervisión 12 se conectan a un sistema de control de la planta de energía para suministrar información a dicho sistema con relación al estado de la planta de energía eólica.

La fig. 3 ilustra etapas del método del sistema de supervisión del estado de acuerdo con la invención para una planta de energía eólica.

Los valores de señales de actividad tales como las señales acústicas generadas y emitidas desde las palas del rotor o estructuras de la pala del rotor, que indican el estado de los componentes de la planta de energía eólica se miden sobre cada pala 5 del rotor por los medios de medición 14a-c tal como sensores de emisión acústica o micrófonos acoplados a la estructura.

Para una realización de la invención dichos valores se comparan por medios de comparación, tales como valores de comparación cruzados desde 14a a valores desde 14b, valores desde 14a a valores desde 14c y/o valores desde 14b a valores desde 14c. Esta comparación de parámetros puede ser directa, es decir una comparación de los valores medidos directos de señales de actividad o puede ser indirecta tal como la comparación de valores filtrados o integrados y/o comparación de valores secundarios tales como los valores promedio o integrados, valores de variación, etc.

Para realizaciones adicionales de la presente invención los valores de las señales de actividad pueden someterse a un procesamiento de datos adicional tal como análisis de frecuencia, análisis de correlación, análisis estadísticos, etc.

Dado que, por ejemplo, las 3 palas de rotor están todas ellas influidas sustancialmente por los mismos parámetros medioambientales tales como la temperatura, cargas de viento, humedad, etc. deberían tener una base igual de modo que funcionen en, y soporten el impacto desde, dichos parámetros medioambientales. De ese modo si el impacto es el mismo y las palas están en igual estado no debe esperarse ninguna diferencia esencial en la respuesta desde las palas individuales.

Mediante dicha comparación de valores desde por ejemplo tres palas de rotor es posible supervisar si los valores procedentes de la pala cambian sus niveles a lo largo del tiempo o bruscamente, lo que puede indicar un cambio en el estado de dicha pala.

La fig. 4a ilustra para una realización de la invención ejemplos de los valores de señal de actividad de la pala del rotor medidos y establecidos por el sistema de supervisión del estado. La curva en línea continua en los tres gráficos para la pala 1, 2 y 3, respectivamente indican los valores de actividad relacionados con el tiempo medidos directamente. Puede verse que cuando las palas se someten sustancialmente a las mismas cargas elementales durante una vuelta de giro del rotor, es decir las formas de la curva son sustancialmente iguales, pero cuando las palas se sitúan relacionadas entre sí a  $\frac{2}{3} \pi$ , los valores medidos están en consecuencia retrasados en el tiempo entre ellas.

Las curvas de puntos sobre los gráficos ilustran un valor calculado secundario tal como un promedio en el tiempo de las señales de actividad medidas.

La fig. 4b ilustra, para los valores medidos del estado en la fig. 4a, una comparación de las señales teniendo en cuenta el desplazamiento de tiempo entre señales. Como se ilustra en la fig. 4a, las curvas en línea continua de la pala 1, 2 y 3 son sustancialmente iguales con relación a la forma de la curva y amplitud AC, y por lo tanto una comparación, como en este caso una resta, de las señales puede dar un resultado de valor sustancialmente 0. Por el contrario comparando (restando) dichos valores secundarios, este ejemplo indica que el nivel de estado promedio de la pala 1 es esencialmente más alto que la pala 2 y 3. Esto indica a su vez un estado negativo posible en la pala 1, y podría por ello, por ejemplo, controlarse el paso de la pala 1 en correspondencia por parte del controlador del rotor.

La fig. 5 ilustra una realización de un sistema distribuido de supervisión del estado para una agrupación de plantas de energía eólica. Para esta realización específica de la invención, un medio de supervisión de acondicionamiento central 16 recibe información, o valores, de los estados desde cada planta de energía eólica en una agrupación. Los estados se miden y comparan como se ha descrito anteriormente.

Es posible también realizar cualquier procedimiento de los datos medidos centralmente, por ejemplo, después de haber recibido los valores medidos en bruto desde las plantas de energía eólica en la agrupación.

La fig. 6 ilustra esquemáticamente una realización del posicionamiento de medios de medición de emisión acústica conectados en una pala de rotor de turbina eólica. Cuando se supervisa la emisión acústica desde estructuras distribuidas de, por ejemplo, una pala 5 de rotor, los medios de medición de la emisión acústica 13 tales como sensores de emisión acústica o micrófonos acoplados a la estructura pueden, para una realización de la invención, distribuirse en una fila, sustancialmente equidistantemente espaciados a lo largo del eje longitudinal de dicha pala 5 de rotor. De ese modo cada medio de medición 13 recibe señales acústicas que son principalmente originadas en su proximidad tal como se indica en la figura mediante la división de la pala en subsecciones de la A a la K.

Debería interpretarse que los medios de medición 13, por ejemplo localizados en la sección D de la pala, reciben señales acústicas desde las secciones contiguas tales como la C y E respectivamente, pero dado que las señales generadas se atenúan con la distancia, el contenido principal de la señal medida por los medios 13 en la sección D se origina desde el interior de esta área.

Para otras realizaciones de la invención puede integrarse una pluralidad de filas de medios de medición 13 en dicha pala de rotor.

Para varias realizaciones de la invención el posicionamiento de los medios de medición 13 conectados puede ser, por ejemplo en el borde de salida o de ataque o en el lado de succión o presión de una pala 5 del rotor.

