

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 794 878**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **06.09.2017 PCT/DK2017/050282**

87 Fecha y número de publicación internacional: **15.03.2018 WO18046068**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **06.09.2017 E 17767724 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.05.2020 EP 3510278**

54 Título: **Predicción del ruido de turbinas eólicas**

30 Prioridad:

07.09.2016 DK PA201670687

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

19.11.2020

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

GUPTA, MRANAL;

YRJÖNEN, JANNE-PEKKA;

JOHANSEN, JAN;

NIELSEN, NIELS CHRISTIAN M.;

ANAHUA, EDGAR;

MADSEN, KAJ DAM y

DEMTRÖDER, JENS

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 794 878 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

Predicción del ruido de turbinas eólicas

5 **Campo Técnico**

La presente invención se refiere a la predicción del ruido producido por turbinas eólicas y, en particular, a la predicción del ruido tonal que se origina desde trenes de accionamiento de turbinas eólicas.

10 **Antecedentes**

La emisión de ruido procedente de turbinas eólicas es un problema muy conocido y ha sido objeto de numerosos trabajos. El procedimiento para medir el ruido acústico de turbinas eólicas se describe en la tercera edición de la norma internacional IEC 61400-11.

15 La emisión de ruido de una turbina eólica incluye tanto ruido mecánico como ruido aerodinámico. El ruido mecánico incluye ruido accionado por componentes dentro de la góndola, como el tren de accionamiento de turbina eólica. Este ruido puede irradiarse al ambiente directamente desde la superficie de componentes vibrantes (denominado ruido transmitido por aire) o puede irradiarse al ambiente por la torre de turbina eólica o palas cuando las vibraciones de componentes se conducen a través de la estructura de la turbina eólica (denominada ruido transmitido por estructura (SBN)). El ruido aerodinámico proviene de las palas de la turbina eólica e incluye, por ejemplo, ruido debido a la emisión de vórtices.

25 El espectro de ruido producido por una turbina eólica incluye tanto ruido de banda ancha como ruido a frecuencias distintas. El ruido a frecuencias distintas, conocido como ruido tonal, a menudo se percibe como más molesto para el entorno de turbina eólica y es más probable que sea objeto de quejas por ruido. Lamentablemente, es difícil predecir cuándo una turbina eólica producirá ruido tonal y cuándo el ruido tonal será audible para el entorno de turbina eólica, ya que esto puede depender de una amplia variedad de factores.

30 El tren de accionamiento de turbina eólica, que normalmente incluye una caja de engranajes y/o un generador, se conoce por ser un accionador significativo de ruido tonal producido por una turbina eólica. Sin embargo, debido a los problemas mencionados anteriormente, es difícil predecir cuándo y cuánto ruido tonal se producirá, y cuándo será audible el ruido tonal, cuando el tren de accionamiento se despliegue en una turbina eólica.

35 El documento WO 2010/037387 A2 describe un método para controlar la emisión de ruido de un parque eólico que comprende una pluralidad de turbinas eólicas.

40 Un objeto de la presente invención es, por tanto, proporcionar un método de predicción de ruido tonal producido por una turbina eólica y, en particular, para predecir el ruido tonal procedente de un tren de accionamiento de turbina eólica.

Sumario de la invención

45 La invención se define en las reivindicaciones independientes a las que ahora debe hacerse referencia. Las características preferidas se detallan en las reivindicaciones dependientes.

Según un primer aspecto de la presente invención, se proporciona un método para predecir el ruido tonal producido por una turbina eólica. El método comprende adquirir un primer conjunto de datos de vibración, proviniendo el primer conjunto de datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración situados en diferentes ubicaciones alrededor de un tren de accionamiento de turbina eólica cuando el tren de accionamiento de turbina eólica está sometido a prueba en una instalación de prueba; adquirir un segundo conjunto de datos de vibración, proviniendo el segundo conjunto de datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración situados en diferentes ubicaciones alrededor del mismo tren de accionamiento de turbina eólica o de uno similar cuando se ubica en una turbina eólica; adquirir datos de ruido, incluyendo el ruido tonal producido por la turbina eólica; identificar un sensor de vibración de interés usando datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido; determinar, para el sensor identificado, una primera relación entre datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y el segundo conjunto de datos de vibración; y determinar, para el sensor de vibración identificado, una segunda relación entre el primer conjunto de datos de vibración y el ruido tonal producido por una turbina eólica basándose en la primera relación.

60 La etapa de identificar un sensor de vibración de interés usando datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido puede comprender identificar un sensor de vibración para el cual los datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración se correlacionan con el ruido tonal en los datos de ruido. Sin embargo, puede emplearse cualquier método para determinar un sensor de vibración con una salida que se relaciona con datos de ruido de una forma predecible. Este puede ser generalmente el caso en que se identifican sensores de vibración cuando se describe en el presente documento.

En algunas realizaciones, el método comprende, además, determinar criterios predeterminados basándose en la segunda relación y un nivel de ruido predeterminado. Los criterios predeterminados pueden ser criterios cumplidos por los datos de sensor que indican cuándo se está produciendo ruido tonal más allá de un nivel determinado. Los criterios predeterminados pueden, por ejemplo, ser un nivel umbral, tal como un nivel de vibración, basándose en la segunda relación y un nivel de ruido predeterminado. Sin embargo, los criterios predeterminados, por ejemplo, el nivel umbral, no tienen por qué ser un nivel de vibración específico para cada sensor. Alternativamente, un nivel de ruido tonal puede calcularse a partir de niveles de vibración de sensores identificados, y puede determinarse si esto cumple los criterios predeterminados, como pasar el umbral. Los criterios pueden ser un nivel de ruido atonal. El método también puede comprender adquirir de un tercer conjunto de datos de vibración, proviniendo el tercer conjunto de datos de vibración de datos de una pluralidad de sensores de vibración situados en diferentes lugares alrededor de un segundo tren de accionamiento de turbina eólica cuando el segundo tren de accionamiento de turbina eólica está sometiéndose a prueba en una instalación de prueba. El método, entonces, puede comprender además determinar si datos de vibración del tercer conjunto de datos de vibración cumplen con unos criterios predeterminados, como superar un nivel de vibración umbral, predecir un nivel de ruido tonal producido por una turbina eólica usando el tercer conjunto de datos de vibración y la segunda relación, y/o predecir uno o más parámetros de funcionamiento de turbina eólica para los que una turbina eólica producirá ruido tonal usando el tercer conjunto de datos de vibración y la segunda relación.

Determinar una relación entre los datos de vibración de tren de accionamiento adquiridos durante la prueba en una instalación de prueba y el ruido tonal producido por una turbina eólica permite predecir si, en qué medida y en qué condiciones, otro tren de accionamiento que se someterá a prueba en el futuro producirá ruido tonal cuando se despliegue en una turbina eólica, sin tener que desplegar realmente el tren de accionamiento que está sometiéndose a prueba en una turbina eólica. Por ejemplo, la relación puede determinarse usando un tren de accionamiento prototipo, y luego pueden hacerse predicciones a partir de los resultados de prueba en trenes de accionamiento en serie. Si se predice que una turbina eólica que incorpora el tren de accionamiento que está sometiéndose a prueba en la instalación de prueba producirá ruido tonal cuando se hace funcionar con parámetros de funcionamiento particulares, o dentro de una región determinada de parámetros de funcionamiento, tales parámetros o regiones de funcionamiento pueden evitarse una vez que el tren de accionamiento se despliegue sin tener que realizar pruebas exhaustivas en el campo o esperar a que se queje el entorno de la turbina eólica.

Además, la capacidad de predecir el ruido tonal basándose en mediciones de la instalación de prueba puede usarse para implementar pruebas de aceptación de fábrica mejoradas y mejorar la toma de decisiones en el despliegue del tren de accionamiento. Por ejemplo, diferentes países estipulan diferentes niveles aceptables de ruido tonal. Basándose en el nivel previsto de ruido tonal que se producirá por una turbina eólica que incorpora el tren de accionamiento en cuestión, y los niveles estipulados por diferentes países, puede tomarse una decisión sobre dónde desplegar el tren de accionamiento. Como otro ejemplo, si se requiere un tren de accionamiento para una planta de energía eólica con requisitos particulares, ya sea por la posición del entorno de las turbinas eólicas o por condiciones de viento particulares, puede desplegarse un tren de accionamiento que se prediga que cumpla esos requisitos. Como tales, los trenes de accionamiento pueden clasificarse o según los criterios para proyectos o mercados específicos basándose en los resultados de prueba, basándose en la tonalidad calculada del componente, por ejemplo, usando un criterio definido como crítico para la tonalidad (CTT).

En algunas realizaciones, el método comprende además adquirir un conjunto de datos de parámetros de funcionamiento que representen parámetros de funcionamiento de la instalación de prueba cuando el tren de accionamiento de turbina eólica está sometiéndose a prueba en la instalación de prueba. Los datos del parámetro de funcionamiento que representan parámetros de funcionamiento de la instalación de prueba pueden incluir uno o más de RPM, par y potencia.

La adquisición de datos de parámetros de funcionamiento permite que la vibración del tren de accionamiento en la instalación de prueba se caracterice más completamente. Por ejemplo, pueden combinarse datos de vibración y datos de parámetros de funcionamiento para que la vibración del tren de accionamiento pueda estudiarse en áreas operacionales particulares que puedan ser de interés, y la relación entre datos de vibración de los conjuntos primero y segundo de datos de vibración puede determinarse para áreas operacionales particulares.

El primer conjunto de datos de vibración puede incluir datos de vibración capturados durante uno o más períodos previstos de par constantes. Los períodos previstos de par constantes proporcionan datos de vibración para un amplio rango de parámetros de funcionamiento de tren de accionamiento y, por lo tanto, permiten que la vibración del tren de accionamiento se caracterice para un amplio rango de parámetros de funcionamiento de tren de accionamiento.

El método puede comprender además adquirir datos de ruido de uno o más micrófonos configurados para capturar el ruido producido por la instalación de prueba cuando el tren de accionamiento esté sometiéndose a prueba en la instalación de prueba. Tales mediciones de ruido pueden ser útiles cuando se ha observado o se espera que se produzca la tonalidad transportada por aire, es decir, el ruido tonal irradiado directamente desde componentes vibrantes como el tren de accionamiento, a diferencia del ruido tonal accionado por la vibración de componentes como el tren de accionamiento, pero que se irradia al ambiente por las palas de la torre.

5 El método puede comprender además adquirir un conjunto de datos de parámetros de funcionamiento que representen parámetros de funcionamiento de la turbina eólica. Los datos del parámetro de funcionamiento que representan parámetros de funcionamiento de la turbina eólica comprenden uno o más de RPM, par, potencia, ángulo de paso de pala, ángulo de guiñada, velocidad de viento y dirección de viento.

