

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 806 874**

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: **17.05.2017 PCT/DK2017/050158**

87 Fecha y número de publicación internacional: **23.11.2017 WO17198270**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.05.2017 E 17731465 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.07.2020 EP 3458712**

54 Título: **Análisis de ruido de turbina eólica**

30 Prioridad:

18.05.2016 DK 201670327

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

18.02.2021

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

GUPTA, MRANAL

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 806 874 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

Análisis de ruido de turbina eólica

5 **Campo técnico**

La presente invención se refiere al análisis y control de emisión de ruido desde turbinas eólicas y, particularmente, a emisión de ruido tonal.

10 **Antecedentes**

Emisión de ruido de turbinas eólicas es un problema bien conocido y ha sido el tema de extenso trabajo. El procedimiento para medir ruido acústico de turbina eólica 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, también conocido como ruido inducido (SBN), como ruido aerodinámico. Ruido mecánico incluye ruido producido por componentes dentro de la barquilla, tal como la caja de engranajes de turbina eólica. Ruido aerodinámico procede de las palas de turbina eólica e incluye, por ejemplo, ruido debido a desprendimiento de vórtices. También es posible que las palas de turbina difundan ruido mecánico a los alrededores.

25 El espectro de ruido producido por una turbina eólica incluye tanto ruido de banda ancha como ruido a distintas frecuencias. Ruido a distintas frecuencias, conocido como ruido tonal, a menudo se percibe como más molesto a vecinos de turbina eólica y es más probable que sea objeto de quejas de ruido. Desafortunadamente, es difícil predecir cuándo una turbina eólica producirá ruido tonal y cuándo ruido tonal será audible para vecinos de turbina eólica ya que esto puede depender de una amplia variedad de factores. Esto a su vez hace difícil evaluar y actuar sobre las quejas de ruido hechas por vecinos y ajustar la operación de turbinas eólicas para evitar o reducir la producción de ruido tonal.

30 La Patente Europea Número 2337952 describe sistemas y métodos para controlar la emisión de ruido de turbinas eólicas en parques eólicos. Estos métodos incluyen medir velocidad y dirección del viento y usar estos para producir un modelo de emisión de ruido de turbina eólica para predecir ruido como una función de la posición geográfica de las turbinas, la posición geográfica de un punto de inmisión de ruido y parámetros de operación de las turbinas eólicas. La operación de turbinas eólicas en el parque eólico se controla para evitar que el ruido previsto exceda un umbral predeterminado. Como se ha explicado anteriormente, ruido tonal es difícil de predecir.

35 Modelos de emisión de ruido tal como los descritos en el documento EP 2337952 son menos efectivos para predecir ruido tonal e identificar eventos de ruido tonal.

40 Técnica anterior adicional puede encontrarse en los documentos US 2014/193257 A1, US 2007/031237 A1 y US 2009/169378 A1.

45 Un objeto de la presente invención es, por lo tanto, proporcionar un método de análisis de emisión de ruido de turbinas eólicas que es efectivo para ruido tonal, y un método de control de la operación de turbinas eólicas para reducir o evitar la producción de ruido tonal.

Sumario de la invención

50 La invención se define en las reivindicaciones independientes a las que se dirige ahora la referencia. Se detallan características preferidas en las reivindicaciones dependientes.

De acuerdo con un primer aspecto de la presente invención, se proporciona un método de análisis de ruido de turbina eólica. El método comprende adquirir datos de ruido que representan ruido producido por una turbina eólica y adquirir datos de una pluralidad de sensores de vibración colocados en diferentes ubicaciones alrededor de la turbina eólica. El método comprende adicionalmente identificar una región de interés en los datos de ruido, siendo la región de interés una candidata para contener ruido tonal generado por la turbina eólica, e identificar un sensor de vibración, de la pluralidad de sensores de vibración, cuyos datos se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés. Pueden usarse datos obtenidos del sensor de vibración identificado para predecir ruido tonal emitido por una turbina eólica, y pueden, por ejemplo, usarse por un controlador de turbina o controlador de parque eólico en una estrategia de control para reducir emisiones de ruido tonal o para registrar datos de operación de turbina cuando se producen eventos tonales.

65 Opcionalmente el método comprende adicionalmente determinar, para el sensor de vibración identificado, una relación entre datos de vibración del sensor de vibración identificado y los datos de ruido. Esta relación permite que se usen datos de vibración como datos indicativos de ruido tonal. La determinación de la relación puede incluir determinar unos criterios predeterminados cumplidos por los datos de sensor que indican cuándo se está

produciendo ruido tonal más allá de un nivel particular. La determinación de la relación puede incluir determinar un nivel de vibración umbral para el sensor de vibración identificado, basándose el umbral en el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado en la región de interés, y determinar cuándo el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado.

5 La identificación de un sensor de vibración puede incluir identificar uno o más sensores de vibración, los datos para cada uno de los cuales se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés. El método puede comprender a continuación además determinar un nivel de vibración umbral para cada uno de los sensores de vibración identificados, basándose el umbral en el nivel de vibración detectado por el respectivo sensor de vibración
10 identificado en la región de interés, y determinar cuándo el nivel de vibración detectado por cada sensor de vibración identificado excede el respectivo umbral determinado.

Aunque vibraciones en la turbina eólica dan lugar a ruido, datos de nivel de vibración generalmente no se correlacionan bien con datos de ruido que representan ruido audible lejos de la turbina y, por lo tanto, no es un
15 indicador directo de ruido. Esto es parcialmente porque la relación entre vibración y ruido audible es muy compleja. Además de múltiples fuentes primarias de vibración, existen fuentes secundarias de vibración que se accionan por las fuentes primarias, y fuentes terciarias que se accionan por fuentes secundarias y así sucesivamente. 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, la medida en que
20 vibraciones de diferentes fuentes y diferentes frecuencias se difundirán a los alrededores como ruido varía de manera significativa, como puede la dirección de propagación.

Adicionalmente aún, cómo se difunde el ruido puede variar significativamente dependiendo de parámetros de operación de la turbina eólica tal como las RPM, velocidad del viento y dirección del viento.

25 Sin embargo, niveles de vibración pueden correlacionarse bien con niveles de ruido audible en regiones relativamente estrechas de los datos de ruido, especialmente en las que el ruido incluye distintas frecuencias que destacan del ruido de banda ancha. Por lo tanto, identificando una región de interés en los datos de ruido que pueden corresponder a ruido tonal, y correlacionando ruido y vibración específicamente en esta región de interés, es
30 posible usar nivel de vibración en un canal de sensor de vibración particular como un predictor para ruido tonal. Determinando una condición de vibración predeterminada, tal como un nivel de vibración umbral para el canal de sensor de vibración, en el que existe una correlación, puede identificarse posible producción de ruido tonal posterior a partir de datos de vibración.

35 En algunas realizaciones el método puede comprender adicionalmente adquirir datos de parámetro de operación de turbina eólica que representan parámetros de operación de la turbina eólica, tal como RPM, potencia de salida, par, velocidad del viento y dirección del viento. Los datos de parámetro de operación de turbina eólica pueden usarse para determinar un conjunto de parámetros de operación de turbina eólica que corresponden a la región de interés.

40 Donde se han adquirido datos de parámetro de operación de turbina eólica, el método puede comprender adicionalmente determinar intervalos para un conjunto de parámetros de turbina eólica basándose en parámetros de operación de turbina eólica en la región de interés. A continuación puede determinarse cuándo el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado cumple con los criterios predeterminados, tal como exceder un nivel de vibración umbral determinado, y los parámetros de operación de turbina eólica están dentro de intervalos
45 determinados.

Se detecta que producción de ruido tonal y audibilidad varían significativamente dependiendo de parámetros de operación de una turbina eólica. Por lo tanto, incluso aunque niveles de vibración para un sensor identificado pueden correlacionarse con ruido en una región de interés, niveles de vibración detectados por el sensor identificado pueden
50 no ser por sí solos un predictor fiable de producción de ruido tonal y/o audibilidad. Determinando un conjunto de parámetros de operación de turbina eólica para el que se correlacionan el nivel de vibración y nivel de ruido, puede hacerse una predicción más precisa de producción de ruido tonal y audibilidad.

La región de interés puede identificarse determinando una variación de niveles de ruido detectados en los datos de
55 ruido indicativos de ruido tonal. En algunas realizaciones, la región de interés se identifica comparando un nivel de ruido máximo y un nivel de ruido mínimo presentes en los datos de ruido asociados con uno o más parámetros de turbina eólica. El uno o más parámetros de turbina eólica pueden ser las RPM de la turbina eólica. En este caso, la región de interés puede ser un intervalo de RPM.

60 El método puede comprender adicionalmente sincronizar temporalmente datos de ruido adquiridos con datos de vibración adquiridos y/o datos de parámetro de operación de turbina eólica, donde se han adquirido.

El método puede comprender adicionalmente determinar una relación entre nivel de ruido, nivel de vibración para el sensor de vibración identificado y, donde datos de parámetro de operación de turbina eólica están disponibles, uno o
65 más parámetros de operación de turbina eólica. La relación determinada puede usarse para estimar un nivel de ruido basándose en un nivel de vibración para el sensor de vibración identificado, o para predecir un conjunto de

parámetros de operación de turbina eólica para la que es probable que se genere ruido tonal por la turbina eólica.