En más realizaciones adicionales de la invención dichos medios de medición 13 se establecen sobre uno o más de los cojinetes 11 de paso de la pala del rotor, mediante lo que pueden obtenerse señales de actividad desde dichos cojinetes 11 de modo que se supervise su estado.

La fig. 7 ilustra una realización de la invención en la que se establece una pluralidad de filas de medios de medición 13 conectados en una pala 5 de rotor.

Mediante el establecimiento de un número elevado de medios de medición 13 distribuidos sobre todas las palas 5 de rotor, es posible obtener una elevada resolución de supervisión del estado de las palas mediante lo que puede establecerse la información con relación a la localización sustancialmente exacta de por ejemplo un estado negativo en una sección relativamente extensa de la pala 5 del rotor.

Como se indica sobre la figura, los sensores 13 se conectan mediante medios de conexión de sensores 17 tales como un cable de fibra óptica, un cable múltiple, etc. en el que dichos cables están normalmente apantallados.

La fig. 8 ilustra esquemáticamente para una realización de la invención una vista en sección transversal AA de la pala del rotor ilustrada en la fig. 7 que comprende dicha pluralidad de filas de medios de medición. Para esta realización los medios de medición 13a-d se localizan en el borde de salida y ataque y sobre los lados de succión y presión de la pala 5 del rotor.

Adicionalmente los valores obtenidos por los medios de medición 13 y/o valores calculados por los medios de comparación 15 pueden someterse para más realizaciones adicionales a un procesamiento de datos adicional tales como análisis de frecuencia, análisis de correlación, análisis estadísticos, etc. de modo que indiquen el estado de las palas 5 del rotor.

La invención descrita se ha ejemplificado anteriormente con referencia a ejemplos específicos de los sensores. Sin embargo, debería entenderse que la invención no está limitada a los ejemplos particulares sino que puede diseñarse y alterarse en una multitud de variedades dentro del alcance de la invención tal como se especifica en las reivindicaciones, por ejemplo con otros tipos de sensores.

**Lista de referencia**

En los dibujos los siguientes números de referencia se refieren a:

- |    |           |   |
|----|-----------|---|
| 5  | 1.        | Turbina eólica  |
|    | 2.        | Torre de turbina eólica                                       |
|    | 3.        | Góndola de turbina eólica                                     |
|    | 4.        | Buje de turbina eólica  |
|    | 5.        | Pala de turbina eólica  |
| 10 | 6.        | Rotor de turbina eólica al menos con una pala                 |
|    | 7.        | Mecanismo de cambio de paso de la pala                        |
|    | 8.        | Cimentación de la turbina eólica                              |
|    | 9.        | Caja de engranajes de la turbina eólica                       |
|    | 10.       | Generador de la turbina eólica                                |
| 15 | 11.       | Cojinete de paso del mecanismo de cambio de paso de la pala   |
|    | 12.       | Medios de supervisión para un componente de la turbina eólica |
|    | 13. 13a-d | Medios de medición de la emisión acústica                     |
|    | 14. 14a-c | Medios de medición para un componente de la turbina eólica    |
|    | 15.       | Medios de comparación   |
| 20 | 16.       | Medios de supervisión del estado                              |
|    | 17.       | Medios de conexión del sensor                                 |

**REIVINDICACIONES**

1. Método para supervisar el estado de salud de un rotor de una planta de energía eólica, comprendiendo dicho método las etapas de:
- 5 medir señales de actividad de las palas en dicho rotor, estableciendo valores diferenciales entre las señales de actividad de las diferentes palas, y caracterizado por que los valores diferenciales se usan para supervisar el estado de salud del rotor en la planta de energía eólica.
- 10 2. Método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que las señales de actividad se miden con sensores acústicos en contacto con los medios estructurales del rotor, por ejemplo la estructura de refuerzo de las palas.
3. Método de acuerdo con la reivindicación 2, en el que dichos medios estructurales del rotor comprenden uno o más cojinetes de paso de la pala del rotor.
- 15 4. Método de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, en el que dicha supervisión se realiza continuamente, con intervalos predefinidos y/o se inicia en respuesta a una situación anormal detectada; en el que la situación anormal se detecta opcionalmente en al menos una propiedad física de funcionamiento de al menos un componente de dicha planta de energía eólica tal como la emisión acústica, temperatura y/o valores eléctricos.
- 20 5. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que las señales de actividad se promedian o integran a lo largo de un periodo de tiempo antes de que se establezcan los valores diferenciales; o en el que las señales de actividad son retardadas en el tiempo antes de que se establezcan los valores diferenciales.
- 25 6. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que dichos valores diferenciales se comparan con un valor predefinido para establecer si las palas tienen o no señales de actividad similares; y opcionalmente en el que un número de sensores acústicos mide el estado de una pala cuando un valor diferencial está por encima del valor predefinido para dicha pala.
- 30 7. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que se realiza una comparación entre todos los valores diferenciales.
8. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, dicho método comprende adicionalmente el control de dicho rotor de dicha planta de energía eólica basándose en dicho estado de salud del rotor,
- 35 en el que se establecen uno o más valores diferenciales entre las señales de actividad de las diferentes palas, y en el que dichos uno o más valores diferenciales se usan para controlar las cargas sobre las palas del rotor y/o las cargas sobre los cojinetes de paso del rotor en la planta de energía eólica, tal como mediante el cambio individualmente del paso de una o más palas de modo que se adapten al estado de salud del rotor.
- 40 9. Planta de energía eólica que comprende un rotor de planta de energía eólica que incluye al menos dos palas, uno o más sensores acústicos situados en contacto con la estructura de refuerzo de las palas para la medición de las señales de actividad de dichas palas, y
- 45 medios para establecer uno o más valores diferenciales mediante la comparación entre dichas señales de actividad, caracterizado por que dicha planta de energía eólica comprende adicionalmente medios para controlar el rotor de la planta de energía eólica basándose en dichos valores diferenciales establecidos.
- 50 10. Planta de energía eólica de acuerdo con la reivindicación 9 en la que se posicionan uno o más sensores acústicos en cada pala del rotor de la planta de energía eólica, por ejemplo uno o más sensores piezoeléctricos; y/o en la que se posicionan uno o más sensores acústicos dentro del buje del rotor de la planta de energía eólica y detectando, por ejemplo, sonidos acústicos desde la sección de raíz de la pala.
- 55 11. Planta de energía eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 9 a 10 en la que cada pala comprende una pluralidad de sensores acústicos y preferentemente entre 10 y 50 sensores.
12. Planta de energía eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 9 a 11 en la que cada pala comprende filas de sensores acústicos conectados, por ejemplo entre 2 y 5 filas con aproximadamente 10 sensores en cada fila y en la que los sensores se separan preferentemente con una distancia de 3 metros o menos entre sí; opcionalmente en la que se extiende sustancialmente una fila desde la raíz de la pala a la punta de la pala; y
- 60 opcionalmente en la que se distribuye una fila en la zona del borde de salida y de ataque y el lado de succión y de presión, respectivamente.
- 65 13. Planta de energía eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 9 a 12 en la que dichos medios para el control son parte del sistema de control de la planta de energía eólica, por ejemplo, como un sistema de supervisión del estado y/o como una parte del sistema de control del rotor; opcionalmente en el que dicho sistema de