10 La adquisición de datos de parámetro de funcionamiento permite caracterizar más completamente la vibración del tren de accionamiento en la turbina eólica y el ruido producido por la turbina eólica. Por ejemplo, los datos de ruido y/o vibración pueden combinarse con los datos de parámetro de funcionamiento para que la vibración del tren de accionamiento y/o el ruido producido pueda estudiarse en áreas operacionales particulares que puedan ser de interés, y pueden identificarse sensores de vibración basándose en una correlación entre datos de vibración y datos de ruido en áreas o regiones operacionales particulares de interés.

15 Los datos de ruido que incluyen ruido tonal producido por la turbina eólica y el segundo conjunto de datos de vibración comprenden datos capturados durante la prueba de la turbina eólica. La prueba puede incluir uno o más períodos previstos de par constantes de la turbina eólica. Adicional o alternativamente, los datos de ruido que incluyen ruido tonal producido por la turbina eólica y el segundo conjunto de datos de vibración pueden comprender datos capturados durante un funcionamiento normal de la turbina eólica.

20 La captura de datos durante la prueba de la turbina eólica proporciona datos de vibración y ruido para un amplio rango de parámetros de funcionamiento y, por lo tanto, permite que la vibración del tren de accionamiento y el ruido producido por la turbina eólica se caracterice para un amplio rango de parámetros de funcionamiento. La captura de datos de vibración y ruido durante un funcionamiento normal de la turbina eólica permite que se identifiquen áreas críticas de funcionamiento de turbina eólica normal, donde se produce ruido tonal, y puede mejorar la precisión de la relación determinada entre vibración del tren de accionamiento en la instalación de prueba y la producción de ruido tonal por la turbina eólica. En algunas realizaciones, los datos de vibración y ruido se capturan tanto durante un funcionamiento normal de la turbina como durante una prueba para proporcionar las ventajas de ambos.

30 Los datos de ruido pueden comprender datos capturados por uno o más micrófonos situados alrededor de la góndola de la turbina eólica. Estos datos son útiles cuando puede producirse tonalidad transportada por aire, es decir, ruido tonal irradiado directamente desde superficies de componentes vibrantes como el tren de accionamiento, a diferencia de ruido tonal accionado por la vibración de componentes como el tren de accionamiento, pero irradiado al ambiente por las palas de la torre. Tener estos datos puede permitir que la segunda relación prediga la tonalidad transportada por aire a partir de datos de vibración de la instalación de prueba.

35 Cuando los datos de ruido comprenden datos capturados por uno o más micrófonos situados alrededor de la góndola de la turbina eólica, y cuando los datos de ruido se han adquirido a partir de uno o más micrófonos configurados para capturar el ruido producido por la instalación de prueba cuando el tren de accionamiento se está sometiendo a prueba en la instalación de prueba, el método puede comprender, además, determinar una relación entre tales datos de ruido. Esto puede permitir una predicción mejorada de la tonalidad transportada por aire a partir de datos de la instalación de prueba.

45 Al menos uno de la pluralidad de sensores de vibración asociados con el segundo conjunto de datos de vibración puede asociarse con un sistema de monitorización de condiciones (CMS) asociado a la turbina eólica. El uso de sensores de vibración de CMS preexistentes reduce la necesidad de instalar nuevos sensores de vibración para implementar la presente invención.

50 El método puede comprender además identificar una región de interés en los datos de ruido, siendo la región de interés candidata para contener el ruido tonal producido por la turbina eólica. La identificación del sensor de vibración puede comprender identificar un sensor de vibración basándose en los datos de ruido en la región de interés. En particular, la identificación de un sensor de vibración para el que los datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés. La identificación de la región de interés puede comprender determinar una variación de niveles de ruido detectados en los datos de ruido indicativos de ruido tonal.

55 Los datos del nivel de vibración no se correlacionan bien generalmente con datos de ruido que representan ruido audible alejándose de la turbina. Esto se debe en parte a que la relación entre vibración y ruido audible es muy compleja. Además de múltiples fuentes primarias de vibración, existen fuentes secundarias de vibración que están accionándose por fuentes primarias, y fuentes terciarias que se accionan por fuentes secundarias, etc. Las fuentes no primarias pueden, en algunos casos, ser más significativas, especialmente si la frecuencia de accionamiento corresponde a una frecuencia resonante de la fuente que se está accionando. Adicionalmente, el grado en que las vibraciones procedentes de diferentes fuentes y diferentes frecuencias serán irradiadas al ambiente a medida que el ruido varía significativamente, al igual que la dirección de propagación. Además, la forma en que se irradia el sonido puede variar significativamente dependiendo de los parámetros de funcionamiento de la turbina eólica, como las RPM, la velocidad de viento y la dirección de viento.

65 Sin embargo, los niveles de vibración pueden correlacionarse bien con los niveles de ruido audible en regiones

relativamente estrechas de los datos de ruido, especialmente donde el ruido incluye frecuencias distintas que sobresalen del ruido de banda ancha. Por tanto, identificando una región de interés en los datos de ruido que puede corresponder al ruido tonal, y correlacionando ruido y vibración específicamente en esta región de interés, es posible usar un nivel de vibración en un canal de sensor de vibración particular como predictor para ruido tonal.

El método podrá comprender, además, determinar un conjunto de parámetros de funcionamiento de turbina eólica correspondientes a la región de interés. Determinar, para el sensor de vibración identificado, la primera relación entre datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración puede comprender determinar la primera relación para los parámetros de funcionamiento de turbina eólica correspondientes a la región de interés.

Como se explicó anteriormente, la correlación entre vibración y ruido producido por la turbina eólica puede ser la mejor en las regiones relativamente estrechas de interés de los datos. Determinar la relación entre la vibración del tren de accionamiento en la instalación de prueba y la vibración del tren de accionamiento en la turbina eólica, que a su vez se usa para determinar la relación entre la vibración del tren de accionamiento en la instalación de prueba y el ruido tonal producido por la turbina eólica, para un rango relativamente estrecho de parámetros de funcionamiento puede dar como resultado mejores predicciones de ruido tonal.

Determinar, para el sensor de vibración identificado, una segunda relación entre el primer conjunto de datos de vibración y el ruido tonal producido por una turbina eólica basándose en la primera relación puede comprender además determinar una relación entre datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido. En algunas realizaciones, los datos de ruido comprenden los datos de ruido capturados durante el funcionamiento normal de la turbina eólica y los datos de ruido capturados durante la prueba de la turbina eólica, y el método puede comprender, además, determinar una relación entre datos de ruido capturados durante el funcionamiento normal y datos de ruido capturados durante la prueba.

El método puede comprender, además, identificar uno o más sensores de vibración adicionales de interés usando datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido. En particular, los uno o más sensores de vibración adicionales pueden ser sensores para los que los datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración se correlacionan con el ruido tonal dentro de los datos de ruido. Los datos de vibración de los sensores de vibración identificados pueden correlacionarse con los datos de ruido para diferentes parámetros de funcionamiento de turbina eólica. La primera relación puede incluir una suma ponderada de los datos de vibración del sensor de vibración identificado y los datos de vibración de los uno o más sensores de vibración identificados adicionales. La segunda relación puede incluir una suma ponderada de datos de vibración del sensor de vibración identificado y datos de vibración de los uno o más sensores de vibración identificados adicionales. Las ponderaciones usadas en la suma ponderada pueden basarse en la fuerza de las correlaciones entre el segundo conjunto de datos de vibración y el ruido tonal en los datos de ruido.

La identificación de sensores de vibración múltiples puede resultar ventajosa cuando las vibraciones en múltiples ubicaciones alrededor del tren de accionamiento contribuyen al ruido tonal a aproximadamente la misma frecuencia, donde el ruido tonal se observa a múltiples frecuencias diferentes para un solo conjunto de parámetros de funcionamiento de turbina eólica, o donde se observa ruido tonal a diferentes parámetros de funcionamiento de turbina eólica, ya que puede permitir una caracterización más precisa y completa del ruido tonal producido por la turbina eólica. Tomar una suma ponderada puede describir mejor las formas de los modos responsables para el ruido tonal. En particular, las fuerzas de las correlaciones dan una indicación de los modos y formas de modos que son más dominantes y responsables para la tonalidad y también pueden proporcionar una indicación de las vías de transferencia dominantes. El uso de ponderaciones basándose en las fuerzas de las correlaciones permite, por tanto, incorporar esta información a los resultados, y modificar el funcionamiento de la turbina eólica para tener esto en cuenta.

Cuando se hayan identificado uno o más sensores de vibración adicionales, el método puede comprender además determinar, para cada uno de los respectivos uno o más sensores de vibración adicionales, una primera relación respectiva entre los datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y los datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración; y determinar, para cada uno de los uno o más respectivos sensores de vibración adicionales, una segunda relación respectiva entre el primer conjunto de datos de vibración y ruido tonal producido por una turbina eólica basándose en la primera relación respectiva.

El método puede comprender además determinar, para cada uno de los uno más sensores de vibración adicionales, criterios predeterminados, como un nivel de vibración umbral, basándose en la segunda relación respectiva y un nivel de ruido predeterminado.

La ubicación de al menos uno de la pluralidad de sensores de vibración asociados con el primer conjunto de datos de vibración puede corresponder a la ubicación de al menos uno de la pluralidad de sensores de vibración asociados con el segundo conjunto de datos de vibración. Posicionar los sensores de vibración en una ubicación correspondiente simplifica la determinación de relaciones entre los datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y los datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración.

También se proporciona un sistema informático que comprende uno o más ordenadores configurados para implementar el método de predicción de ruido tonal producido por una turbina eólica.

- 5 También se proporciona un programa informático que cuando se ejecuta en un dispositivo informático provoca que se lleve a cabo el método de predicción de ruido tonal producido por una turbina eólica.

Breve descripción de los dibujos

- 10 Ahora se describirán con más detalle ejemplos de la invención con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1A ilustra una turbina eólica moderna grande;

- 15 la figura 1B ilustra una sección transversal simplificada de una góndola de turbina eólica, tal como se ve desde el lado;

la figura 2 es un diagrama esquemático de una instalación de prueba para un tren de accionamiento de turbina eólica;

la figura 3 ilustra una turbina eólica moderna grande y un micrófono para capturar ruido producido por la turbina eólica;

- 20 la figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un método de predicción de ruido tonal producido por una turbina eólica, según un aspecto de la presente invención; y

la figura 5 ilustra datos de ruido a modo de ejemplo y un método para identificar una región de interés en los datos de ruido.

25

Descripción detallada de realizaciones preferidas

- La figura 1A ilustra una turbina eólica moderna grande 10 tal como se conoce en la técnica, que comprende una torre 11 y una góndola de turbina eólica 13 situada en la parte superior de la torre. Las palas de turbina eólica 15 de un rotor de turbina 12 están montadas en un buje común 14 que está conectado a la góndola 13 a través del árbol de baja velocidad que se extiende hacia fuera de la parte frontal de góndola. Las palas de turbina eólica 15 del rotor de turbina 12 están conectadas al buje 14 a través del cojinete de ajuste de paso 16, habilitando que las palas roten alrededor de su eje longitudinal. El ángulo de paso de las palas 15 puede controlarse mediante actuadores lineales, motores paso a paso u otros medios para hacer rotar las palas. La turbina eólica ilustrada 10 tiene tres palas de turbina 15, pero se apreciará que la turbina eólica podría tener otro número de palas como una, dos, cuatro, cinco o más.