5 El método puede comprender adicionalmente registrar un evento cuando el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado cumple con unos criterios predeterminados, por ejemplo, un criterio indicativo de ruido tonal que se emite. Los criterios predeterminados pueden ser la superación del umbral determinado. Como alternativa, un evento puede registrarse únicamente cuando el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado cumplen con la condición predeterminada y los parámetros de operación de turbina eólica están dentro de un conjunto determinado de intervalos. También puede registrarse un evento en respuesta a recibir una petición remota. Una petición remota de este tipo puede hacerse por o en respuesta a un vecino de turbina eólica experimentando ruido de turbina eólica.

15 Registrar un evento puede implicar registrar uno o más de la hora del evento, la duración del evento, el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración a la hora del evento y uno o más parámetros de operación de turbina eólica a la hora del evento. Un evento registrado puede compararse con datos adicionales indicativos de niveles de ruido generados por la turbina eólica obtenidos de fuentes alternativas.

20 Registrar eventos es ventajoso ya que un registro de evento puede usarse para evaluar quejas de ruido, por ejemplo. Evaluar quejas de ruido asociadas con ruido tonal ha sido un problema, parcialmente porque la producción y audibilidad de ruido tonal es tan impredecible. Sin embargo, registrando eventos, si un vecino de turbina eólica envía una queja acerca de ruido de turbina eólica a una hora particular, puede determinarse si esta hora coincide con un evento registrado. Donde coincide con un evento registrado, se conocen uno o más parámetros de operación de turbina eólica a la hora del evento y pueden usarse para determinar futura operación de turbina eólica. Si la hora de la queja de ruido no coincide con un evento registrado, esto puede usarse para determinar si necesitan ajustarse los niveles de vibración umbral.

25 Las ubicaciones de los sensores de vibración, que pueden ser acelerómetros o extensómetros, pueden ser una o más de una caja de engranajes, un generador, un alojamiento de rodamiento principal, un bastidor principal, una parte superior de la torre o raíz de pala de turbina de la turbina eólica. Sensores de vibración pueden ventajosamente ubicarse en la vecindad de componentes de la turbina eólica que pueden esperarse que generen o conduzcan vibración.

30 Los sensores de vibración pueden ser sensores que se asocian con un Sistema de Supervisión de Condición (CMS) asociado con la turbina. Usar sensores de vibración CMS preexistentes reduce la necesidad de instalar nuevos sensores de vibración para implementar la presente invención.

35 En algunas realizaciones el método comprende identificar adicionalmente uno o más segundos sensores, cuyos datos se correlacionan con los datos de ruido fuera de la región de interés; determinar un nivel de vibración umbral para cada uno del uno o más segundos sensores de vibración, basándose el umbral en el nivel de vibración detectado por el respectivo segundo sensor de vibración; y determinar cuándo el nivel de vibración detectado por cada del segundos sensores de vibración excede el nivel de vibración umbral para ese segundo sensor de vibración. En tales realizaciones, puede determinarse una relación entre nivel de ruido, el nivel de vibración detectado por el respectivo segundo sensor de vibración y, donde se han adquirido datos de parámetro de operación de turbina eólica, uno o más parámetros de operación de turbina eólica.

45 Aunque no se espera que datos de ruido generalmente se correlacionen bien con datos de vibración, qué correlación existe puede usarse para determinar un umbral sin procesar por encima del cual es probable que niveles de ruido no sean aceptables. Esto es útil, particularmente en combinación con umbrales más específicos usados para predecir producción de ruido tonal.

50 Se proporciona también un controlador para controlar una turbina eólica o una planta de potencia eólica, configurándose el controlador para efectuar el método de análisis de ruido de turbina eólica. El controlador puede configurarse para enviar una notificación a un usuario remoto cuando el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado. La notificación puede comprender parámetros de operación de turbina eólica registrados.

55 También se proporcionan una turbina eólica que comprende un controlador de este tipo y una planta de potencia eólica que comprende un controlador de este tipo.

60 También se proporciona un programa informático que, cuando se ejecuta en un dispositivo informático, provoca que efectúe el método de análisis de ruido de turbina eólica.

Breve descripción de los dibujos

65 Ejemplos de la invención se describirán ahora en más detalle con referencia al dibujo adjunto en el que:

La Figura 1 es una vista en perspectiva de un paisaje con una planta de potencia eólica;

La Figura 2 es ilustra una gran turbina eólica moderna;

La Figura 3 ilustra una sección transversal simplificada de una barquilla, vista desde el lado;

La Figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un método de análisis de ruido de turbina eólica;

La Figura 5 es un diagrama de flujo que ilustra un método de control de una turbina eólica para evitar producción de ruido tonal;

La Figura 6 ilustra datos de ruido ilustrativos y un método de identificación de una región de interés en los datos de ruido;

La Figura 7 es un diagrama de flujo que ilustra un método de análisis de ruido de turbina eólica; y

La Figura 8 es un diagrama de flujo que ilustra un método de control de una turbina eólica para evitar producción de ruido tonal.

Descripción detallada de realizaciones preferidas

La Figura 1 ilustra una planta de potencia eólica (1) que incluye un número de turbinas eólicas (10a, 10b, 10c) y un área vecina (2) en la que ruido de turbina eólica es audible. Para los propósitos de implementación de la presente invención, la planta de potencia eólica (1) puede tener cualquier número de turbinas eólicas mayor que o igual a uno, y las turbinas eólicas pueden ser modelos de turbina eólica conocidos en la técnica.

En la vecindad del área vecina (2), o en o cerca de una respectiva turbina eólica, existe un micrófono (20) configurado para capturar datos de ruido, incluyendo datos representativos del ruido producido por una o más de las turbinas eólicas (10a, 10b, 10c) de la planta de potencia eólica. El micrófono captura datos de ruido sobre un espectro de frecuencia ancho y un periodo de tiempo extendido con una tasa de muestreo adecuada, por ejemplo, de acuerdo con el procedimiento descrito en la tercera edición de IEC 61400-11.

Los datos de ruido capturados por el micrófono (20) se comunican desde el micrófono para su análisis. Por ejemplo, puede comunicarse a uno o más componentes (no mostrados) que analizan datos para, y/o controlar la operación de, una o más de las turbinas eólicas (10a, 10b, 10c) de la planta de potencia eólica. Tales ordenadores pueden ser internos o externos a la planta de potencia eólica y pueden asociarse con una o más de una de las turbinas eólicas de la planta de potencia eólica. Es decir, cada turbina eólica puede asociarse con uno o más ordenadores especializados, o una pluralidad de turbinas eólicas pueden compartir el uno o más componentes.

Mientras la Figura 1 únicamente muestra un micrófono (20), puede haber micrófonos adicionales en otras posiciones. Puede haber, por ejemplo, uno o más micrófonos para cada turbina eólica. Los datos de ruido para los micrófonos adicionales también pueden comunicarse para su análisis. Canales separados de datos de ruido pueden tratarse independientemente o pueden agregarse para producir un único conjunto de datos de ruido. Se apreciará también que mientras la Figura 1 muestra el área vecina (2) como un área poblada, esto no es esencial. El micrófono o micrófonos pueden estar simplemente en una ubicación conocida, una distancia conocida de la turbina o turbinas eólicas.

Parámetros de operación de la una o más turbinas eólicas (10a, 10b, 10c) también pueden medirse mediante sensores apropiados y grabarse a lo largo del tiempo, como se conoce en la técnica. Por ejemplo, las RPM, potencia de salida, par y/o ángulo de paso de pala de una turbina eólica pueden grabarse a lo largo del tiempo. La velocidad del viento y/o dirección del viento en una turbina eólica también pueden grabarse a lo largo del tiempo. Datos de parámetro de operación de turbina eólica representativos de cualquiera de estos parámetros pueden comunicarse para su análisis. Por ejemplo, los datos de parámetro de operación de turbina eólica pueden comunicarse al ordenador u ordenadores a los que se comunican los datos de ruido.

La Figura 2 ilustra una gran turbina eólica moderna (10) como se conoce en la técnica, que comprende una torre (11) y una barquilla de turbina eólica (13) colocada en la parte superior de la torre. Palas de turbina eólica (15) de un rotor de turbina (12) se montan en un buje común (14) que se conecta a la barquilla (13) a través del eje de velocidad baja que se extiende fuera de la parte frontal de la barquilla. Las palas de turbina eólica (15) del rotor de turbina (12) se conectan al buje (14) a través de rodamientos de paso (16), que habilitan que las palas se roten alrededor de su eje longitudinal. El ángulo de paso de las palas (15) puede controlarse a continuación mediante accionadores lineales, motores paso a paso u otros medios para rotar las palas. La turbina eólica (10) ilustrada tiene tres palas de turbina (15), pero se apreciará que la turbina eólica podría tener otro número de palas tal como una, dos, cuatro, cinco o más.

La Figura 3 ilustra una sección transversal simplificada de una barquilla (13) de una turbina eólica (10), vista desde el lado. La barquilla (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 (131), un acoplamiento (no mostrado), alguna clase de sistema de frenado (132) y un generador (133). Una barquilla también puede incluir un convertidor (134) (también llamado un inversor) y equipo periférico adicional tal como equipo de tratamiento de potencia adicional, armarios de control, sistemas hidráulicos, sistemas de refrigeración y más.