control del rotor cambia individualmente el paso de las palas en respuesta a dichos valores diferenciales entre las palas.

5 14. Planta de energía eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 9 a 13 en la que dicha planta comprende medios para la comparación entre todos los valores diferenciales.

10 15. Agrupación de plantas de energía eólica que comprende al menos dos plantas de energía eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 9 a 14; opcionalmente en la que las plantas de energía eólica se controlan mediante un sistema de control distribuido, por ejemplo un sistema SCADA.

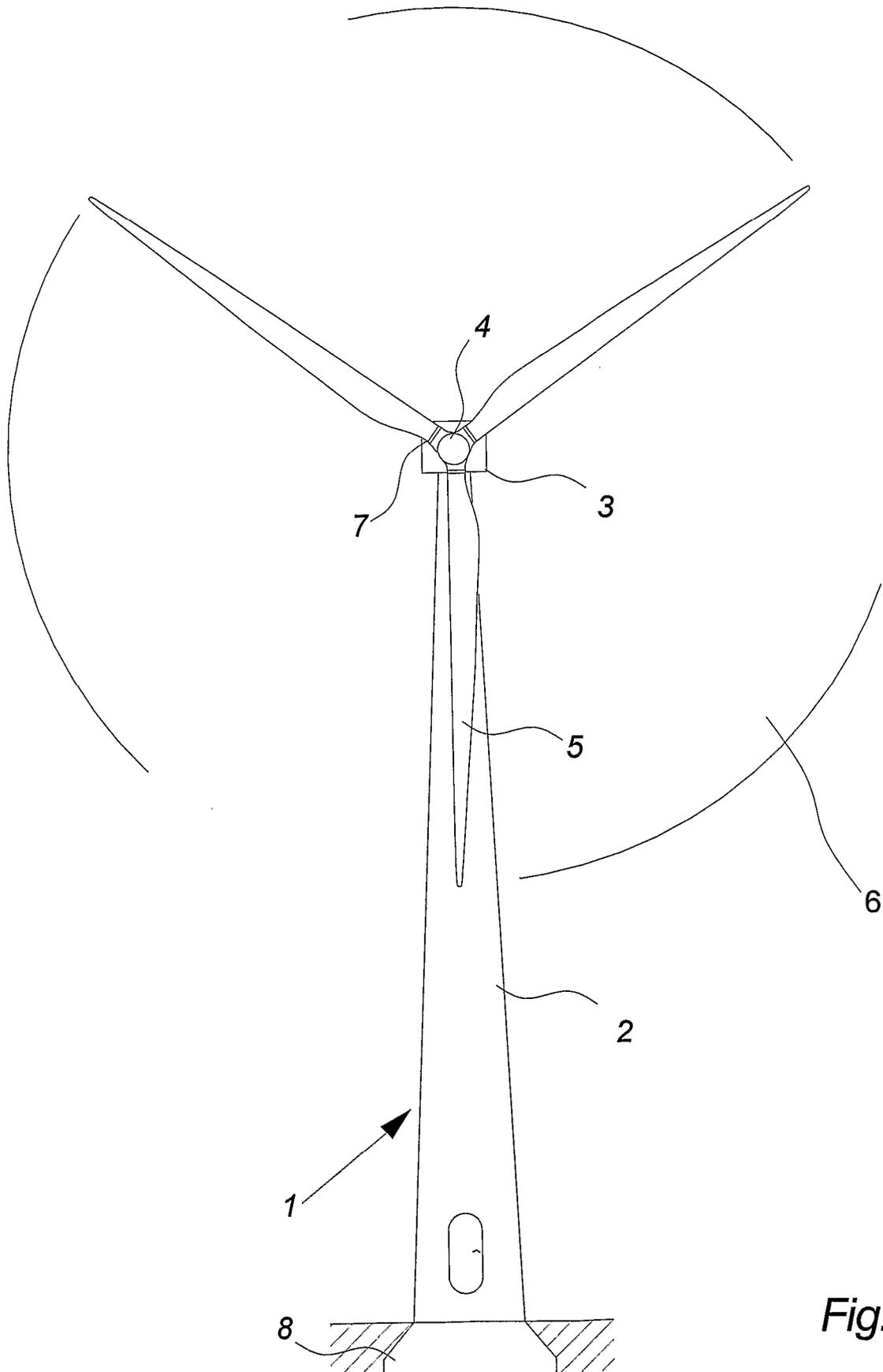


Fig. 1

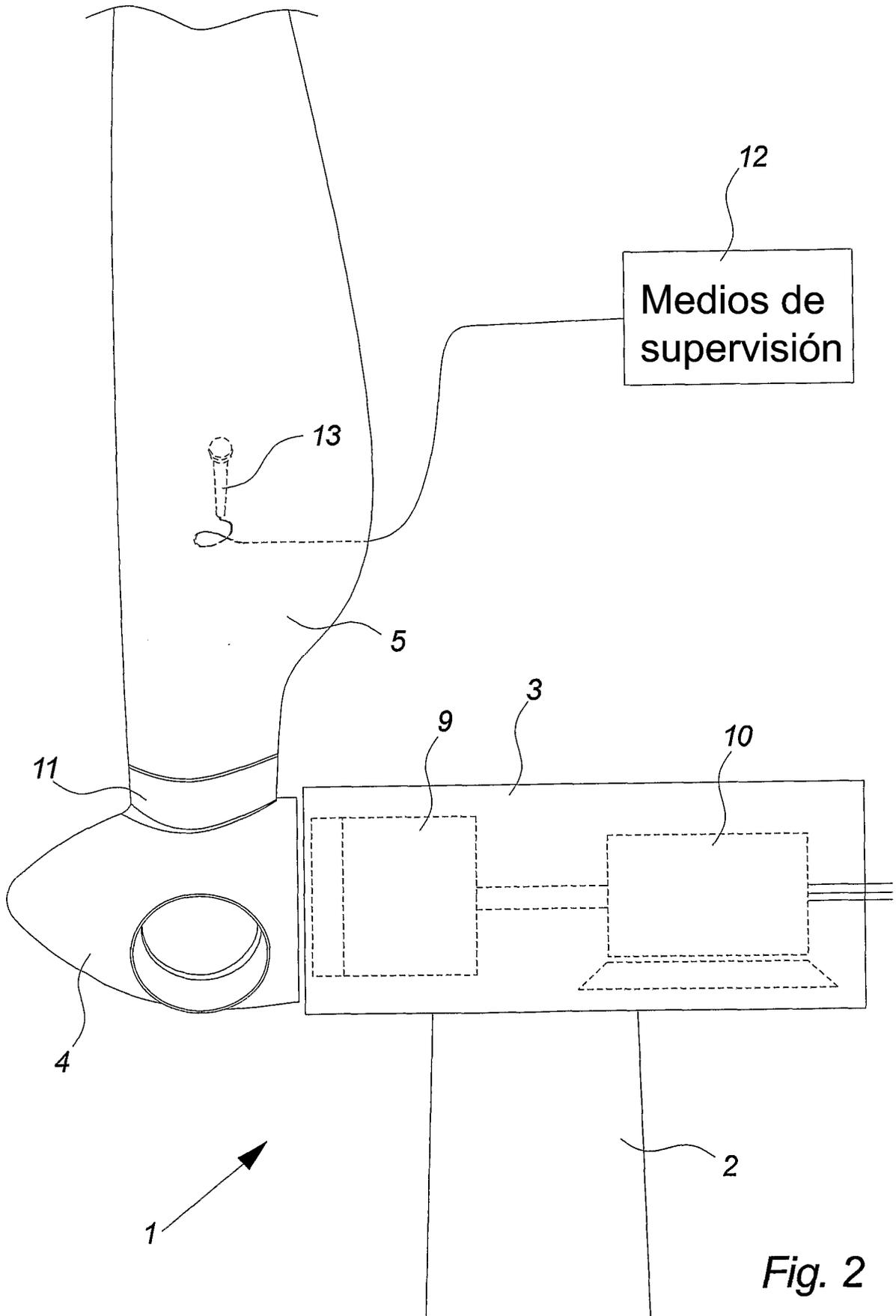


Fig. 2