- La figura 1B ilustra una sección transversal simplificada de una góndola de ejemplo 13 de una turbina eólica 10, tal como se ve desde el lado. La góndola 13 existe en una multitud de variaciones y configuraciones, pero en la mayoría de los casos comprende uno o más de los siguientes componentes: una caja de engranajes 130, un acoplamiento (no mostrado), algún tipo de sistema de frenado 131 y un generador 132. Una góndola también puede incluir un convertidor 133 (también denominado inversor) y equipos periféricos adicionales tales como equipos adicionales de manipulación energía, gabinetes de control, sistemas hidráulicos, sistemas de enfriamiento y más.

- Se entenderá que el término "tren de accionamiento" se refiere a uno o más de los componentes dentro de la góndola 13 que están acoplados al rotor de turbina 12. El tren de accionamiento normalmente incluye una caja de engranajes 130 y/o un generador 132, y puede incluir de manera adicional otros componentes como un sistema de frenado 131.

- La figura 2 es un diagrama esquemático que ilustra una instalación de prueba 20 para someter a prueba un tren de accionamiento de turbina eólica 23. El tren de accionamiento 23 mostrado en la figura 2 incluye una caja de engranajes 230 acoplada al generador 233 a través de un árbol de alta velocidad 236, pero se apreciará que el tren de accionamiento puede incluir solo una caja de engranajes 230, solo un generador 233 o componentes adicionales no mostrados en la figura 2. La instalación de prueba 20 puede usarse para realizar diversas pruebas en un tren de accionamiento de turbina eólica 23 con el fin de determinar las características del tren de accionamiento 23, para el diagnóstico, para el aseguramiento de calidad y/o para el fin de pruebas de aceptación en fábrica en línea. Las instalaciones de prueba como la instalación de prueba 20 pueden ubicarse en instalaciones de pruebas dedicadas, fábricas o en cualquier otro lugar.

- La instalación de prueba del tren de accionamiento de turbina eólica 20 incluye un motor 21 para entregar par a la caja de engranajes 230 a través de un árbol de baja velocidad 234. El motor 21 recibe potencia a través de un controlador de motor 22 de manera que el par entregado a la caja de engranajes 230 puede variarse. Se apreciará que el motor 21 emula el rotor de turbina de una turbina eólica, como el rotor de turbina 12 de turbina eólica 10 descrito anteriormente con referencia a las figuras 1A y 1B. La salida de la caja de engranajes 230 se acopla al generador 233 a través del árbol de alta velocidad 236.

- Debe apreciarse que la instalación de prueba 20 mostrada en la figura 2 está simplificada para su ilustración, y también que otras configuraciones de la instalación de prueba son conocidas y adecuadas para implementar la presente

invención. Por ejemplo, aunque la instalación de prueba 20 incluye un generador 233 acoplado a la caja de engranajes 230, no tiene por qué ser así, y la instalación de prueba 20 puede incluir elementos adicionales o alternativos no mostrados en la figura 2. Es deseable que la instalación de prueba emule las características de una turbina eólica real, por lo que la instalación de prueba 20 puede incluir otros elementos de una góndola de turbina eólica, como la góndola 13 descrita anteriormente con referencia a la figura 1B.

Son posibles otros ejemplos de instalaciones de prueba. Las cajas de engranajes o los trenes de accionamiento podrán someterse a prueba en instalaciones de prueba "espalda con espalda" donde dos cajas de engranajes se disponen con el lado de baja velocidad orientándose uno hacia el otro. Las instalaciones de prueba pueden ser mecánicas o eléctricas. En una instalación de prueba eléctrica, los árboles de alta velocidad de ambas cajas de engranajes se conectan mediante acoplamiento y/o árboles a los generadores situados a ambos lados de la instalación de prueba. Los generadores pueden controlarse de manera que ya sea en modo motor o generador, lo que permite cambiar la caja de engranajes sometida a prueba (conectada al motor) durante la prueba sin desconectar mecánicamente ningún componente. En disposiciones mecánicas espalda con espalda, ambas cajas de engranajes pueden estar conectadas mecánicamente desde el lado de baja velocidad como en las disposiciones eléctricas. Sin embargo, en instalaciones de prueba mecánicas espalda con espalda, los piñones de alta velocidad de las cajas de engranajes pueden conectarse entre sí mediante una serie de cajas de engranajes de aumento/disminución de velocidad (diferentes a las cajas de engranajes sometidas a prueba) y árboles que forman un bucle mecánico cerrado. El motor de accionamiento conectado al bucle cerrado alimenta, entonces, la disposición con pérdidas mecánicas provocadas por toda la disposición de pruebas. De esta manera, se someten a prueba dos cajas de engranajes una tras otra simplemente conmutando la dirección de corriente.

Según realizaciones de la presente invención, los sensores de vibración 235a, 235b, 235c se posicionan en diferentes ubicaciones alrededor del tren de accionamiento 23 para capturar datos de vibración representativos de los niveles de vibración en las respectivas posiciones durante la prueba. Los sensores de vibración 235a, 235b, 235c comunican datos de vibración a uno o más ordenadores 24, por ejemplo, a través de una interfaz 25, tal como se conoce en la técnica.

Los sensores de vibración 235a, 235b, 235c son acelerómetros, galgas extensiométricas u otros sensores conocidos en la técnica que son adecuados para medir niveles de vibración. Debe apreciarse que, aunque la figura 2 muestra tres sensores de vibración 235a, 235b, 235c, esto es simplemente para facilitar la ilustración, y puede usarse cualquier número de sensores de vibración. Habrá normalmente muchos más de tres sensores de vibración, quizás alrededor de noventa, situados en diferentes lugares alrededor del tren de accionamiento 23.

El ordenador 24 también puede recibir datos que representan parámetros de funcionamiento del tren de accionamiento 23, como uno o más del par entregado a la caja de engranajes 230 por el motor 21 a través del árbol de baja velocidad 234, las RPM del árbol de baja velocidad 234, las RPM del árbol de alta velocidad 236 y la potencia desarrollada por el generador 233. Tales datos pueden capturarse por sensores adecuados, como se conoce en la técnica. Los datos del parámetro de funcionamiento pueden sincronizarse en el tiempo con los datos de vibración para que los datos de los diversos canales de sensores puedan compararse y combinarse fácilmente.

Opcionalmente, uno o más micrófonos 26 están situados en diferentes ubicaciones que rodean la instalación de prueba 20 para capturar datos de ruido y comunicarlos a los uno o más ordenadores 24 para su análisis. La obtención de tales datos de ruido puede ser ventajosa si se ha observado o se sospecha una tonalidad transportada por aire. Los datos de ruido pueden sincronizarse en el tiempo con los datos de vibración y los datos de parámetros de funcionamiento, de modo que los datos desde los diversos canales de sensores puedan compararse y combinarse fácilmente.

Por lo tanto, el ordenador 24 adquiere datos de vibración y, opcionalmente, adquiere datos de parámetro de funcionamiento y/o datos de ruido, durante la prueba del tren de accionamiento 23 en la instalación de prueba 20. Al someter a prueba el tren de accionamiento 23 en un amplio rango de parámetros de funcionamiento, y adquirir datos de vibración extensos de los sensores de vibración 235a, 235b, 235c, los niveles de vibración en las diferentes ubicaciones alrededor de la caja de engranajes de tren de accionamiento 23 se caracterizan en términos de los diversos parámetros de funcionamiento. Además, si se capturan datos de ruido, el ruido en diferentes ubicaciones que rodean la instalación de prueba 20 puede caracterizarse como una función de los diversos parámetros de funcionamiento y los niveles de vibración en las diferentes ubicaciones alrededor del tren de accionamiento 23.

La prueba del tren de accionamiento 23 en la instalación de prueba 20 implica ejecutar el tren de accionamiento sobre una gama de parámetros de funcionamiento. Puede usarse cualquier régimen de prueba adecuado conocido en la técnica. En una realización de la presente invención, se utilizan 'períodos previstos de par constantes'.

En un período previsto de par constante, el motor 210 se utiliza para entregar un par constante a la caja de engranajes 230 a través del árbol de baja velocidad 234, y otros parámetros de funcionamiento de la caja de engranajes, tales como RPM y potencia, son variados. Los períodos previstos de par constantes se repiten a diferentes valores de par con el fin de obtener datos o un amplio rango de parámetros de funcionamiento. Por ejemplo, los aumentos de períodos previstos de par constantes pueden realizarse en pares del 25 %, el 33 %, el 50 %, el 67 %, el 75 % y el 100 % de un

valor de par máximo o nominal.

Las pruebas del tren de accionamiento de turbina eólica 23 pueden realizarse sobre un amplio rango de parámetros de funcionamiento. Adicional o alternativamente, la prueba podrá centrarse en una o más áreas operacionales particulares del tren de accionamiento de turbina eólica 23. Por ejemplo, si se ha determinado previamente que se produce o es probable que se produzca ruido tonal en un área operacional determinada (denominada "áreas críticas"), o que se producen o es probable que se produzcan altos niveles de vibración de tren de accionamiento en un área operacional determinada, puede ser deseable obtener particularmente datos de prueba detallados en tales áreas operacionales.

Alternativa o adicionalmente, la prueba también se realiza usando parámetros de funcionamiento correspondientes a curvas operacionales conocidas. Por ejemplo, el par y las RPM pueden variar simultáneamente según las curvas operacionales para imitar el funcionamiento de turbina eólica.

La figura 3 ilustra una turbina eólica 30 y un micrófono 36 ubicado en las proximidades de la turbina eólica 30. La turbina eólica 30 puede ser cualquier modelo de turbina eólica conocido en la técnica, como la turbina eólica 10 descrita anteriormente con referencia a las figuras 1A y 1B. La turbina eólica 30 puede formar parte de una planta de energía eólica más grande que incluya varias turbinas eólicas, puede ser una turbina eólica independiente o puede ser una turbina eólica dedicada a pruebas.

El micrófono 36, que puede ser un micrófono IEC que funciona según el procedimiento descrito en la tercera edición de la norma IEC 61400-11, se configura para capturar datos de ruido, que incluyen datos representativos del ruido producido por la turbina eólica 30, y comunicarlos para su análisis. Por ejemplo, puede comunicarse a uno o más ordenadores (no mostrados) asociados a la turbina eólica 30. Mientras que la figura 3 solo muestra un micrófono 36, puede haber micrófonos adicionales en otras posiciones, como dentro o en las proximidades de la góndola 33, en cuyo caso los datos de ruido de los micrófonos adicionales también pueden comunicarse para su análisis. Los micrófonos en o dentro de la góndola 33 son útiles para capturar el ruido transportado por aire, es decir, el ruido irradiado directamente de componentes como el tren de accionamiento, en lugar del ruido transmitido por estructura que resulta de vibraciones de componentes que se conducen a través de la estructura de la turbina 30 y se irradian al ambiente mediante la torre y las palas.