5 De acuerdo con realizaciones de la presente invención, sensores de vibración se colocan en diferentes ubicaciones alrededor de la turbina eólica (10) para capturar datos de vibración representativos de los niveles de vibración en las respectivas posiciones. Los sensores de vibración son acelerómetros, extensómetros u otros sensores conocidos en la técnica que son adecuados para medir niveles de vibración. Puede haber cualquier número de sensores de vibración, habitualmente diez, quince, veinte o más.

15 Sensores de vibración pueden colocarse en cualquier ubicación alrededor de la turbina eólica (10), pero se ubican preferentemente en la vecindad de componentes de la turbina eólica que pueden esperarse que generen o conduzcan vibración. Por ejemplo, pueden ubicarse sensores de vibración en uno cualquiera o más de los componentes de la barquilla (13) referenciados anteriormente. Adicionalmente o como alternativa, pueden ubicarse sensores de vibración en la vecindad de uno o más del alojamiento de rodamiento principal, el bastidor principal, la parte superior de la torre o una raíz de pala.

20 Datos de vibración 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 al mismo ordenador u ordenadores a los que se comunican los datos de ruido.

25 En algunas realizaciones, los sensores de vibración son sensores de vibración asociados con un Sistema de Supervisión de Condición (CMS) que se asocia con una o más turbinas eólicas (10). Algunas turbinas eólicas conocidas se asocian con un CMS que supervisa niveles de vibración de componentes de la turbina eólica para predecir posible fallo de componente. Donde este es el caso, tales sensores de vibración pueden usarse para proporcionar datos de vibración para la presente invención. Adicionalmente o como alternativa, pueden usarse uno o más sensores de vibración que no se asocian con un CMS para adquirir datos de vibración.

30 La Figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un método (400) de análisis de ruido de turbina eólica de acuerdo con un aspecto de la presente invención. El análisis tiene lugar en uno o más componentes, que pueden ser internos o externos a una planta de potencia eólica, y pueden asociarse con una o más de una turbina eólica de las turbinas eólicas. El uno o más componentes pueden ser un controlador para controlar una turbina eólica o planta de potencia eólica, o pueden estar en comunicación con un controlador para controlar una turbina eólica o planta de potencia eólica.

40 En la etapa 410, se adquieren datos de ruido que representan ruido producido por una turbina eólica. Los datos de ruido se adquieren a través de uno o más micrófonos que se colocan para capturar ruido producido por una o más turbinas eólicas de una planta de potencia eólica, como se describe anteriormente con respecto a la Figura 1.

En la etapa 420, se adquieren datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración colocados en diferentes ubicaciones alrededor de la turbina eólica. Los sensores de vibración capturan datos de vibración representativos de los niveles de vibración en las respectivas ubicaciones, como se describe anteriormente con respecto a la Figura 3.

45 En la etapa 430, se identifica una región de interés en los datos de ruido. La región de interés es una región de los datos de ruido que se considera que es una candidata para contener ruido tonal producido por la turbina eólica. Esta normalmente será una región de los datos de ruido en la que existe un fuerte aumento en el nivel de ruido detectado. Por ejemplo, la región de interés puede identificarse determinando una variación de niveles de ruido detectados en los datos de ruido. Métodos ilustrativos de identificación de una región de interés se describirán en más detalle a continuación con respecto a la Figura 6, y otros métodos serán evidentes para expertos en la materia.

50 En la etapa 440, se identifica un sensor de vibración para el que se correlacionan los datos de nivel de vibración con los datos de ruido en la región de interés. Identificar un sensor de este tipo implica comparar los datos de ruido y datos de nivel de vibración en la región de interés, y puede implicar técnicas de correlación de datos estándar. Para comparar los datos de ruido y los datos de nivel de vibración, puede ser necesario primero sincronizar temporalmente los datos de ruido y datos de nivel de vibración. Donde existe una correlación entre datos de vibración y datos de ruido en la región de interés para más de uno de los sensores de vibración, puede elegirse el sensor de vibración cuyos datos tienen la mejor correlación. Como alternativa, pueden identificarse múltiples sensores de vibración. Por ejemplo, puede calcularse un valor de correlación representativo de la fuerza de la correlación entre los datos de ruido y 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.

65 En la etapa 450, se determina un umbral de nivel de vibración para el sensor de vibración identificado. Donde más de un sensor de vibración se identificó en la etapa 440, pueden determinarse umbrales de nivel de vibración para cada uno de los sensores de vibración identificados. El umbral de nivel de vibración se basa en el nivel de vibración

detectado por el sensor de vibración identificado en la región de interés, y puede determinarse de cualquier número de formas. Por ejemplo, el nivel de vibración umbral puede determinarse que sea igual al nivel de vibración detectado por el sensor identificado cuando los datos de ruido exceden un umbral de nivel de ruido predeterminado. Como otro ejemplo, el umbral puede definirse como la diferencia en niveles de vibración máximo y mínimo detectados por el sensor de vibración identificado en la región de interés.

Finalmente, en la etapa 460, se determina cuándo el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral de nivel de vibración determinado. Donde se identifica más de un sensor de vibración en la etapa 440, y se determina más de un umbral de nivel de vibración en la etapa 450, puede determinarse cuándo se exceden uno cualquiera o una combinación de más de un de los umbrales determinados.

En general, cuando se identifican sensores que se correlacionan bien con datos de ruido, datos de dichos sensores pueden usarse para diversos propósitos. En particular, los datos de sensor pueden considerarse indicativos de ruido de salida, particularmente ruido tonal, y esto puede usarse en una estrategia de control posterior, estrategia de grabación de datos o estrategia de notificación, con lo que los datos de sensor se usan para controlar una función adicional dentro de la turbina eólica, o en un sistema externo. Por lo tanto, en su lugar, pueden usarse técnicas distintas de identificación de un valor umbral y, por tanto, las etapas 450 y 460 son opcionales. Como un ejemplo, los datos de sensor identificados pueden notificarse a otro sistema (interno o externo a los sistemas de control de turbina o parque eólico) para su uso como un sustituto de datos de ruido. En general, el controlador de turbina, controlador de parque eólico, u otro sistema, puede actuar cuando los datos de sensor cumplen con una o más condiciones predeterminadas, que indican que se está produciendo ruido tonal.

Opcionalmente, cuando se determina que el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede un umbral, o cuando de otra manera el sensor de vibración desencadena datos que cumplen una condición predeterminada, se registra un evento. También puede registrarse un evento en respuesta a recibir una petición remota. Una petición remota de este tipo puede hacerse por o en respuesta a un vecino de turbina eólica experimentando ruido de turbina eólica. Registrar un evento puede incluir grabar la hora en la que se excedió el umbral, la duración que se excedió el umbral y uno o más parámetros de operación de turbina eólica tal como las RPM, potencia de salida, par, ángulo de paso de pala, velocidad del viento o dirección del viento. También pueden grabarse los niveles de vibración detectados por uno o más de los sensores de vibración.

Registrar eventos es ventajoso ya que los datos grabados pueden compararse con datos adicionales indicativos de niveles de ruido generados por la turbina eólica desde fuentes alternativas. Por ejemplo, si un vecino de turbina eólica envía una queja acerca de ruido de turbina eólica a una hora particular, puede determinarse si esta hora coincide con un evento registrado.

Donde coincide con un evento registrado, se conocen uno o más parámetros de operación de turbina eólica a la hora del evento y pueden usarse para determinar futura operación de turbina eólica. Si la hora de la queja de ruido no coincide con un evento registrado, esto puede usarse para determinar si necesitan ajustarse los niveles de vibración umbral.

El uno o más componentes puede configurarse para enviar una notificación a un usuario remoto cuando el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado. La notificación puede incluir parámetros registrados tal como la hora a la que se excedió el umbral, la duración durante la que se excedió y/o uno o más parámetros de operación de turbina eólica.

La Figura 5 es un diagrama de flujo que ilustra un método (500) de control de una turbina eólica para evitar producción de ruido tonal de acuerdo con otro aspecto de la presente invención. La turbina eólica se controla mediante un controlador de turbina eólica que se asocia con una o más de una turbina eólica de una planta de potencia eólica. Etapas del método pueden tener lugar en el controlador, o pueden dividirse entre el controlador y uno o más componentes que están en comunicación con el controlador.

En la etapa 510, se adquieren datos de ruido que representan ruido producido por una turbina eólica, como se ha explicado anteriormente con respecto a la Figura 1 y la etapa 410 del método 400.

En la etapa 520, se adquieren datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración colocados en diferentes ubicaciones alrededor de la turbina eólica, como se describe anteriormente con respecto a la Figura 3 y la etapa 420 del método 400.

En la etapa 530, se identifica una región de interés en los datos de ruido. La región de interés puede identificarse de la misma forma como se describe anteriormente con respecto a la etapa 430 del método 400, y como se explica en mayor detalle a continuación con referencia a la Figura 6.

En la etapa 540, se identifica un sensor de vibración para el que se correlacionan los datos de nivel de vibración con los datos de ruido en la región de interés. El sensor de vibración puede identificarse de la misma forma como se describe anteriormente con respecto a la etapa 440 del método 400.

En la etapa 550, se determina un umbral de nivel de vibración para el sensor de vibración identificado. El umbral de nivel de vibración puede determinarse de la misma forma como se describe anteriormente con respecto a la etapa 450 del método 400.

5 Finalmente, en la etapa 560, se ajustan uno o más parámetros de operación de turbina eólica en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado que excede el umbral de nivel de vibración determinado. Donde se identifican más de un sensores de vibración en la etapa 540, y se determina más de un umbral de nivel de vibración en la etapa 550, pueden ajustarse uno o más parámetros de operación de turbina eólica en respuesta a uno cualquiera o combinación de uno o más de los niveles de vibración detectados en los respectivos sensores de vibración identificados que exceden los respectivos umbrales de nivel de vibración determinados.