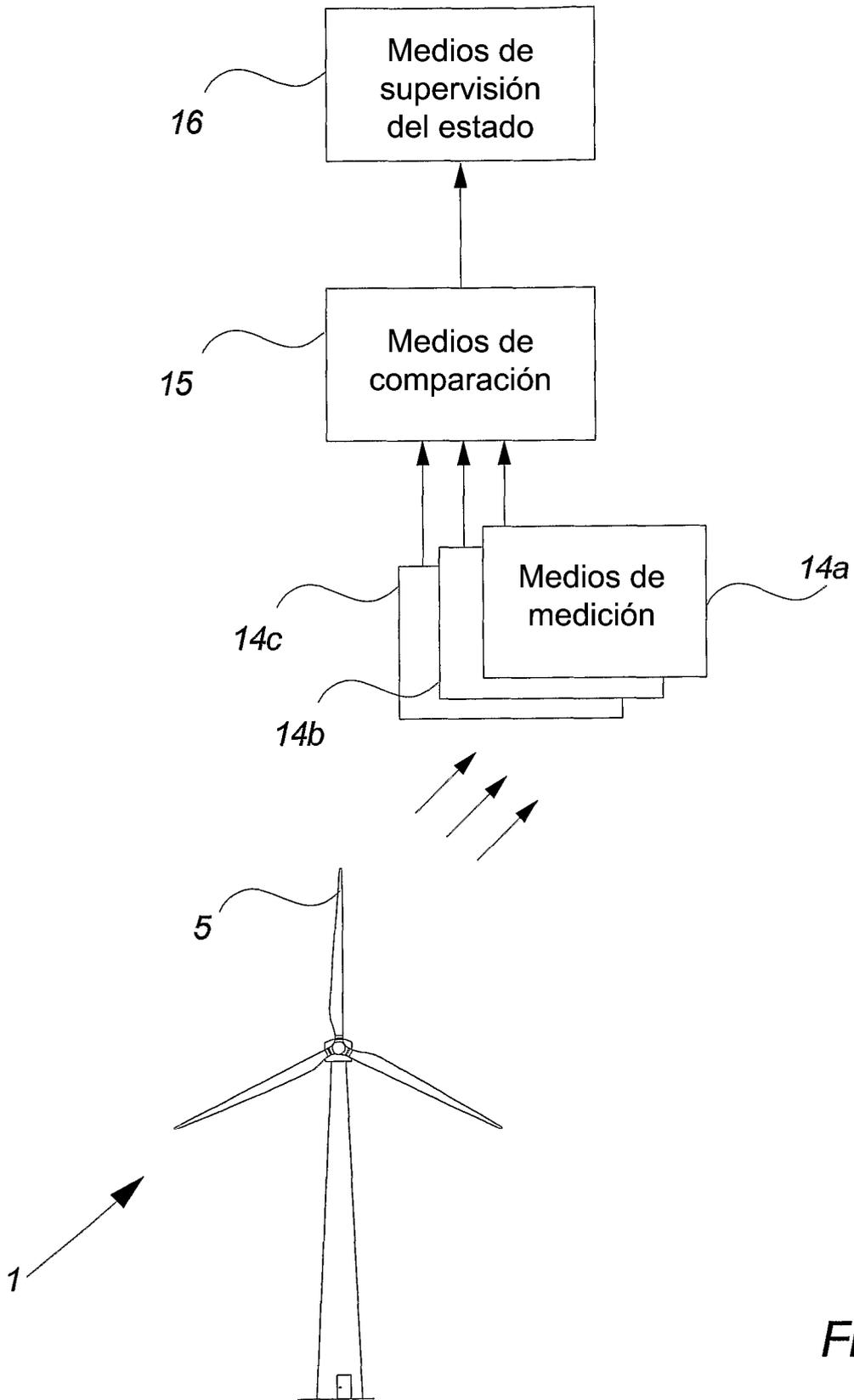


Fig. 3

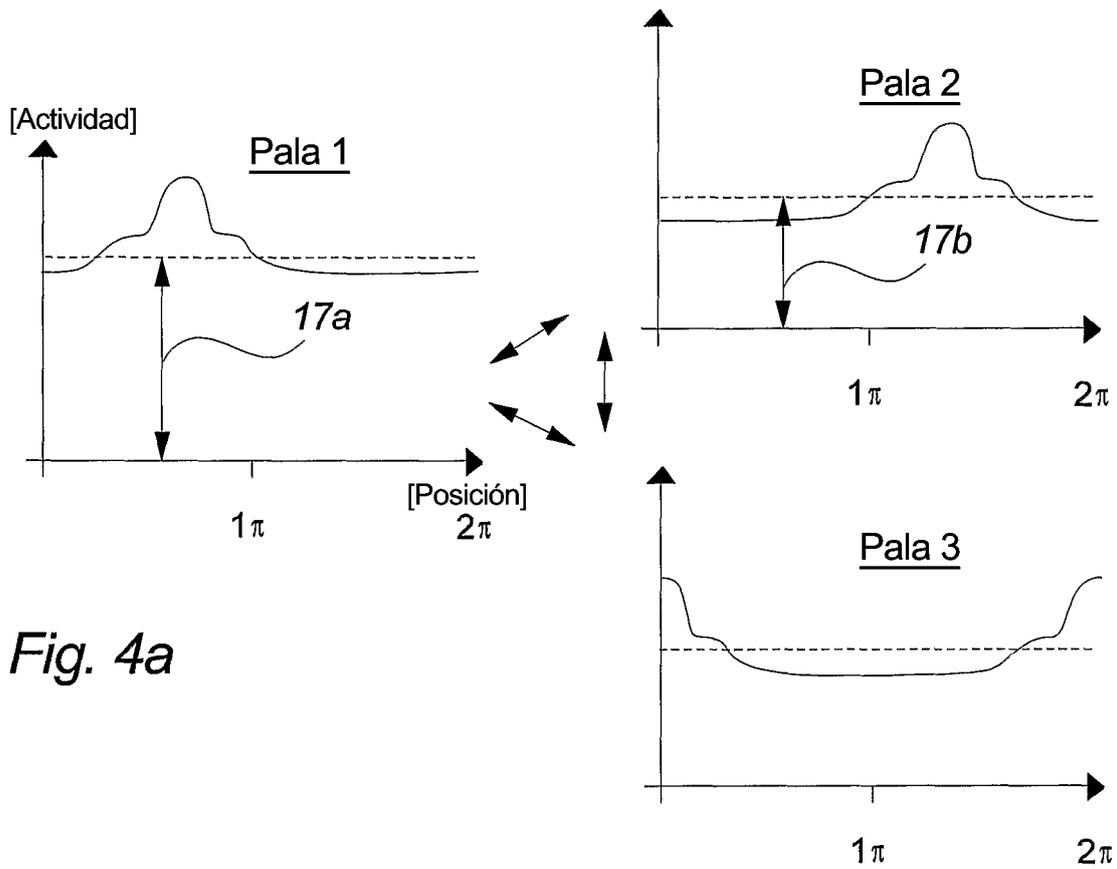


Fig. 4a

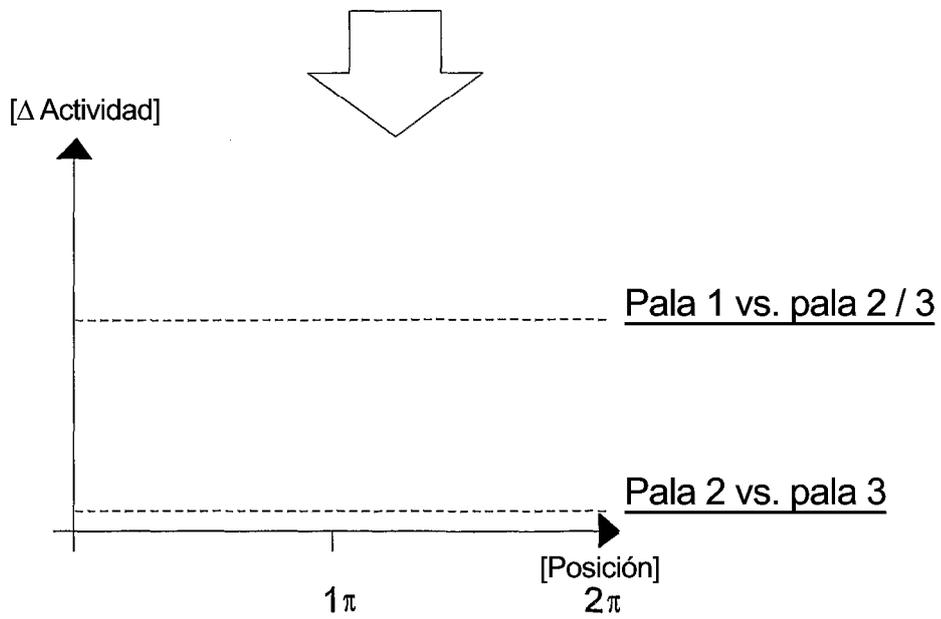


Fig. 4b

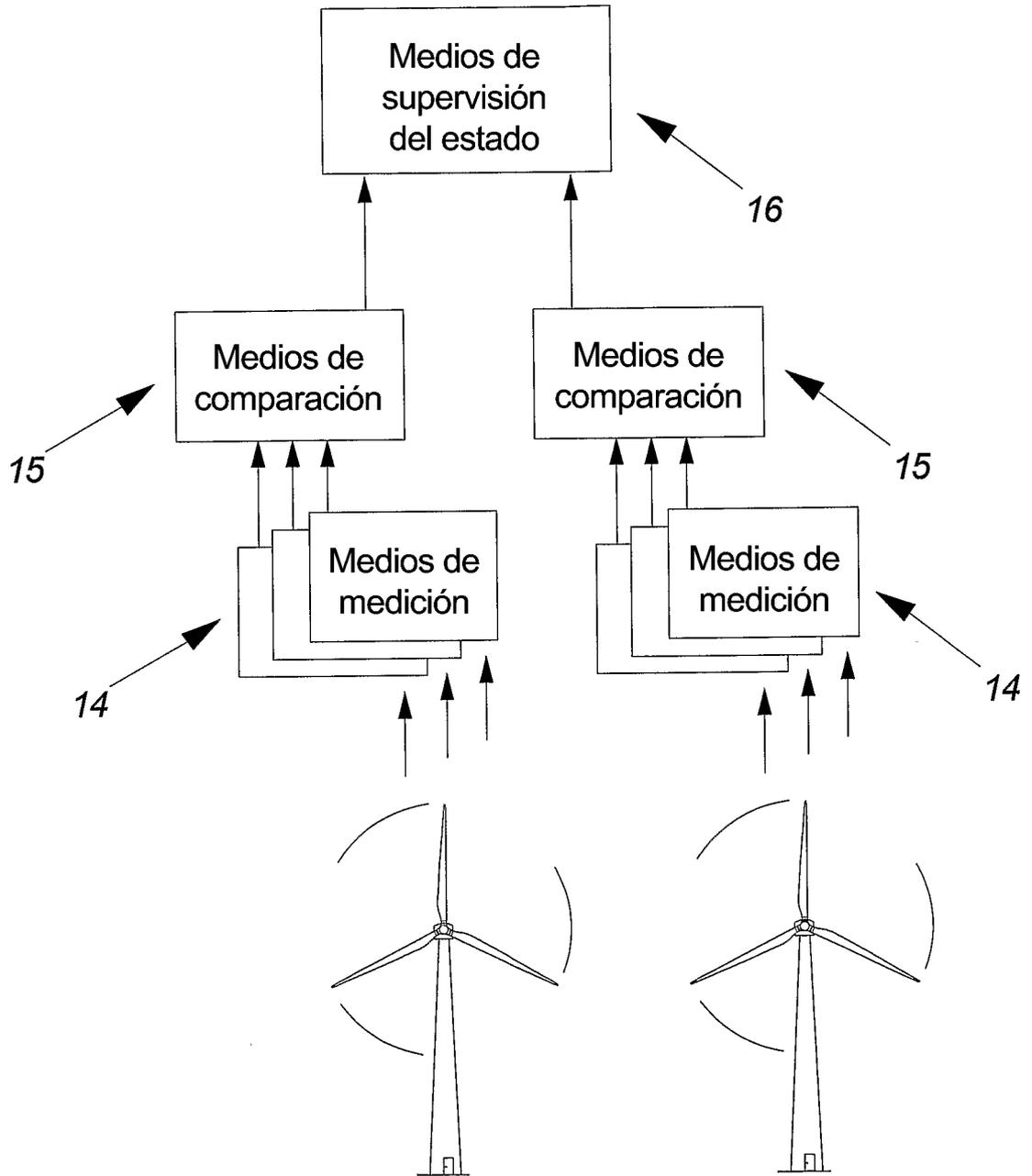