La turbina eólica 30 incluye una góndola 33 que alberga un tren de accionamiento (obsérvese que el tren de accionamiento no está realmente visible en la figura 3). Según realizaciones de la presente invención, los sensores de vibración (no mostrados) están situados en diferentes ubicaciones alrededor del tren de accionamiento de la turbina eólica 30 para capturar datos de vibración representativos de los niveles de vibración en las respectivas posiciones del tren de accionamiento. Los datos de vibración procedentes de una pluralidad de sensores de vibración se comunican desde los sensores de vibración para su análisis. Por ejemplo, los datos de vibración pueden comunicarse a los uno o más ordenadores a los que se comunican los datos de ruido.

Los sensores de vibración son acelerómetros, galgas extensiométricas u otros sensores conocidos en la técnica que son adecuados para medir niveles de vibración. En algunas realizaciones, al menos algunos de los sensores de vibración son sensores de vibración asociados a un sistema de monitorización de condiciones (CMS) que está asociado a una o más turbinas eólicas que incluyen la turbina eólica 30. Algunas turbinas eólicas conocidas están asociadas a un CMS que monitoriza los niveles de vibración de componentes de la turbina eólica para predecir un posible fallo del componente. Cuando este es el caso, tales sensores de vibración pueden usarse para proporcionar datos de vibración para la presente invención. Adicional o alternativamente, uno o más sensores de vibración que no estén asociados a un CMS pueden usarse para adquirir datos de vibración.

Puede usarse cualquier número de sensores de vibración, quizás alrededor de noventa, situados en diferentes ubicaciones alrededor del tren de accionamiento. Al menos algunos de los sensores de vibración pueden posicionarse en ubicaciones correspondientes a las ubicaciones de los sensores de vibración, tales como sensores 235a, 235b y 235c, situados en las distintas ubicaciones alrededor del tren de accionamiento 23 en la instalación de prueba 20, descritos anteriormente con referencia a la figura 2.

También pueden medirse parámetros de funcionamiento de la turbina eólica 30 mediante sensores apropiados, como se conoce en la técnica. Por ejemplo, uno o más de las RPM, potencia de salida, par y/o ángulo de paso de pala de una turbina eólica 30 pueden registrarse a lo largo del tiempo. La velocidad de viento y/o la dirección de viento en una turbina eólica también pueden registrarse a lo largo del tiempo. Pueden comunicarse datos de parámetro de funcionamiento de turbina eólica representativos de cualquiera de estos parámetros para su análisis. Por ejemplo, los datos de parámetro de funcionamiento de turbina eólica pueden comunicarse al/a los ordenador(es) a los que se comunican los datos de vibración y los datos de ruido.

Por tanto, se comunican para su análisis datos de vibración representativos de los niveles de vibración en las respectivas posiciones del tren de accionamiento, datos de ruido representativos del ruido producido por la turbina eólica 30 y, opcionalmente, datos de parámetro de funcionamiento que representan parámetros de funcionamiento de la turbina eólica. Los datos de ruido, los datos de vibración y los datos de parámetro de funcionamiento pueden

sincronizarse con el tiempo para que los datos de los diversos canales de sensores puedan compararse y combinarse fácilmente.

5 Estos datos pueden adquirirse en condiciones de funcionamiento normal y/o durante la prueba de la turbina eólica 30. Preferiblemente, los datos se obtienen tanto para condiciones normales de funcionamiento como durante la prueba.

10 Las turbinas eólicas se hacen funcionar generalmente usando conjuntos predeterminados de parámetros de funcionamiento, o dentro de envolventes operacionales predeterminadas, para las que el funcionamiento es seguro y eficiente dadas las condiciones del viento. Por "condiciones normales de funcionamiento", se entiende que se está permitiendo que la turbina eólica 30 funcione con energía eólica usando un conjunto predeterminado de este tipo de parámetros de funcionamiento o dentro de una envolvente operacional predeterminada, dadas las condiciones de viento.

15 Por someter a prueba la turbina eólica 30 se entiende que la turbina eólica 30 no está funcionando en condiciones normales de funcionamiento. Esto puede ser un funcionamiento en el que la turbina eólica 30 se permite funcionar con energía eólica, pero usando parámetros de funcionamiento que no son típicos de un funcionamiento normal, con el fin de obtener datos sobre un rango más amplio de parámetros de funcionamiento. Alternativamente, la prueba puede implicar permitir que la turbina eólica 30 funcione con energía eólica y controlar la rotación del rotor de turbina, por ejemplo, restringiendo una o una combinación de RPM y paso de pala e, indirectamente, potencia y par a través del controlador de turbina.

20 Puede usarse cualquier régimen de prueba adecuado conocido en la técnica. En una realización de la invención, se usan los períodos previstos de par constantes descritos anteriormente con referencia a la figura 2. La prueba puede centrarse en un área operacional más particular del tren de accionamiento de turbina eólica. Por ejemplo, si se ha determinado previamente que el ruido tonal se produce en una determinada área operacional (denominada "áreas críticas"), o que se producen altos niveles de vibración del tren de accionamiento en un área operacional particular.

25 En algunas realizaciones de la invención, los datos de vibración, ruido y, opcionalmente, parámetro de funcionamiento se adquieren tanto en condiciones normales de funcionamiento como en regímenes pruebas. En este caso, los datos obtenidos en condiciones de funcionamiento normales pueden usarse para identificar áreas críticas de funcionamiento donde se ha observado o se sospecha ruido tonal. Los regímenes de pruebas pueden entonces abarcar, o abarcar en particular detalle, las áreas identificadas de funcionamiento con el fin de caracterizar en detalle las áreas críticas de funcionamiento. A continuación, se describen métodos a modo de ejemplo para identificar áreas críticas de datos de ruido en las que hay ruido tonal, con referencia a la figura 5.

30 La figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un método 400 de predicción tonal producido por una turbina eólica según un aspecto de la presente invención.

35 En la etapa 410, se adquiere un primer conjunto de datos de vibración. El primer conjunto de datos de vibración proviene de una pluralidad de sensores de vibración situados en diversas ubicaciones diferentes alrededor de un tren de accionamiento de turbina eólica cuando el tren de accionamiento de turbina eólica se ubica en una instalación de prueba. El primer conjunto de datos de vibración se adquiere tal como se describió anteriormente con referencia a la figura 2 para el tren de accionamiento de turbina eólica 330 ubicado en la instalación de prueba 20.

40 Opcionalmente, la etapa 410 incluye además la adquisición de datos de ruido de uno o más micrófonos ubicados en las proximidades de la instalación de prueba, tal como se describió anteriormente con referencia a la figura 2.

45 En la etapa 420, se adquiere un segundo conjunto de datos de vibración. El segundo conjunto de datos de vibración proviene de una pluralidad de sensores de vibración situados en diversas ubicaciones alrededor del mismo o un tren de accionamiento de turbina eólica similar cuando el tren de accionamiento de turbina eólica está ubicado en una turbina eólica. El segundo conjunto de datos de vibración se adquiere tal como se describió anteriormente con referencia a la figura 3 para el tren de accionamiento de turbina eólica en la turbina eólica 30, y puede adquirirse durante un funcionamiento normal de la turbina eólica, durante la prueba de la turbina eólica, o ambos.

50 El tren de accionamiento de turbina eólica para el que se adquiere el segundo conjunto de datos de vibración es idealmente el mismo tren de accionamiento de turbina eólica para el que se adquiere el primer conjunto de datos de vibración. Sin embargo, pueden usarse trenes de accionamiento similares, como trenes de accionamiento del mismo tipo y especificación. Opcionalmente, al menos algunos de los sensores de vibración están situados en ubicaciones correspondientes a las ubicaciones de los sensores de vibración situados en diferentes ubicaciones alrededor del tren de accionamiento cuando está ubicado en la instalación de prueba, tal como se describió anteriormente con referencia a las figuras 2 y 3.

55 En la etapa 430, se adquieren datos de ruido, que incluyen el ruido tonal producido por la turbina eólica. Los datos de ruido se adquieren a través de uno o más micrófonos situados para capturar el ruido producido por la turbina eólica, tal como se describió anteriormente con referencia a la figura 3. Los datos de ruido pueden obtenerse durante un funcionamiento normal de la turbina eólica, durante la prueba de la turbina eólica, o ambos, tal como se describió

anteriormente con referencia a la figura 3. Opcionalmente, los datos de ruido incluyen datos de ruido capturados por uno o más micrófonos dentro o en las proximidades de la góndola de la turbina eólica, tal como se describió anteriormente con referencia a la figura 3.

5 En la etapa 440, un sensor de vibración de interés se determina usando datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido. Un sensor de vibración de interés es un sensor para el que la salida corresponde o se relaciona con la salida de ruido de la turbina, y en particular el ruido tonal, de manera predecible para al menos una gama de parámetros de funcionamiento de turbina (por ejemplo, un rango de RPM particular). Esto permite usar la salida del sensor de vibración como indicativo de la salida de ruido tonal de la turbina. En particular,
 10 se identifica un sensor de vibración para el que los datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración se correlacionan con ruido tonal dentro de los datos de ruido. La identificación de un sensor de este tipo implica comparar los datos de ruido y los datos de vibración y, en particular, comparar los datos de una región de los datos en la que los datos de ruido incluyen, o aspiran a incluir, ruido tonal. La comparación de los datos de ruido y los datos de vibración puede implicar técnicas de correlación de datos estándar, como la determinación de un coeficiente o valor de correlación. Por ejemplo, puede calcularse un valor de la correlación representativo de la fuerza de correlación entre los datos de ruido y los datos de nivel de vibración, y puede identificarse el sensor de vibración con el mayor valor de correlación, o sensores de vibración con un valor de correlación que excede un valor predeterminado.

20 En algunos casos, cuando se identifican múltiples regiones de datos, que incluyen el ruido tonal, pueden identificarse uno o más sensores de vibración para cada una de las regiones identificadas. Por ejemplo, los datos de vibración de uno o más sensores de vibración pueden correlacionarse bien con los datos de ruido para un primer conjunto de parámetros de funcionamiento, como un primer rango de RPM, y los datos de vibración de uno o más sensores de vibración diferentes pueden correlacionarse bien con el ruido para un segundo conjunto de parámetros de funcionamiento, tal como un segundo rango de RPM. En este caso, diferentes sensores de vibración identificados
 25 pueden corresponder a diferentes casos de carga, es decir, cuando la turbina eólica está funcionando según diferentes conjuntos de parámetros de funcionamiento.

Diversas formas en las que puede identificarse ruido tonal a partir de datos de ruido serán aparentes para los expertos en la técnica. En una realización, el ruido tonal se identifica mediante la identificación de una desviación en los datos
 30 de ruido. Otros métodos a modo de ejemplo para identificar regiones de los datos de ruido en las que hay ruido tonal se describirán con más detalle a continuación, con referencia a la figura 5.

En la etapa 450, se determina una primera relación entre datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración para el sensor de vibración identificado.