10 El uno o más parámetros de operación de turbina eólica que se ajustan pueden ser uno o más de las RPM de la turbina eólica, la potencia de salida de la turbina eólica, el par producido y el ángulo de paso de pala de las palas de la turbina eólica.

15 Los parámetros de operación de turbina eólica se ajustan para reducir o evitar producción de ruido tonal por la turbina eólica. El ajuste puede tener en cuenta adicionalmente una envolvente operacional predeterminada que satisface una o más restricciones operacionales predeterminadas. En particular, una envolvente operacional puede definirse de forma separada a las realizaciones descritas en este documento, teniendo en cuenta una o más restricciones tal como restricciones de ruido aéreo, restricciones de desgaste, restricciones de carga y restricciones de potencia de salida. Tales restricciones pueden depender, por ejemplo, de la hora del día (pueden existir restricciones de ruido aéreo adicionales durante la noche) y velocidad del viento. El uno o más parámetros de operación pueden ajustarse para reducir o evitar producción de ruido tonal mientras permanecen también dentro de la envolvente operacional, y también pueden ajustarse para maximizar producción de energía mientras permanecen dentro de la envolvente operacional.

20 Haciendo referencia ahora a ambos métodos 400 y 500, opcionalmente, los métodos (400, 500) comprenden además adquirir datos de parámetro de operación de turbina eólica que representan parámetros de operación de la turbina eólica, tal como las RPM, potencia de salida, par, ángulo de paso de pala, dirección del viento y velocidad del viento. Tales parámetros se miden por sensores apropiados, como se describe anteriormente con respecto a la Figura 1.

25 Donde se adquieren datos de parámetro de operación de turbina eólica, los métodos (400, 500) pueden comprender adicionalmente determinar un conjunto de uno o más parámetros de operación a partir de los datos de parámetro de operación para la región de interés. El método también puede implicar determinar un conjunto de intervalos de parámetros de operación que corresponden a la región de interés en los datos de ruido. Por ejemplo, para una región de interés dada, los extremos de un intervalo de parámetros de operación pueden corresponder a los valores menor y mayor de ese parámetro de operación en la región de interés.

30 Donde se determina un conjunto de intervalos de parámetros de operación, las etapas 460 y 560 de los métodos 400 y 500 pueden modificarse de modo que se determina cuándo, o se hacen ajustes a uno o más parámetros de operación de turbina eólica cuando, el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado y al mismo tiempo uno o más parámetros de operación de turbina eólica se detectan que están dentro del conjunto predeterminado de intervalos de parámetros de operación. De manera similar, pueden registrarse únicamente eventos cuando tanto el nivel de vibración detectado por el sensor identificado excede el umbral determinado como el uno o más parámetros de operación de turbina eólica se detectan que están dentro del conjunto predeterminado de intervalos de parámetros de operación.

35 Opcionalmente, los métodos (400, 500) comprenden además determinar una relación entre nivel de ruido, nivel de vibración para el sensor de vibración identificado y, donde se han adquirido datos pertinentes, uno o más parámetros de operación de turbina eólica. La relación determinada puede usarse para predecir un conjunto de parámetros de operación de turbina eólica para la que es probable que se genere ruido tonal por la turbina eólica.

40 En algunas realizaciones, los datos de ruido y los datos de parámetro de operación de turbina eólica se combinan para producir datos que presentan ruido producido por la turbina eólica como una función de uno o más parámetros de operación de turbina eólica. Esto puede requerir sincronizar temporalmente los datos de ruido y datos de parámetro de operación de turbina eólica. La región de interés en los datos de ruido puede identificarse a continuación a partir de los datos combinados, en cuyo caso un intervalo o intervalos de parámetros de operación pueden determinarse como el intervalo o intervalos de parámetros de operación usados para definir la región de interés. Por ejemplo, en algunas realizaciones, los datos de ruido se combinan con datos de RPM para proporcionar datos que representan el ruido producido por la turbina eólica como una función de, o en relación con, las RPM de la turbina eólica. La región de interés puede determinarse a continuación a partir de estos datos, en cuyo caso la región de interés en los datos de ruido correspondería a un intervalo de valores de RPM.

45 La Figura 6 muestra datos de ruido ilustrativos e ilustra un método de identificación de una región de interés en datos

de ruido de acuerdo con realizaciones de la presente invención.

5 Como puede observarse a partir de la figura 6, la presión acústica medida, que representa ruido, se representa en el eje vertical y las RPM de la turbina se representa en el eje horizontal. Se muestran dos curvas: una curva de línea continua (610) que representa la presión acústica medida máxima como una función de RPM, y una curva de línea discontinua (620) que representa la presión acústica medida mínima una función de RPM. Un conjunto de datos de este tipo puede crearse combinando diversos datos de presión acústica sincronizada temporalmente y de RPM obtenidos en diferentes periodos de tiempo, como se apreciará por expertos en la materia.

10 En general, la desviación entre la presión acústica medida máxima (510) y la presión acústica medida mínima (620) es relativamente pequeña. Sin embargo, dentro de un área indicada por la caja (630), entre valores de RPM RPM_1 y RPM_2 existe una mayor desviación entre las presiones acústicas medidas máxima y mínima. Una desviación de este tipo puede indicar que la turbina eólica estuvo produciendo ruido tonal cuando las RPM de la turbina eólica estuvieron entre RPM_1 y RPM_2 . El intervalo de RPM entre RPM_1 y RPM_2 puede identificarse a continuación como una región de interés en los datos de ruido.

15 Determinar los valores de RPM_1 y RPM_2 puede implicar determinar valores de RPM en los que la desviación entre el ruido (presión acústica) medido máximo y mínimo excede un umbral predeterminado. Como alternativa, RPM_1 y RPM_2 pueden ser valores de RPM entre los que la variación media entre el ruido medido máximo y mínimo excede umbral predeterminado. Como otro ejemplo, pueden analizarse datos de ruido para determinar intervalos de RPM en los datos en los que la tonalidad es más pronunciada, por ejemplo de acuerdo con la norma IEC 61400-11. Otras formas de determinar valores serán evidentes para un experto en la materia.

20 Mientras el método de identificación de la región de interés en los datos de ruido se ha descrito con respecto a datos de RPM, podrían usarse otros parámetros de operación de turbina eólica. Por ejemplo, podría usarse un conjunto de datos que representa nivel de ruido como una función de ángulo de paso de pala, velocidad del viento, par o cualquier otro parámetro de operación.

25 Como alternativa, como se ha explicado anteriormente con referencia a las Figuras 4 y 5, la región de interés en los datos de ruido podría identificarse sin usar ningún dato de parámetro de operación 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 a la hora que corresponde con el fuerte aumento o el nivel de ruido muy alto.

30 La Figura 7 es un diagrama de flujo que ilustra un método (700) de análisis de ruido de turbina eólica de acuerdo con un aspecto de la presente invención. Como el método 400, el análisis tiene lugar en uno o más componentes, que pueden ser internos o externos a una planta de potencia eólica, y pueden asociarse con una o más de una turbina eólica de las turbinas eólicas. El uno o más componentes pueden ser un controlador para controlar una turbina eólica o planta de potencia eólica, o pueden estar en comunicación con un controlador para controlar una turbina eólica o planta de potencia eólica.

35 Las etapas 710 y 720 corresponden a las etapas 410 y 420 del método 400, en las que se adquieren datos de ruido que representan ruido producido por una turbina eólica y datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración colocados en diferentes ubicaciones alrededor de la turbina eólica.

40 En la etapa 730, que puede realizarse además de etapas 430 y 440, se identifica un segundo sensor de vibración para el que generalmente se correlacionan los datos de nivel de vibración con los datos de ruido. Es decir, en lugar de identificación de uno o más sensores cuyos datos se correlacionan específicamente en una región de interés de los datos de ruido, se identifican uno o más sensores cuyos datos se correlacionan sobre un amplio intervalo. Donde se realiza la etapa 730 además de las etapas 430 y 440 del método 400, la etapa 730 puede implicar identificar uno o más segundos sensores de vibración para los que los datos de nivel de vibración se correlacionan con los datos de ruido fuera de la región identificada en la etapa 420. Pueden usarse datos del segundo sensor de vibración identificado para determinar niveles de ruido emitido por una turbina eólica.

45 En la etapa 740, que puede realizarse además de la etapa 450, se determina un umbral de nivel de vibración para cada uno de los segundos sensores de vibración identificados. El umbral de nivel de vibración se basa en el nivel de vibración detectado por el respectivo segundo sensor de vibración identificado, y puede determinarse de cualquier número de formas. Por ejemplo, el nivel de vibración umbral para el segundo sensor de vibración identificado puede determinarse que sea igual al nivel de vibración detectado por el sensor identificado cuando los datos de ruido exceden un umbral de nivel de ruido predeterminado. Como otro ejemplo, el umbral puede ser igual al nivel de vibración máximo o mínimo detectado por el sensor de vibración identificado.

50 Finalmente, en la etapa 750, que puede realizarse además de la etapa 460, se determina cuándo el nivel de vibración detectado por el segundo sensor de vibración identificado excede el umbral de nivel de vibración determinado para el segundo sensor de vibración.