Fig. 5

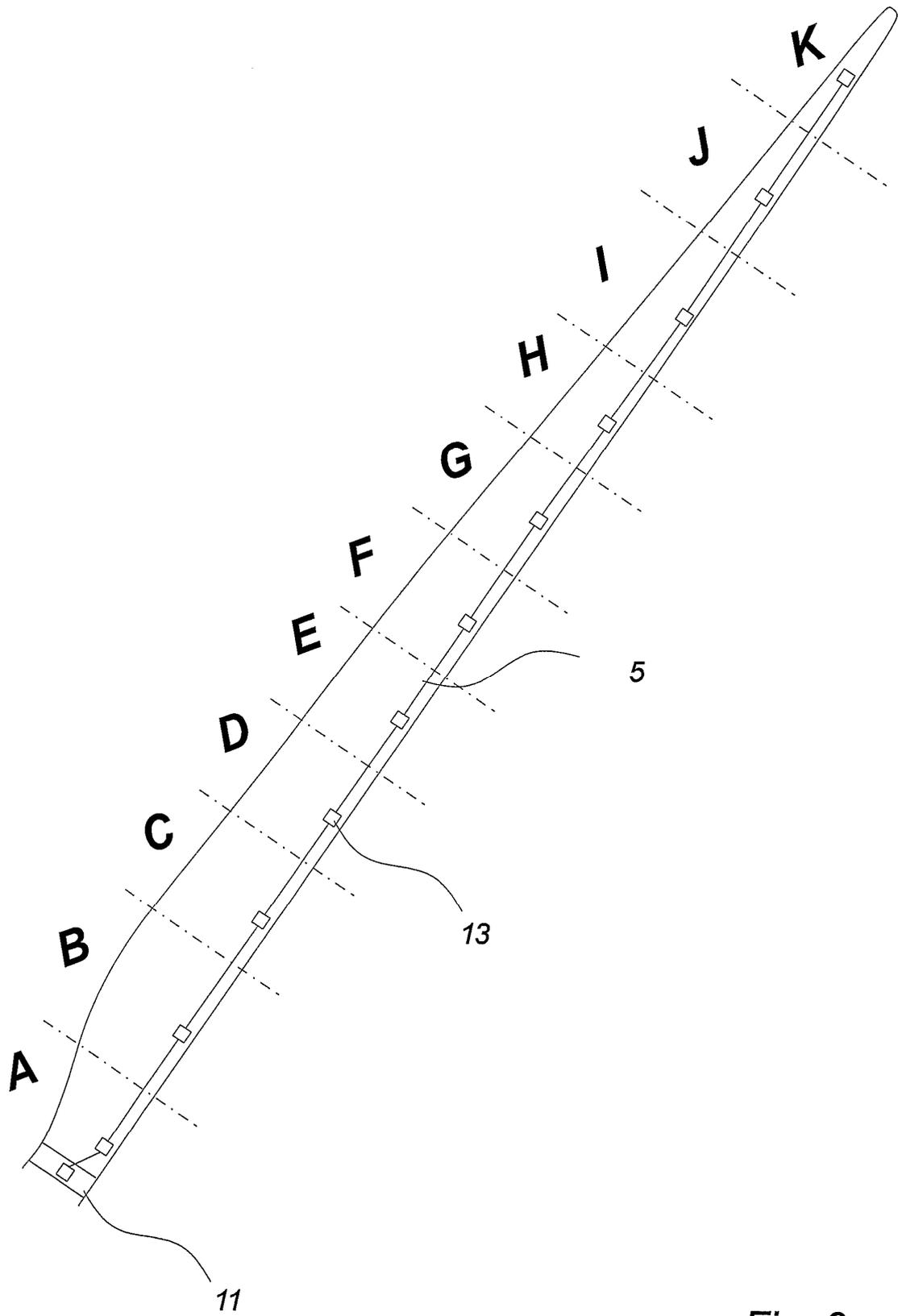


Fig. 6

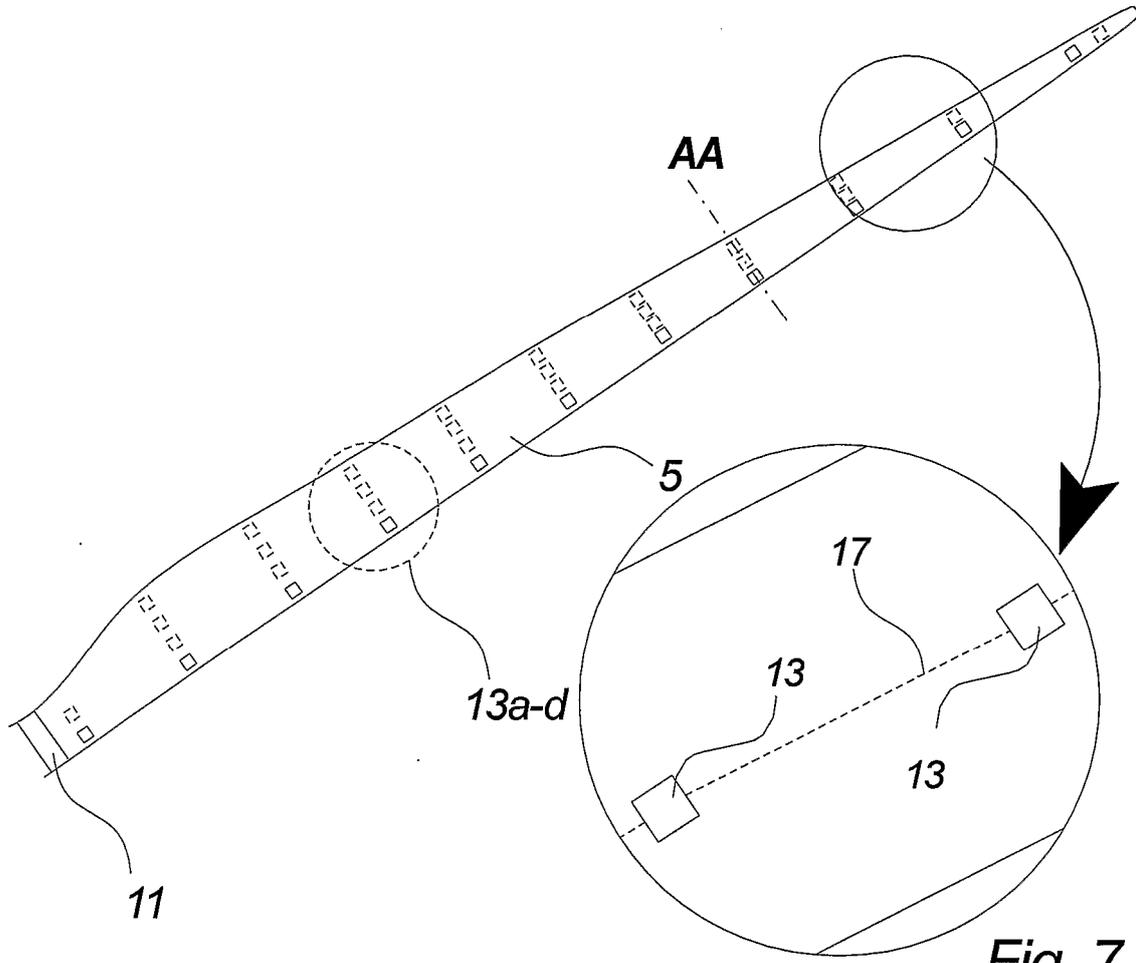


Fig. 7

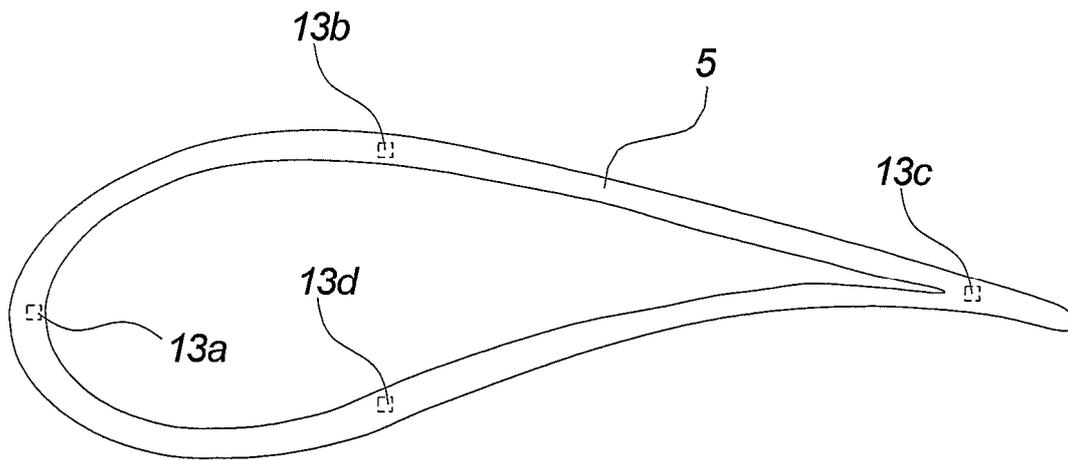


Fig. 8