35 Determinar la primera relación implica comparar datos de vibración del sensor identificado con datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración, y usar técnicas conocidas en la técnica para determinar una función de mapeo o transferencia entre los datos de vibración del sensor identificado y datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración. La función de mapeo o transferencia traduce de manera efectiva los niveles de vibración del tren de accionamiento en la prueba a niveles de vibración del tren de accionamiento en la turbina eólica. La determinación de la relación puede implicar la identificación de las formas de los modos, o formas de desviación, tal como se conoce en la técnica, y la aplicación de criterios de aseguramiento modal, con el fin de identificar modos correspondientes en los conjuntos de datos de vibración primero y segundo.

45 Al establecer la función de transferencia entre instalación de prueba y turbina, podrá establecerse una correlación, si es necesario, seleccionando sensores y área operacional entre las dos configuraciones. En caso de que la correlación sea deficiente, pueden tomarse medidas correctivas para mejorar la situación. Como se mencionó anteriormente, esto puede incluir la identificación de formas de modo o formas de desviación responsables para la tonalidad usando métodos como criterios de aseguramiento modal. La función de mapeo o transferencia tiene en cuenta cómo se transferirán las vibraciones de una configuración a la otra, limitando el rango de rpm (o potencia, etc.) o cambiando los puntos de correlación para tener en cuenta la diferencia de frecuencias entre las configuraciones. La función de transferencia traduce el nivel de vibración de un sensor desde la instalación de prueba al nivel de vibración correspondiente en la turbina para las mismas condiciones operacionales o similares.

55 Como se describió anteriormente con referencia a las figuras 2 y 3, en algunas realizaciones existe una correspondencia entre las ubicaciones de los sensores de vibración usados en la instalación de prueba y los sensores de vibración usados en la turbina eólica. En este caso, determinar la primera relación puede implicar comparar datos de vibración del sensor identificado con datos de vibración de un sensor de vibración correspondiente asociado con el primer conjunto de datos de vibración y determinar una función de mapeo o transferencia entre los datos de vibración
 60 asociados con los dos sensores de vibración.

Cuando se identifica una pluralidad de sensores de vibración en la etapa 440, la determinación de la primera relación puede incluir la determinación de relaciones para una pluralidad de sensores de vibración. Por ejemplo, puede determinarse una relación por sensor de vibración identificado. Adicional o alternativamente, una relación determinada puede mapear los datos de vibración de múltiples sensores identificados respecto a datos de vibración de un sensor de vibración asociado con el primer conjunto de datos de vibración, o viceversa. Por ejemplo, la relación entre un

sensor de vibración identificado y datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración puede incluir una suma ponderada de las contribuciones de múltiples sensores de vibración situados en diferentes ubicaciones alrededor del tren de accionamiento cuando el tren de accionamiento está ubicado en la instalación de prueba. En este caso, las ponderaciones en la suma ponderada pueden basarse en la fuerza de las correlaciones entre el segundo conjunto de datos de vibración y el ruido tonal dentro de los datos de ruido.

Finalmente, en la etapa 460, se determina una segunda relación entre los datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y el ruido tonal producido por una turbina eólica basándose en la primera relación determinada para el sensor de vibración identificado.

La determinación de la segunda relación puede implicar la comparación de los datos de ruido adquiridos en la etapa 430 y los datos de vibración de los uno o más sensores de vibración identificados en la etapa 440 y el uso de técnicas conocidas en la técnica para determinar una función de mapeo o transferencia entre los datos de ruido y los datos de vibración. Esta función de mapeo o transferencia puede usarse en combinación con la primera relación determinada en la etapa 450 para determinar la segunda relación entre los datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y el ruido tonal producido por una turbina eólica.

Cuando se determine una pluralidad de relaciones en la etapa 450, puede determinarse una pluralidad de relaciones en la etapa 460. Alternativa o adicionalmente, la segunda relación puede incluir una suma ponderada de contribuciones de diferentes sensores de vibración para los que se determinaron relaciones en la etapa 450. En este caso, las ponderaciones usadas en la suma ponderada pueden basarse en la fuerza de las correlaciones entre el segundo conjunto de datos de vibración y el ruido tonal dentro de los datos de ruido. Los datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración pueden usarse para predecir el ruido tonal producido por una turbina eólica, por lo que puede determinarse cualquier conjunto apropiado de relaciones que mapea los datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración respecto al ruido tonal incluido en los datos de ruido adquiridos en la etapa 430.

La segunda relación determinada permite usar datos de vibración adquiridos durante la prueba de un tren de accionamiento en una instalación de prueba para predecir el ruido tonal audible que se producirá cuando el tren de accionamiento se despliegue en una turbina eólica.

Opcionalmente, el método 400 incluye además la determinación de uno o más umbrales de nivel de vibración para los sensores de vibración de la pluralidad de sensores de vibración para los que se adquiere el primer conjunto de datos de vibración. La determinación de un umbral puede implicar usar un umbral de ruido predeterminado y la segunda relación determinada. Por ejemplo, si se pretende desplegar un tren de accionamiento de turbina eólica en una planta de energía eólica para la que existe un límite de ruido tonal conocido, este límite conocido puede usarse para establecer un umbral de vibración para un tren de accionamiento que está sometiéndose a prueba en la instalación de prueba. El umbral también podría tener la forma de un valor obtenido tomando el resultado del ruido tonal de los niveles ponderados de todos los canales de sensor identificados. Por ejemplo, el nivel umbral puede determinarse a partir de los niveles de vibración detectados por los sensores identificados cuando el cálculo de ruido tonal supere un umbral de nivel de ruido predeterminado.

Opcionalmente, el método 400 incluye además la adquisición de un tercer conjunto de datos de vibración a partir de una pluralidad de sensores de vibración situada en diferentes ubicaciones alrededor de un segundo tren de accionamiento de turbina eólica cuando el segundo tren de accionamiento de turbina eólica está sometiéndose a prueba en una instalación de prueba. La segunda relación determinada puede usarse entonces para predecir el ruido tonal producido por el segundo tren de accionamiento de turbina eólica cuando está ubicado en una turbina eólica, para predecir los parámetros de funcionamiento de turbina eólica para los que se producirá ruido tonal, o para determinar si se superan uno o más de los umbrales de nivel de vibración descritos anteriormente.

Opcionalmente, cuando los datos de ruido comprenden datos capturados por uno o más micrófonos situados alrededor de la góndola de la turbina eólica, y cuando los datos de ruido se han adquirido a partir de uno o más micrófonos configurados para capturar el ruido producido por la instalación de prueba cuando el tren de accionamiento está sometiéndose a prueba en la instalación de prueba, el método 400 puede comprender, además, determinar una relación entre tales datos de ruido. Esto puede permitir una predicción mejorada de la tonalidad transportada por aire a partir de datos de la instalación de prueba.

La figura 5 muestra datos de ruido a modo de ejemplo e ilustra un método para identificar una región de los datos de ruido que incluye el ruido tonal. Pueden usarse otros métodos adecuados para estas funciones apropiadas.

Como puede observarse en la figura 5, la presión acústica medida, que representa el ruido, se traza en el eje vertical y las RPM de la turbina se trazan en el eje horizontal. Se muestran dos curvas: una curva sólida 510 que representa la presión acústica máxima medida en función de RPM, y una curva discontinua 520 que representa la presión acústica mínima medida en función de RPM. Puede crearse un conjunto de datos de este tipo combinando diversos datos de RPM y presión acústica sincronizados en el tiempo obtenidos en diferentes períodos de tiempo, tal como se apreciará por personas expertas en la técnica.

5 En general, la desviación entre la presión acústica máxima medida 510 y la presión acústica mínima medida 520 es relativamente pequeña. Sin embargo, dentro de un área indicada por la caja 530, entre los valores de RPM, RPM₁ y RPM₂, hay una mayor desviación entre la presión acústica medida máxima y mínima. Una desviación de este tipo puede indicar que la turbina eólica estaba produciendo ruido tonal cuando las RPM de la turbina eólica estaban entre RPM₁ y RPM₂. El rango de RPM entre RPM₁ y RPM₂ puede identificarse, entonces, como una región de interés en los datos de ruido.

10 Determinar los valores de RPM₁ y RPM₂ puede implicar la determinación de valores de RPM a los que la desviación entre el ruido medido máximo y mínimo (presión acústica) excede un umbral predeterminado. Alternativamente, RPM₁ y RPM₂ pueden ser valores de RPM entre los cuales la variación media entre el ruido medido máximo y mínimo supera el umbral predeterminado. Como otro ejemplo, pueden analizarse datos de ruido para determinar intervalos de RPM en los datos en los que la tonalidad es la más pronunciada, por ejemplo, según la norma IEC 61400-11. Otras formas de determinar valores serán evidentes para un experto en la técnica.

15 Si bien se ha descrito el método para identificar la región de interés en los datos de ruido con respecto a los datos de RPM, podrían utilizarse otros parámetros de funcionamiento de turbina eólica. Por ejemplo, podría utilizarse un conjunto de datos que represente un nivel de ruido en función del ángulo de paso de pala, ángulo de guiñada, velocidad de viento, par o cualquier otro parámetro de funcionamiento.

20 Alternativamente, podría identificarse una región de los datos de ruido que incluya el ruido tonal sin usar ningún parámetro de funcionamiento de turbina eólica. Por ejemplo, un fuerte aumento en los datos de ruido, o simplemente un nivel de ruido muy alto a una frecuencia particular, puede indicar que la turbina eólica comenzó a emitir ruido tonal en el momento correspondiente al fuerte aumento o el nivel de ruido muy alto.

25 Por lo general, los datos de ruido de turbina capturados o adquiridos de la instalación de prueba, o de la turbina eólica, se han descrito anteriormente ya que se han detectado usando uno o más micrófonos. Sin embargo, para evitar dudas, pueden obtenerse datos de ruido usando otros métodos y de otras fuentes, por lo que uno o más micrófonos asociados a la instalación de prueba o turbina eólica no son un requisito. Por ejemplo, los datos de ruido pueden calcularse usando uno o más modelos de emisión de ruido. Los modelos de emisión de ruido pueden ser, por ejemplo, modelos de emisión de ruido de turbina eólica o de componente de turbina eólica (como el tren de accionamiento), varios de los cuales son muy conocidos en la técnica. Los modelos podrán tomar como entrada uno o más parámetros de componentes de turbina, turbinas o parques eólicos y proporcionar, como salida, datos de ruido que indiquen el volumen y las frecuencias del ruido emitido a diversas distancias desde la turbina eólica o el componente de turbina eólica. Las entradas pueden ser uno o más parámetros de funcionamiento a partir de datos operacionales de turbina. Los modelos de emisión de ruido pueden aplicarse a datos grabados en vivo o datos grabados.