De nuevo, generalmente cuando se identifican segundos sensores que se correlacionan bien con datos de ruido, pueden usarse datos de dichos sensores para diversos propósitos. En particular, los datos de sensor pueden considerarse indicativos de ruido de salida, particularmente ruido tonal, y esto puede usarse en una estrategia de control posterior, estrategia de grabación de datos o estrategia de notificación, con lo que los datos de sensor se usan para controlar una función adicional dentro de la turbina eólica, o en un sistema externo. Por lo tanto, en su lugar, pueden usarse técnicas distintas de identificación de un valor umbral y, por tanto, las etapas 740 y 750 son opcionales. Como un ejemplo, los datos de sensor identificados pueden notificarse a otro sistema (interno o externo a los sistemas de control de turbina o parque eólico) para su uso como un sustituto de datos de ruido. En general, el controlador de turbina, controlador de parque eólico, u otro sistema, puede actuar cuando los datos de sensor cumplen con una o más condiciones predeterminadas, que indican el nivel de ruido que se está produciendo. Los segundos datos de sensor pueden usarse en conjunto con los primeros datos de sensor.

Se apreciará que las etapas opcionales descritas anteriormente con respecto a los métodos 400 y 500, tal como la determinación de intervalos de parámetros operacionales de turbina eólica, el registro de eventos, y la determinación de relaciones entre nivel de ruido, nivel de vibración del sensor identificado y parámetros de operación, también pueden aplicarse a las etapas de método 700.

La Figura 8 es un diagrama de flujo que ilustra un método (800) de control de una turbina eólica para evitar producción de ruido tonal de acuerdo con un aspecto de la invención. Como con los métodos anteriores, la turbina eólica puede controlarse mediante un controlador de turbina eólica que se asocia con una o más de una turbinas eólicas de una planta de potencia eólica, y la turbina eólica puede ser cualquier turbina eólica como se describe anteriormente. Etapas del método pueden tener lugar en el controlador, o pueden dividirse entre el controlador y uno o más componentes que están en comunicación con el controlador.

En la etapa 810, se hace una estimada de un nivel de ruido que se produce por una turbina eólica basándose en un nivel de vibración detectado por un primer sensor de vibración colocado en una primera ubicación alrededor de la turbina eólica. El primer sensor de vibración puede ser el sensor de vibración identificado en la etapa 440 o 540 de los métodos 400 y 500, y la estimada del nivel de ruido producido por la turbina eólica puede hacerse en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado que excede el umbral determinado en las etapas 450 y 500 de los métodos 400 y 500. La estimada puede hacerse usando una relación determinada entre nivel de ruido, nivel de vibración en el sensor de vibración identificado y, opcionalmente, uno o más parámetros de operación de turbina eólica. En algunos casos, la etapa 810 puede implicar adicionalmente convertir la estimada de ruido basándose en el nivel de vibración detectado a una estimada de tonal audibilidad de acuerdo con los métodos descritos en la sección 9.5 de la tercera edición de la norma IEC 61400-11.

En la etapa opcional 820, se hacen estimadas de ruido para uno o más sensores de vibración adicionales colocados en diferentes ubicaciones alrededor de la turbina eólica, basándose en los niveles de vibración detectados por los respectivos sensores de vibración. El uno o más sensores de vibración adicionales pueden ser sensores de vibración adicionales identificados en las etapas 440 y 540, y/o pueden ser sensores de vibración identificados en la etapa 730 del método 700. Las estimadas pueden hacerse basándose en relaciones determinadas para el uno o más sensores de vibración adicionales.

En la etapa opcional 830, se hace una suma ponderada de las estimadas de ruido hechas en las etapas 810 y 820. En algunas realizaciones, las respectivas ponderaciones usadas en la suma ponderada son todas iguales a uno. En otras realizaciones, las respectivas ponderaciones se basan en la fuerza de una correlación entre los datos de ruido y datos de vibración para el respectivo sensor de vibración, particularmente en la región de interés de los métodos 400 y 500. Tomar una suma ponderada de estimadas de ruido que corresponden a múltiples sensores de vibración puede producir una estimada de ruido mejorada que tiene en cuenta mejor e incluye fuentes de ruido secundarias y terciarias, y que describen mejor las formas de los modos responsables de la tonalidad.

En la etapa 840, se ajustan uno o más parámetros de operación de turbina eólica si la suma ponderada de las estimadas de ruido excede un umbral predeterminado. Donde no se realizan las etapas opcionales 820 y 830, se ajustan uno o más parámetros de operación de turbina eólica si la estimada de ruido para el primer sensor de vibración de las estimadas de ruido excede un umbral predeterminado. La etapa 840 puede realizarse además de o como alternativa a la etapa 560 del método 500.

Generalmente los datos de ruido de turbina usados para correlacionar datos de sensor de vibración con ruido se han descrito anteriormente como que se detectan usando uno o más micrófonos. Sin embargo, para evitar las dudas, pueden obtenerse datos de ruido de otras fuentes y, por tanto, un micrófono no es un requisito. Por ejemplo, los datos de ruido pueden calcularse usando uno o más modelos de emisión de ruido para turbinas eólicas, un número de los cuales se conocen bien en la técnica. Los modelos pueden tomar uno o más parámetros de turbina o parques eólicos como entradas y proporcionar, como una salida, datos de ruido que indican el volumen y frecuencias de ruido emitido a diversas distancias de la turbina eólica.

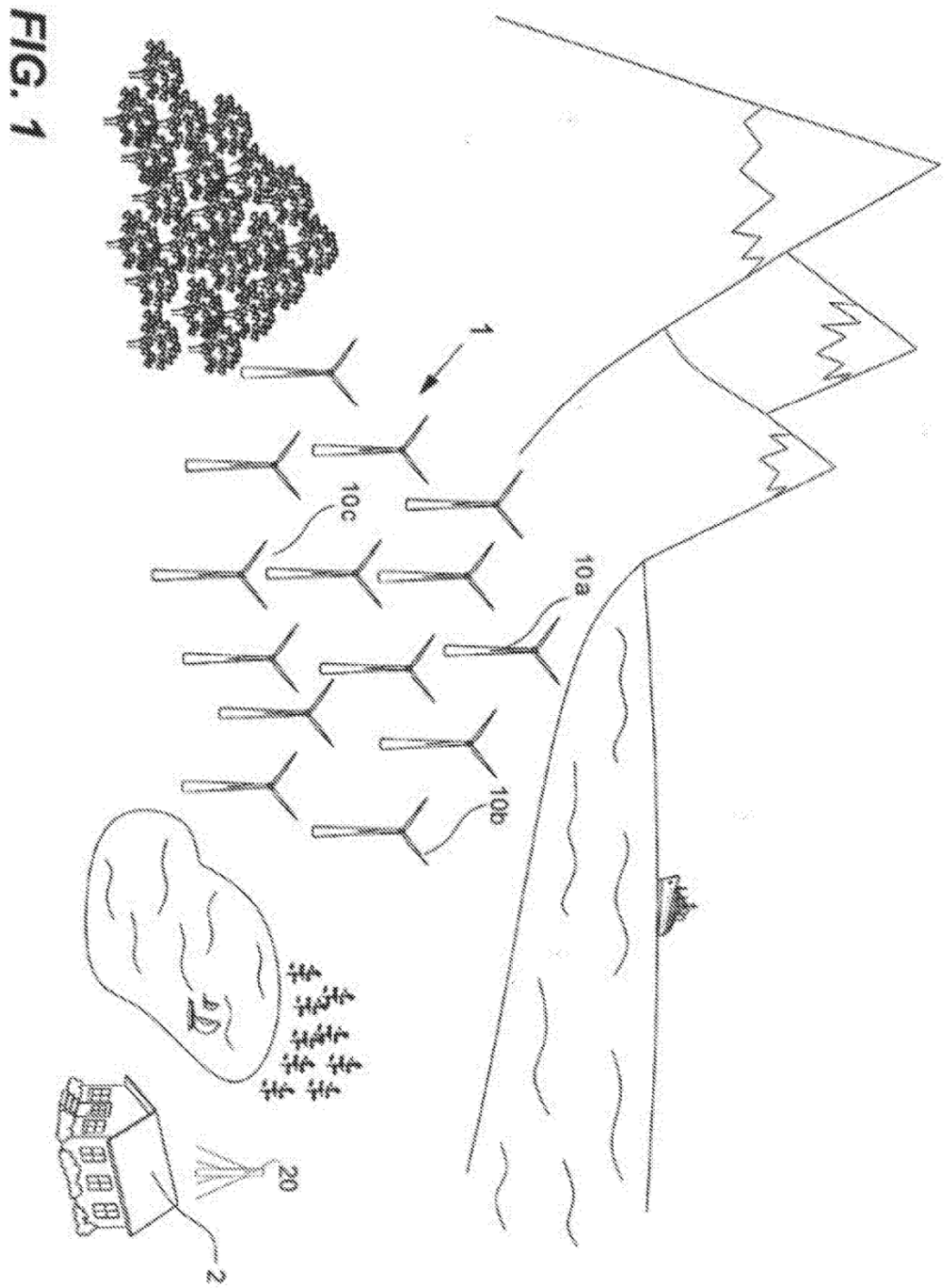
Anteriormente se describen un número de realizaciones con diversas características opcionales. Debería apreciarse que, con la excepción de cualquier característica mutuamente excluyente, y combinación de una o más

características opcionales son posibles.