40 Como resultado de predecir el ruido tonal producido por una turbina eólica, según cualquiera de los métodos descritos en el presente documento, es posible controlar una turbina eólica durante el funcionamiento basándose en uno o más niveles de vibración detectados y la relación determinada entre los niveles de vibración y ruido tonal. Como ejemplo, el sistema de control de turbina puede controlarse para añadir ruido de enmascaramiento a la salida de ruido de la turbina eólica basándose en niveles de vibración detectados. El ruido de enmascaramiento enmascara el ruido tonal añadiendo ruido adicional que enmascara o cubre el ruido tonal más molesto. El ruido de enmascaramiento puede añadirse controlando cualquier parámetro de funcionamiento de turbina apropiado. Esto puede incluir controlar el ruido emitido por uno o más ventiladores de enfriamiento de turbinas, por ejemplo, variando la velocidad de uno o más ventiladores de enfriamiento. Esto también, o alternativamente, puede incluir un altavoz u otro dispositivo de salida de ruido que se usa para emitir ruido de enmascaramiento predeterminado, el cual puede basarse en el análisis de la salida de ruido tonal de turbina. Adicional o alternativamente, pueden controlarse uno o más parámetros de funcionamiento de turbina, como la velocidad del rotor o la generación de potencia, para ajustar la salida de ruido y reducir la tonalidad disminuyendo el ruido tonal o aumentando el ruido de enmascaramiento.

50 Anteriormente, se describieron varias realizaciones con diversas características opcionales. Debe apreciarse que, a excepción de las características mutuamente excluyentes, es posible cualquier combinación de una o más características opcionales.

REIVINDICACIONES

1. Un método para predecir el ruido tonal producido por una turbina eólica, comprendiendo el método:
 - 5 adquirir un primer conjunto de datos de vibración, proviniendo el primer conjunto de datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración situados en ubicaciones alrededor de un tren de accionamiento de turbina eólica cuando el tren de accionamiento de turbina eólica está sometido a prueba en una instalación de prueba;
 - 10 adquirir un segundo conjunto de datos de vibración, proviniendo el segundo conjunto de datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración situados en ubicaciones alrededor del mismo tren de accionamiento de turbina eólica o uno similar cuando está ubicado en una turbina eólica;
 - 15 adquirir datos de ruido, que incluyen el ruido tonal producido por la turbina eólica;
 - identificar un sensor de vibración de interés usando datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido;
 - 20 determinar, para el sensor de vibración identificado, una primera relación entre datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración; y
 - determinar, para el sensor de vibración identificado, una segunda relación entre el primer conjunto de datos de vibración y el ruido tonal producido por una turbina eólica basándose en la primera relación.
- 25 2. Un método según la reivindicación 1 que comprende, además, determinar criterios predeterminados, como un nivel umbral, basándose en la segunda relación y un nivel de ruido predeterminado.
3. Un método según la reivindicación 1 o la reivindicación 2 que comprende además:
 - 30 adquirir un tercer conjunto de datos de vibración, siendo el tercer conjunto de datos de vibración datos que provienen de una pluralidad de sensores de vibración situados en ubicaciones alrededor de un segundo tren de accionamiento de turbina eólica cuando el segundo tren de accionamiento de turbina eólica está sometido a prueba en una instalación de prueba; y
 - 35 determinar si los datos de vibración del tercer conjunto de datos de vibración alcanzan unos criterios predeterminados, tales como superar un nivel umbral o
 - 40 predecir un nivel de ruido tonal producido por una turbina eólica usando el tercer conjunto de datos de vibración y la segunda relación o
 - predecir uno o más parámetros de funcionamiento de turbina eólica para los que una turbina eólica producirá ruido tonal usando el tercer conjunto de datos de vibración y la segunda relación.
- 45 4. Un método según cualquier reivindicación anterior que comprende, además:
 - adquirir un conjunto de datos de parámetros de funcionamiento que representen parámetros de funcionamiento de la instalación de prueba cuando el tren de accionamiento de turbina eólica esté sometido a prueba en la instalación de prueba; en el que los datos de parámetro de funcionamiento que representan parámetros de funcionamiento de la instalación de prueba comprenden uno o más de RPM, par y potencia.
- 50 5. Un método según cualquier reivindicación anterior en el que el primer conjunto de datos de vibración comprende datos de vibración capturados durante uno o más períodos previstos de par constantes; y/o en el que los datos de ruido incluyen el ruido tonal producido por la turbina eólica y el segundo conjunto de datos de vibración comprende datos capturados durante uno o más períodos previstos de par constantes.
- 55 6. Un método según cualquier reivindicación anterior que comprende además:
 - 60 adquirir un conjunto de datos de parámetros de funcionamiento que representen parámetros de funcionamiento de la turbina eólica; en el que los datos del parámetro de funcionamiento que representan parámetros de funcionamiento de la turbina eólica comprenden uno o más de RPM, par, potencia, ángulo de paso de pala, ángulo de guiñada, velocidad de viento y dirección de viento.
- 65 7. Un método según cualquier reivindicación anterior en el que los datos de ruido incluyen el ruido tonal producido por la turbina eólica y el segundo conjunto de datos de vibración comprende datos capturados durante el funcionamiento normal de la turbina eólica.

- 5 8. Un método según cualquier reivindicación anterior que comprende, además, identificar una región de interés en los datos de ruido, siendo la región de interés una candidata para contener el ruido tonal producido por la turbina eólica, y en el que identificar el sensor de vibración comprende identificar un sensor de vibración basándose en los datos de ruido en la región de interés.
9. Un método según la reivindicación 8 en el que identificar la región de interés comprende determinar una variación de niveles de ruido detectados en los datos de ruido indicativos de ruido tonal.
- 10 10. Un método según la reivindicación 8 o la reivindicación 9 que comprende además determinar un conjunto de parámetros de funcionamiento de turbina eólica correspondientes a la región de interés.
11. Un método según la reivindicación 10 en el que:
- 15 determinar, para el sensor de vibración identificado, la primera relación entre datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración que comprende determinar la primera relación para los parámetros de funcionamiento de la turbina eólica correspondientes a la región de interés.
- 20 12. Un método según cualquier reivindicación anterior, en el que:
- determinar, para el sensor de vibración identificado, una segunda relación entre el primer conjunto de datos de vibración y el ruido tonal producido por una turbina eólica basándose en la primera relación comprende además determinar una relación entre datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido.
- 25 13. Un método según cualquiera de las anteriores en el que los datos de ruido comprenden datos de ruido capturados durante el funcionamiento normal de la turbina eólica y los datos de ruido capturados durante la prueba de la turbina eólica, comprendiendo el método además determinar una relación entre datos de ruido capturados durante el funcionamiento normal y datos de ruido capturados durante la prueba.
- 30 14. Un método según cualquier reivindicación anterior que comprende además:
- identificar uno o más sensores de vibración adicionales de interés usando datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido.
- 35 15. Un método según la reivindicación 14 en el que la primera relación incluye una suma ponderada de datos de vibración del sensor de vibración identificado y datos de vibración de los uno o más sensores de vibración identificados adicionales; y en el que:
- 40 determinar, para el sensor de vibración identificado, una segunda relación entre el primer conjunto de datos de vibración y ruido tonal producido por una turbina eólica basándose en la primera relación comprende, además, determinar una relación entre datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración y los datos de ruido, incluyendo la relación una suma ponderada de datos de vibración del sensor de vibración identificado y datos de vibración de los uno o más sensores de vibración identificados adicionales.
- 45 16. Un método según la reivindicación 15 en el que las ponderaciones usadas en la suma ponderada se basan en fuerzas de correlaciones entre el primer conjunto de datos de vibración y ruido tonal producido por una turbina eólica para sensores identificados.
- 50 17. Un método según la reivindicación 14 que comprende además:
- determinar, para cada uno de los uno o más respectivos sensores de vibración adicionales, una primera relación respectiva entre datos de vibración del primer conjunto de datos de vibración y datos de vibración del segundo conjunto de datos de vibración; y
- 55 determinar, para cada uno de los uno o más respectivos sensores de vibración adicionales, una segunda relación respectiva entre el primer conjunto de datos de vibración y ruido tonal producido por una turbina eólica basándose en la primera relación respectiva.
- 60 18. Un método según cualquier reivindicación anterior en el que los datos de ruido que incluyen ruido tonal producido por la turbina eólica comprenden datos de ruido adquiridos por uno o más micrófonos situados alrededor de la góndola de turbina eólica, o usando uno o más modelos de emisión de ruido de turbina, y que comprende además:
- 65 adquirir datos de ruido de uno o más micrófonos configurados para capturar el ruido producido por la

instalación de prueba cuando el tren de accionamiento de turbina eólica está sometiéndose a prueba en la instalación de prueba, o adquirir datos de ruido usando uno o más modelos de emisión de ruido de tren de accionamiento; y

5 determinar una relación entre datos de ruido de uno o más micrófonos o modelos de emisión configurados para capturar ruido producido por la instalación de prueba cuando el tren de accionamiento de turbina eólica está sometiéndose a prueba en la instalación de prueba y datos de ruido adquiridos por uno o más micrófonos situados alrededor de, o uno o más modelos de emisión de ruido configurados para calcular el ruido emitido desde, la góndola de turbina eólica.

10 19. Un método de prueba de un tren de accionamiento de turbina eólica que comprende:
adquirir un conjunto de datos de vibración, siendo el conjunto de datos de vibración datos que provienen de una pluralidad de sensores de vibración situados en ubicaciones alrededor del tren de accionamiento de turbina eólica cuando el tren de accionamiento de turbina eólica está sometiéndose a prueba en una instalación de prueba; y

15 20 determinar si datos de vibración del conjunto de datos de vibración cumplen criterios predeterminados, como superar un nivel umbral, determinándose los criterios predeterminados según la reivindicación 2, o cualquiera de las reivindicaciones 3 a 18 cuando dependa de la misma; o

predecir un nivel de ruido tonal producido por una turbina eólica usando el conjunto de datos de vibración y la segunda relación tal como se determina según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 18; o

25 predecir uno o más parámetros de funcionamiento de turbina eólica para los que una turbina eólica producirá ruido tonal usando el conjunto de datos de vibración y la segunda relación tal como se determina según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 18.

30 20. Un sistema informático que comprende uno o más ordenadores configurados para implementar el método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 19.

21. Un programa informático que cuando se ejecuta en un dispositivo informático provoca que se lleve a cabo el método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 19.