REIVINDICACIONES

1. Un método de análisis de ruido de turbina eólica, comprendiendo el método:
 5 adquirir datos de ruido que representan ruido producido por una turbina eólica;
 adquirir datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración colocados en diferentes ubicaciones alrededor de la turbina eólica;
 identificar una región de interés en los datos de ruido, siendo la región de interés una candidata para contener ruido tonal generado por la turbina eólica; caracterizado por:
 10 identificar un sensor de vibración, cuyos datos se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés.
2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo adicionalmente usar datos del sensor de vibración identificado para determinar ruido tonal emitido por una turbina eólica.
3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, comprendiendo el método adicionalmente:
 15 determinar un nivel de vibración umbral para el sensor de vibración identificado, basándose el umbral en un nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado en la región de interés; y
 determinar cuándo el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado.
- 20 4. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior en el que la región de interés se identifica determinando una variación de niveles de ruido detectados en los datos de ruido indicativos de ruido tonal.
5. Un método de acuerdo con la reivindicación 4 en el que la región de interés se identifica comparando un nivel de ruido máximo y un nivel de ruido mínimo presentes en los datos de ruido asociados con uno o más parámetros de
 25 turbina eólica; en el que el uno o más parámetros de turbina eólica son uno o más de RPM, par, velocidad del viento y ángulo de paso de pala.
6. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, comprendiendo adicionalmente:
 30 determinar, para la región de interés, una relación entre nivel de ruido y nivel de vibración para el sensor de vibración identificado.
7. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior comprendiendo adicionalmente:
 35 adquirir datos de parámetro de operación de turbina eólica que representan parámetros de operación de la turbina eólica; en el que los parámetros de operación de turbina eólica incluyen al menos uno de las RPM, potencia de salida, par, velocidad del viento, dirección del viento y ángulo de paso de pala;
 determinar un conjunto de parámetros de operación de turbina eólica que corresponden a la región de interés; y
 determinar, para la región de interés, una relación entre nivel de ruido, nivel de vibración para el sensor de vibración identificado y los parámetros de operación de turbina eólica.
- 40 8. Un método de acuerdo con la reivindicación 7 comprendiendo adicionalmente:
 usar la relación determinada para predecir un conjunto de parámetros de operación de una turbina eólica para la que es probable que se genere ruido tonal por la turbina eólica.
9. Un método de acuerdo con la reivindicación 7 o la reivindicación 8, comprendiendo adicionalmente:
 45 determinar intervalos para un conjunto de parámetros de operación de turbina eólica basándose en el conjunto predeterminado de parámetros de operación de turbina eólica para la región de interés; y
 determinar cuándo el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado cumple con unos criterios predeterminados y los parámetros de operación de turbina eólica están dentro del conjunto predeterminado de intervalos.
- 50 10. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior comprendiendo adicionalmente registrar un evento cuando el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado cumple con unos criterios predeterminados y/o registrar un evento en respuesta a recibir una recepción de una petición remota.
- 55 11. Un método de acuerdo con la reivindicación 10 en el que registrar un evento comprende registrar la hora del evento, la duración del evento, y registrar parámetros de operación de turbina eólica a la hora del evento.
12. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior comprendiendo adicionalmente sincronizar temporalmente datos de ruido adquiridos con datos de vibración adquiridos.
 60
13. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, comprendiendo adicionalmente sincronizar temporalmente datos de ruido adquiridos con uno o más parámetros de operación de turbina eólica.
- 65 14. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que los sensores de vibración son acelerómetros y/o extensómetros.

15. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior comprendiendo adicionalmente:
identificar un segundo sensor de vibración, cuyos datos se correlacionan con los datos de ruido fuera la región de interés; y
usar datos del segundo sensor de vibración identificado para determinar ruido emitido por una turbina eólica.
- 5
16. Un método de acuerdo con la reivindicación 15, comprendiendo el método adicionalmente
determinar un nivel de vibración umbral para el segundo sensor de vibración, basándose el umbral en el nivel de vibración detectado por el segundo sensor de vibración; y
determinar cuándo el nivel de vibración detectado por el segundo sensor de vibración excede el nivel de vibración umbral.
- 10
17. Un método de acuerdo con la reivindicación 15 o la reivindicación 16 comprendiendo adicionalmente:
determinar una relación entre nivel de ruido y nivel de vibración para el segundo sensor de vibración.
- 15
18. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 15 a 17 comprendiendo adicionalmente:
adquirir datos de parámetro de operación de turbina eólica que representan un conjunto de parámetros de operación de la turbina eólica y
determinar una relación entre nivel de ruido, nivel de vibración para el segundo sensor de vibración y parámetros de operación de turbina eólica.
- 20
19. Un controlador para controlar una turbina eólica o una planta de potencia eólica, configurándose el controlador para efectuar el método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 18.
- 25
20. Un controlador de acuerdo con la reivindicación 19 configurado adicionalmente para enviar una notificación a un usuario remoto cuando el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado indica que se emite ruido tonal.
- 30
21. Un controlador de acuerdo con la reivindicación 20 en el que la notificación comprende parámetros de operación de turbina eólica registrados.
- 35
22. Una turbina eólica o una planta de potencia eólica que comprende un controlador de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 19 a 21.
23. Un programa informático que cuando se ejecuta en un dispositivo informático provoca que efectúe el método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 18.