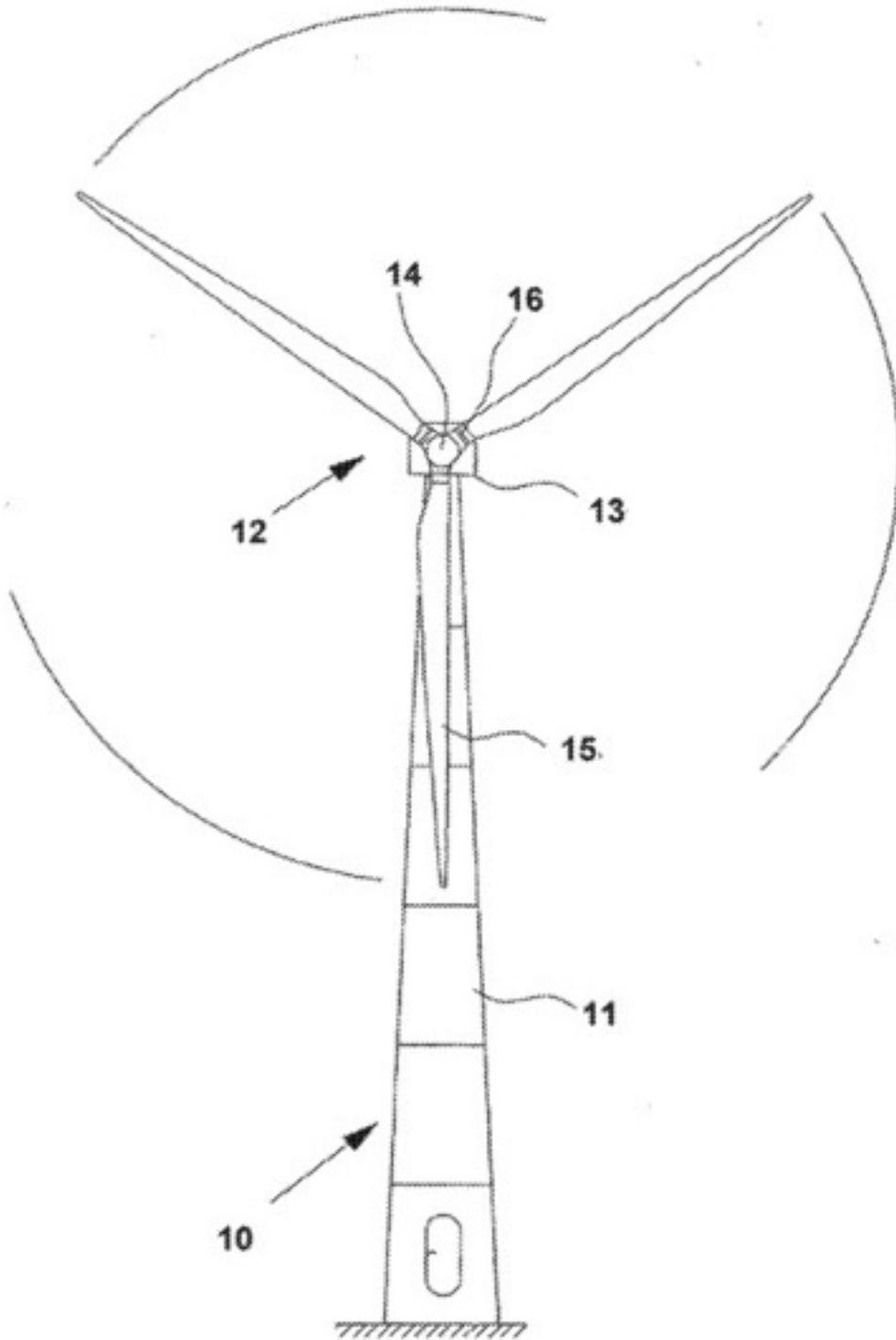


FIG. 1A

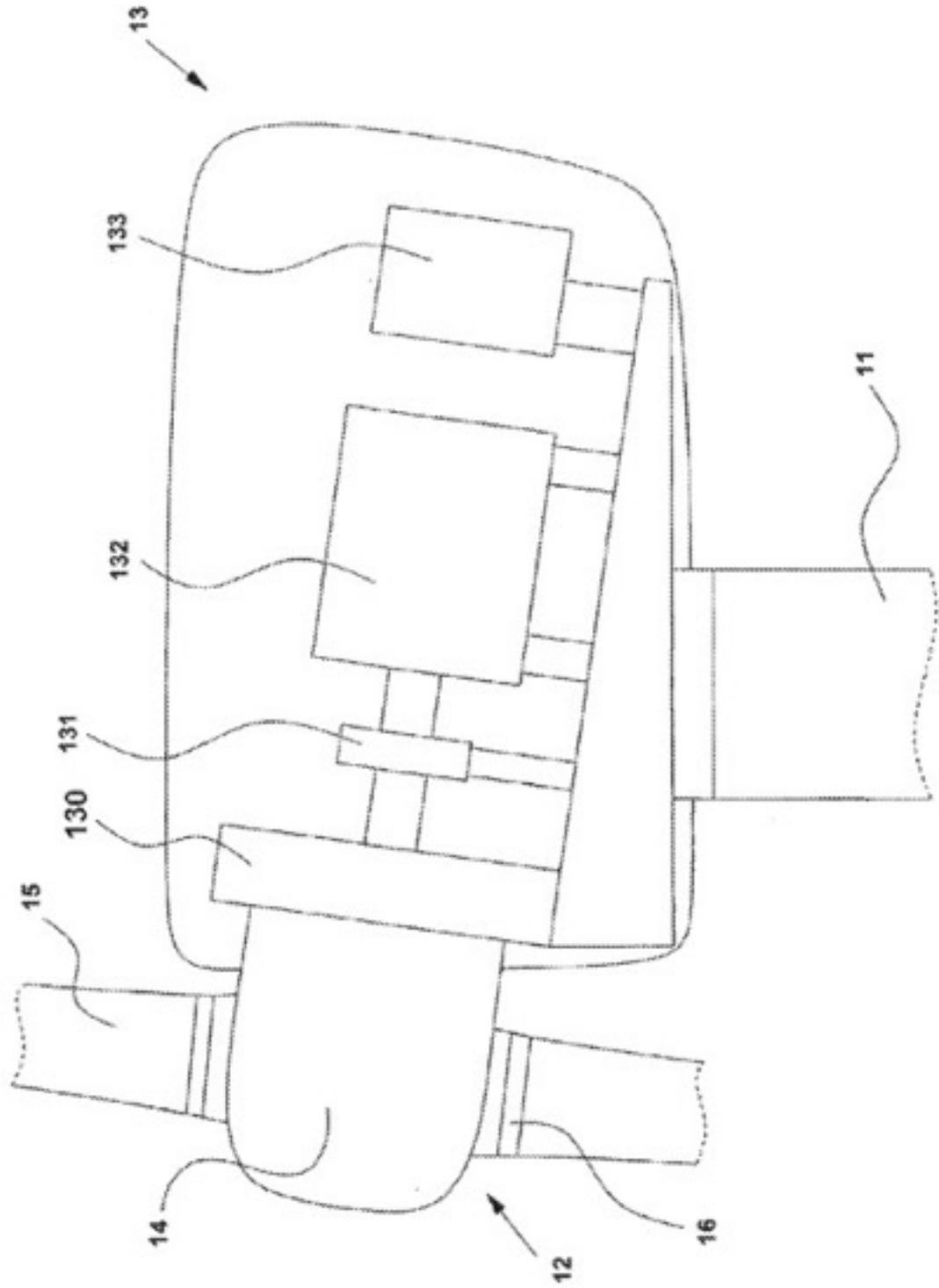


FIG. 1B

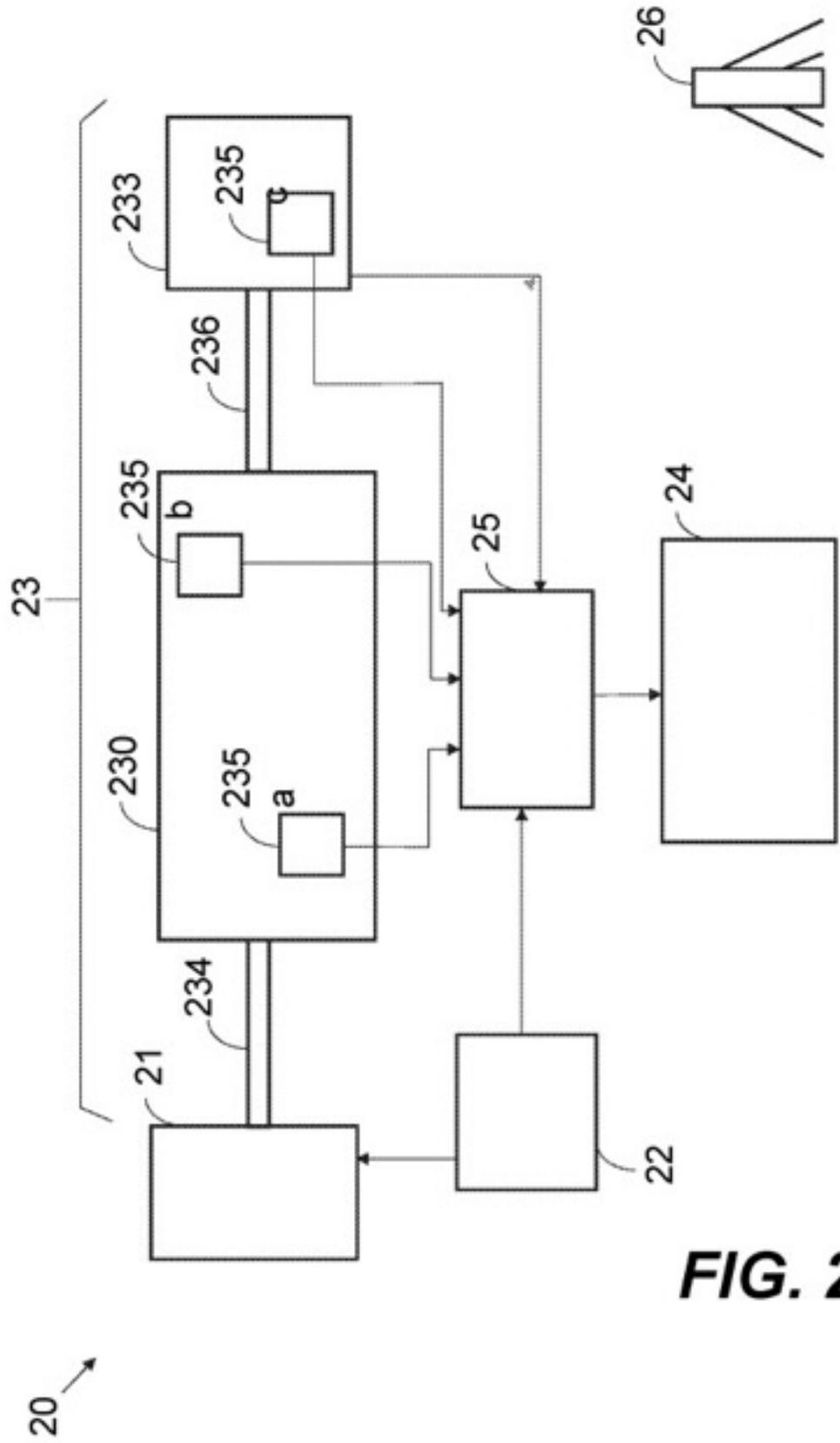


FIG. 2

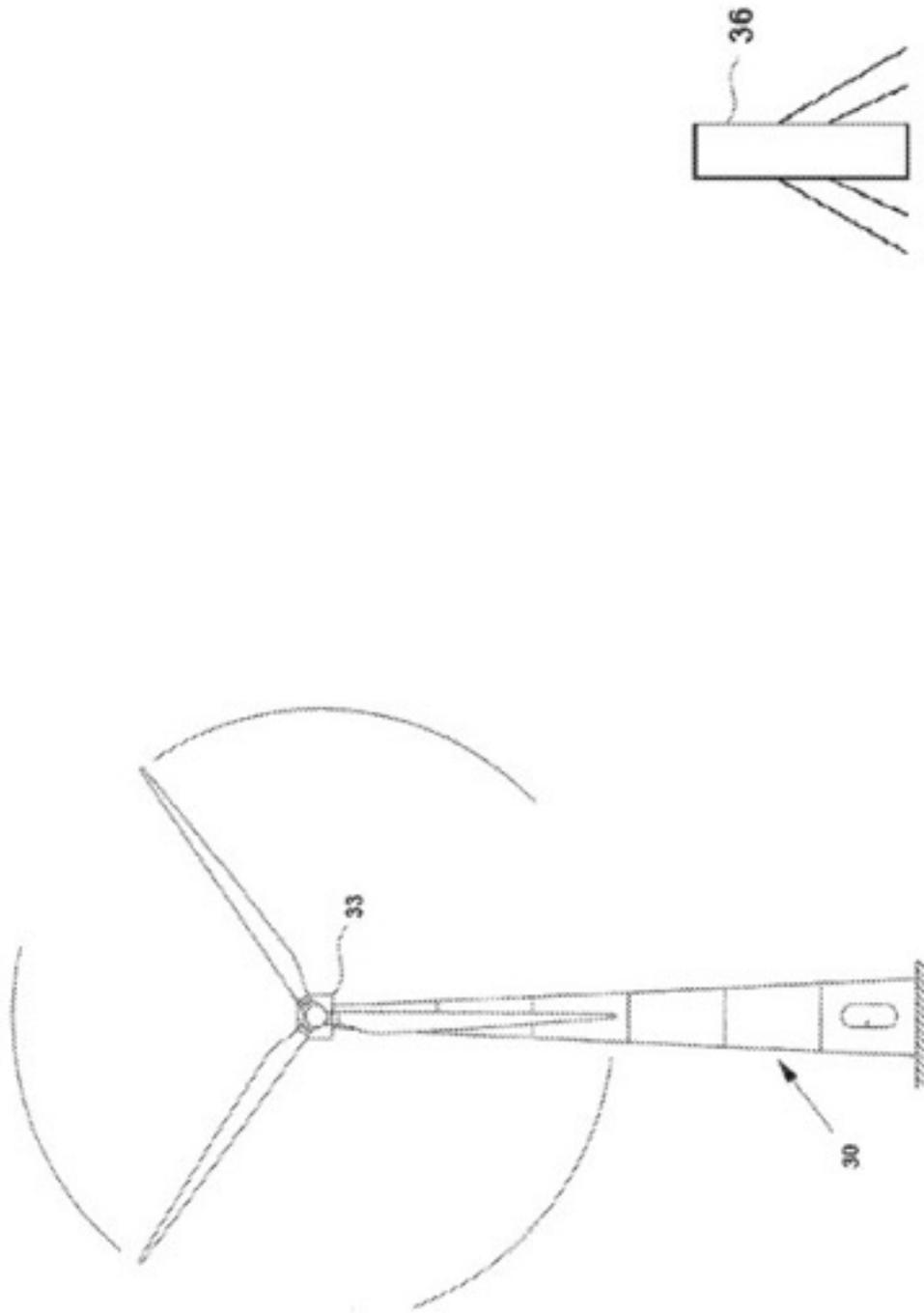


FIG. 3

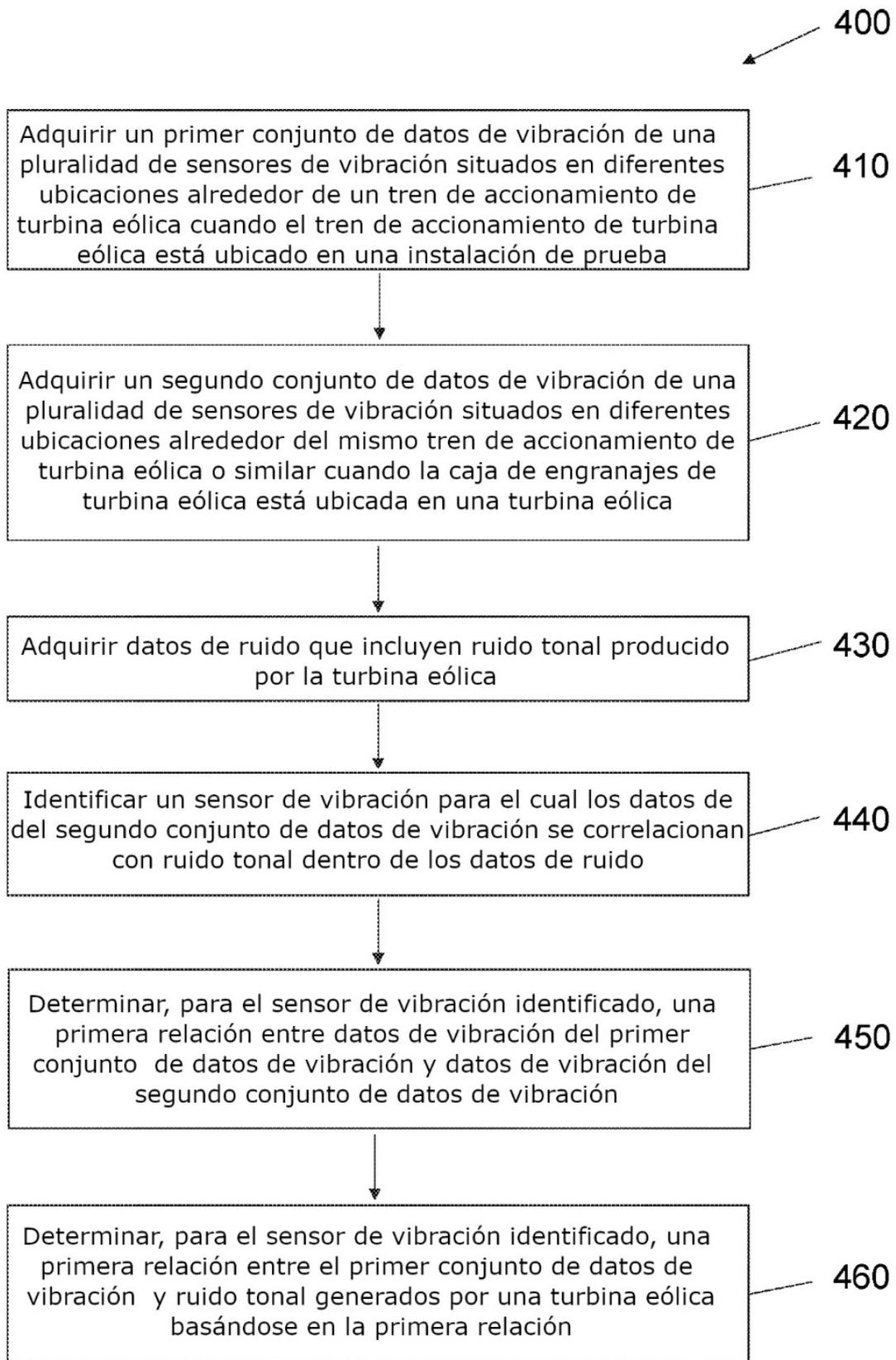


FIG. 4

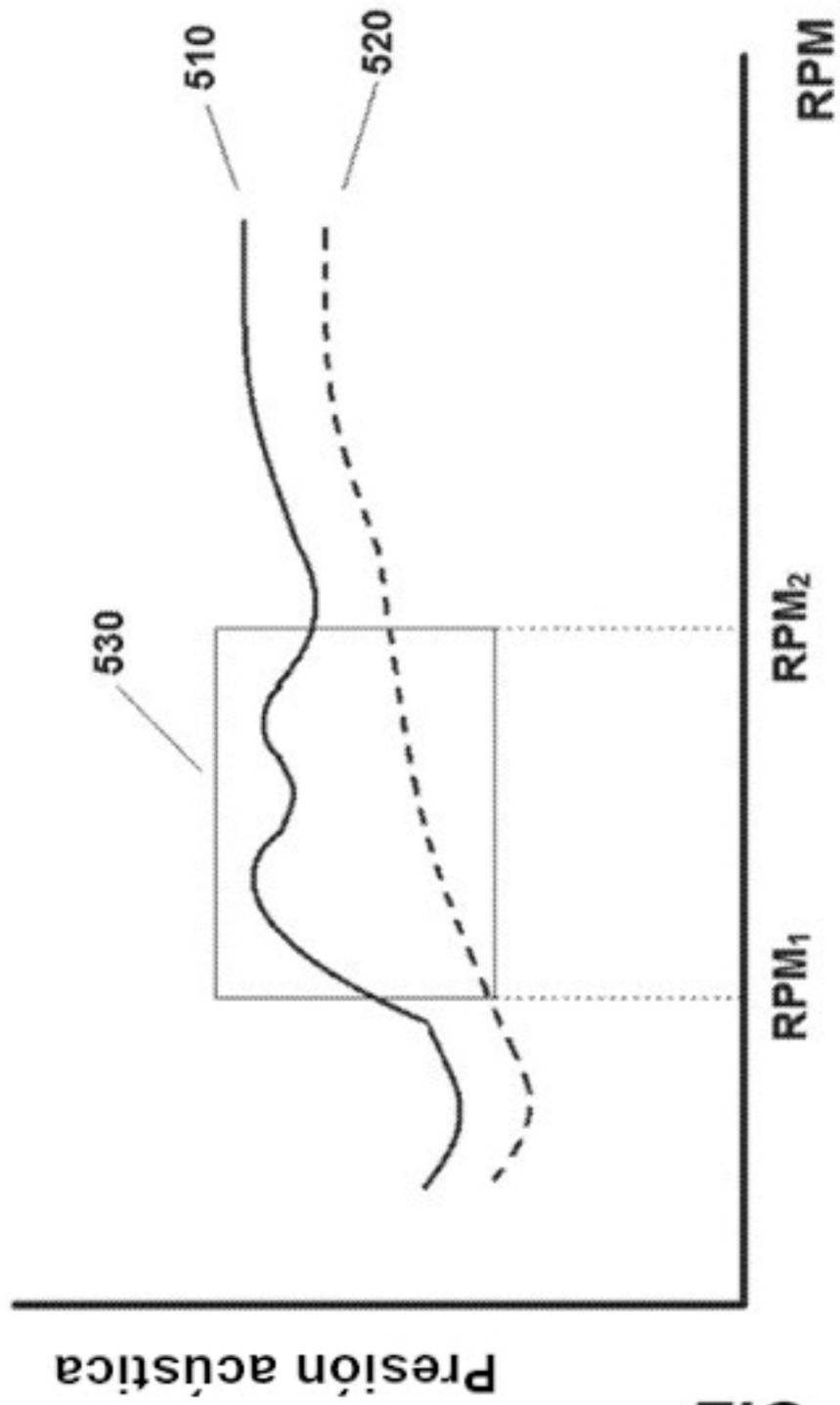


FIG. 5