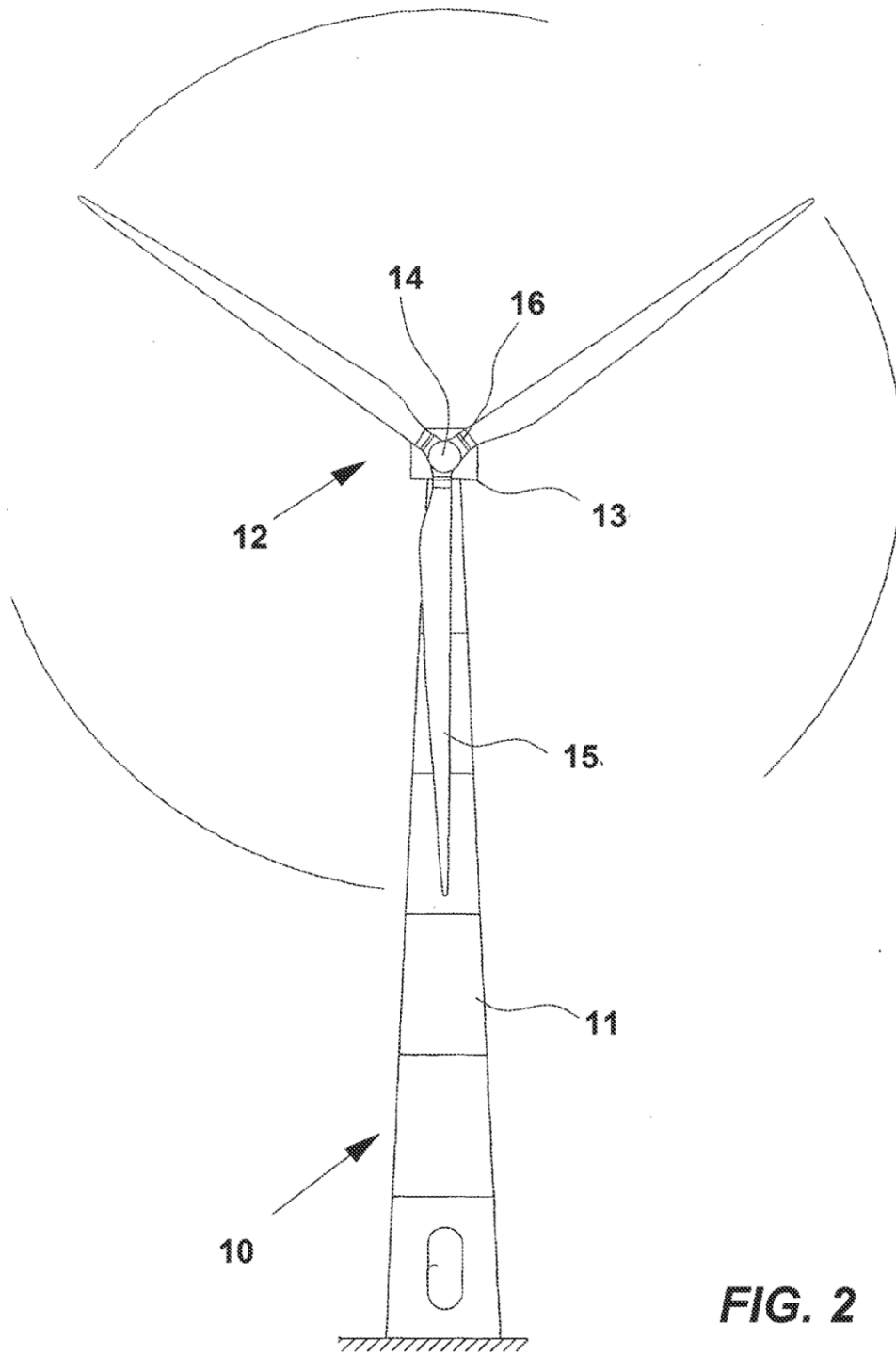


FIG. 2

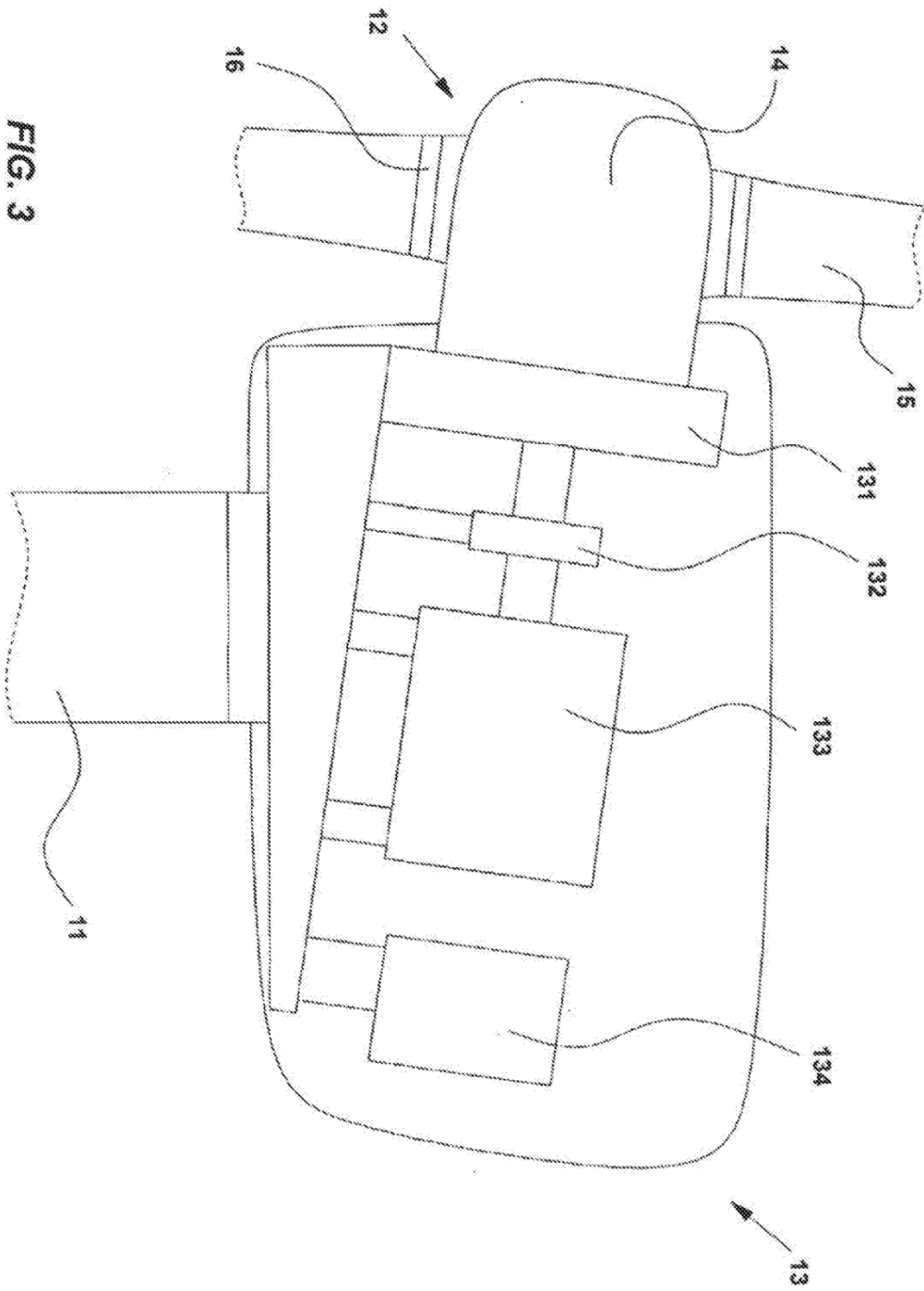


FIG. 3

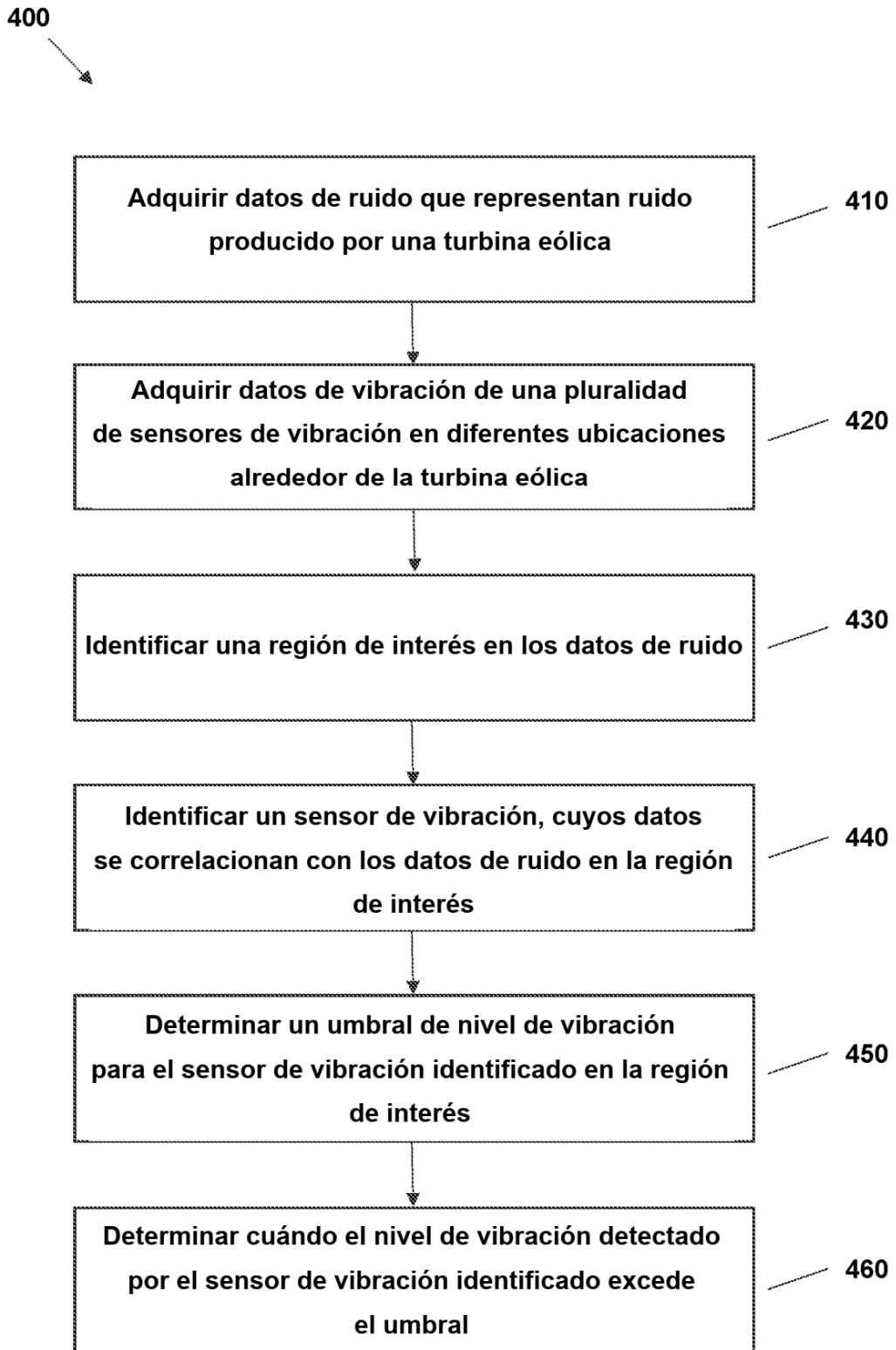


FIG. 4

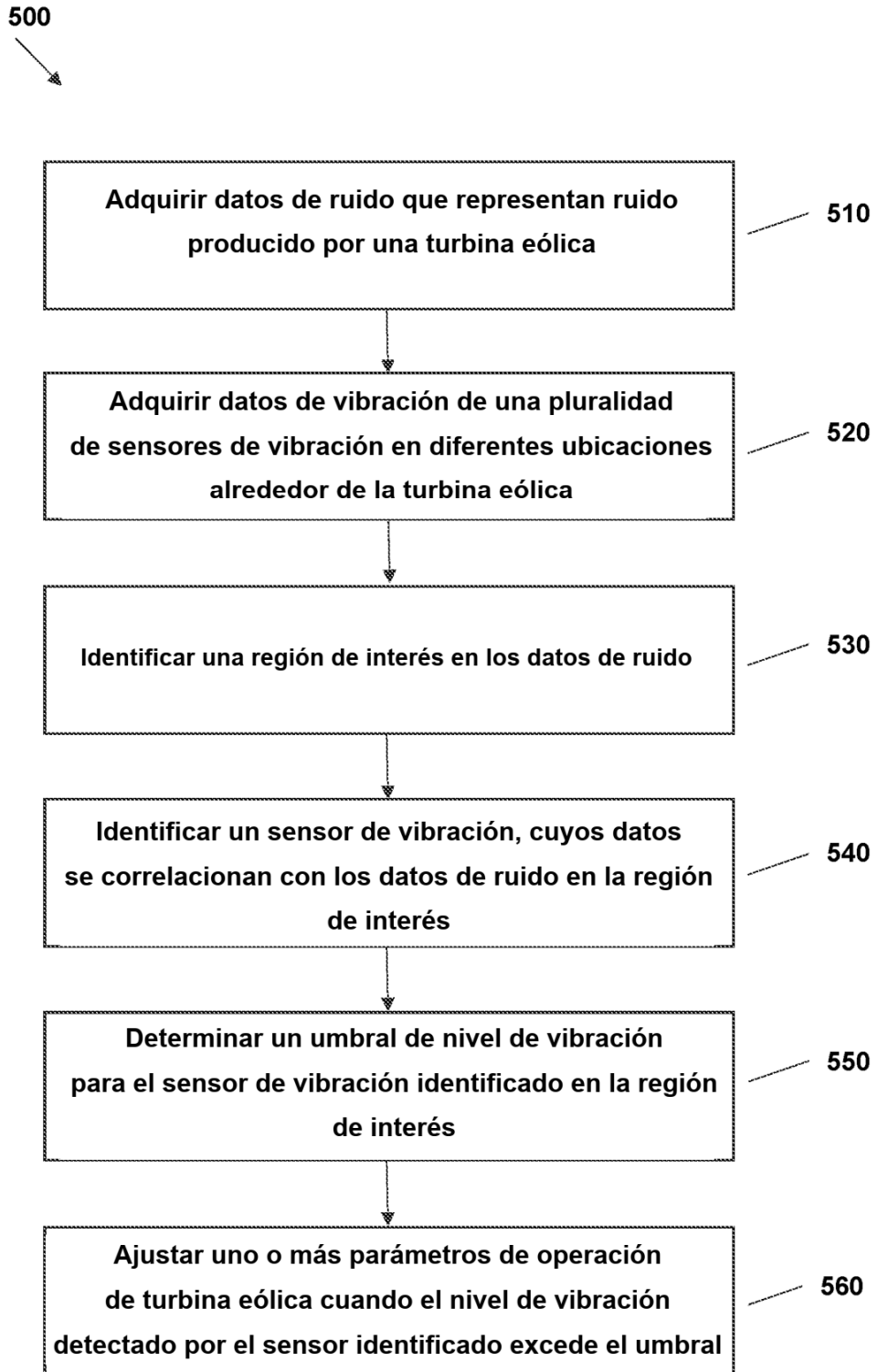


FIG. 5

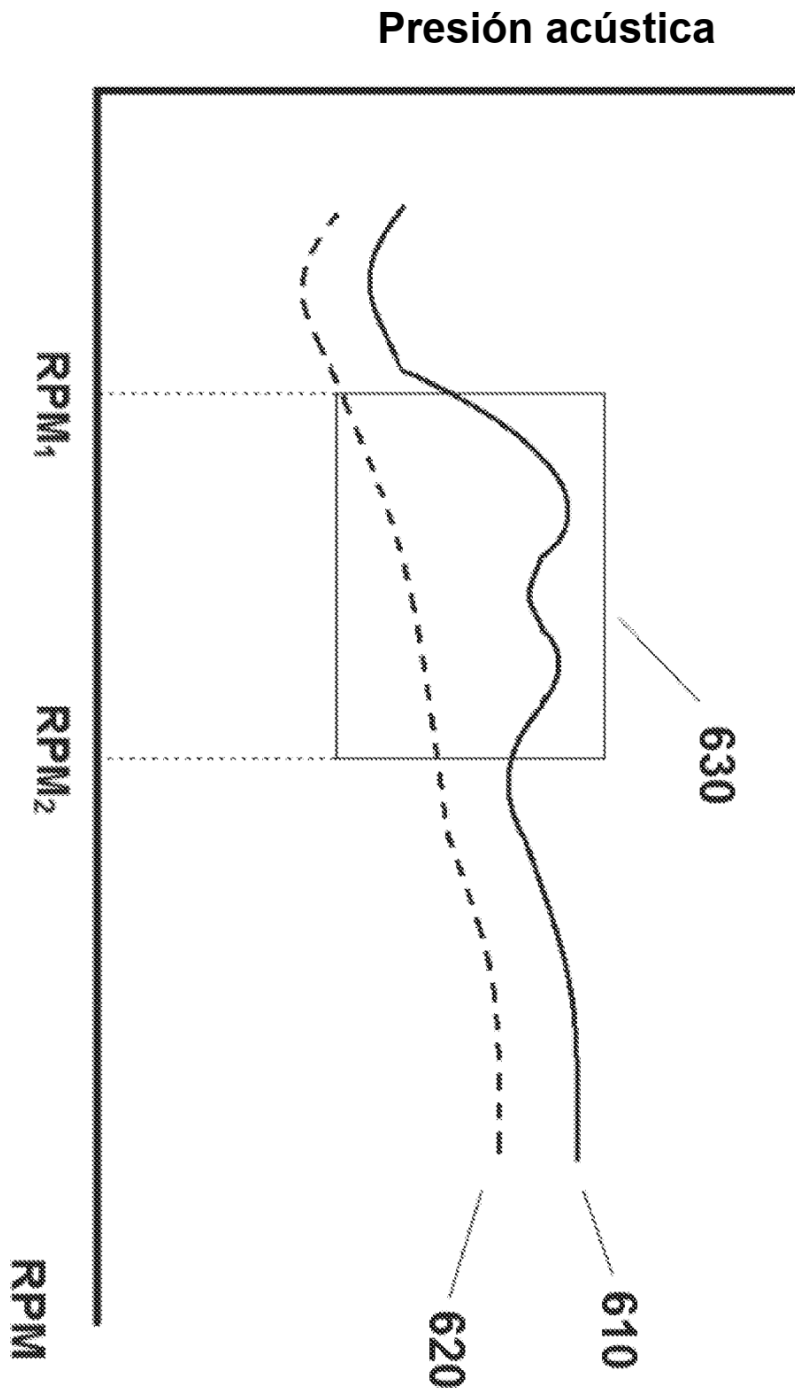


FIG. 6

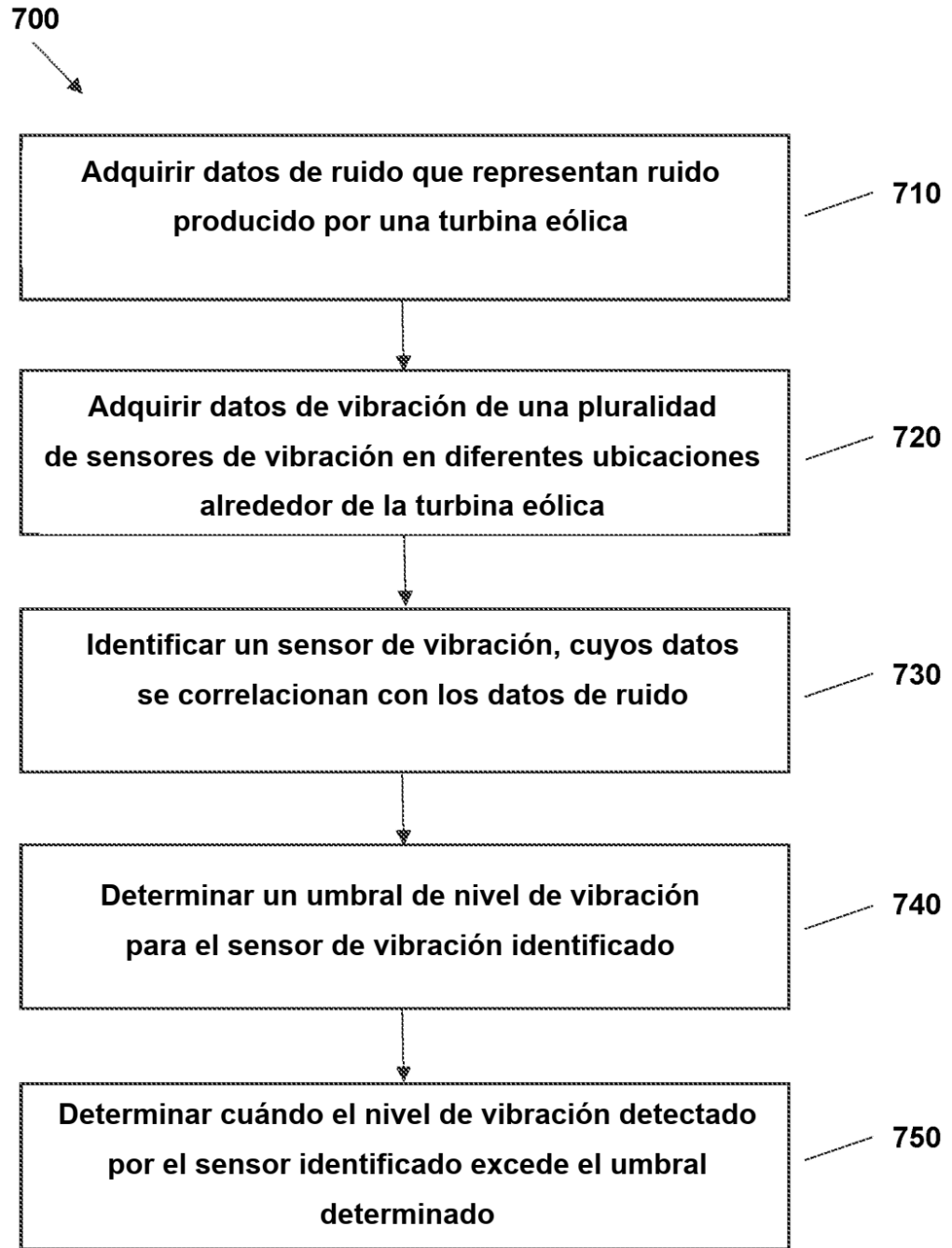


FIG. 7

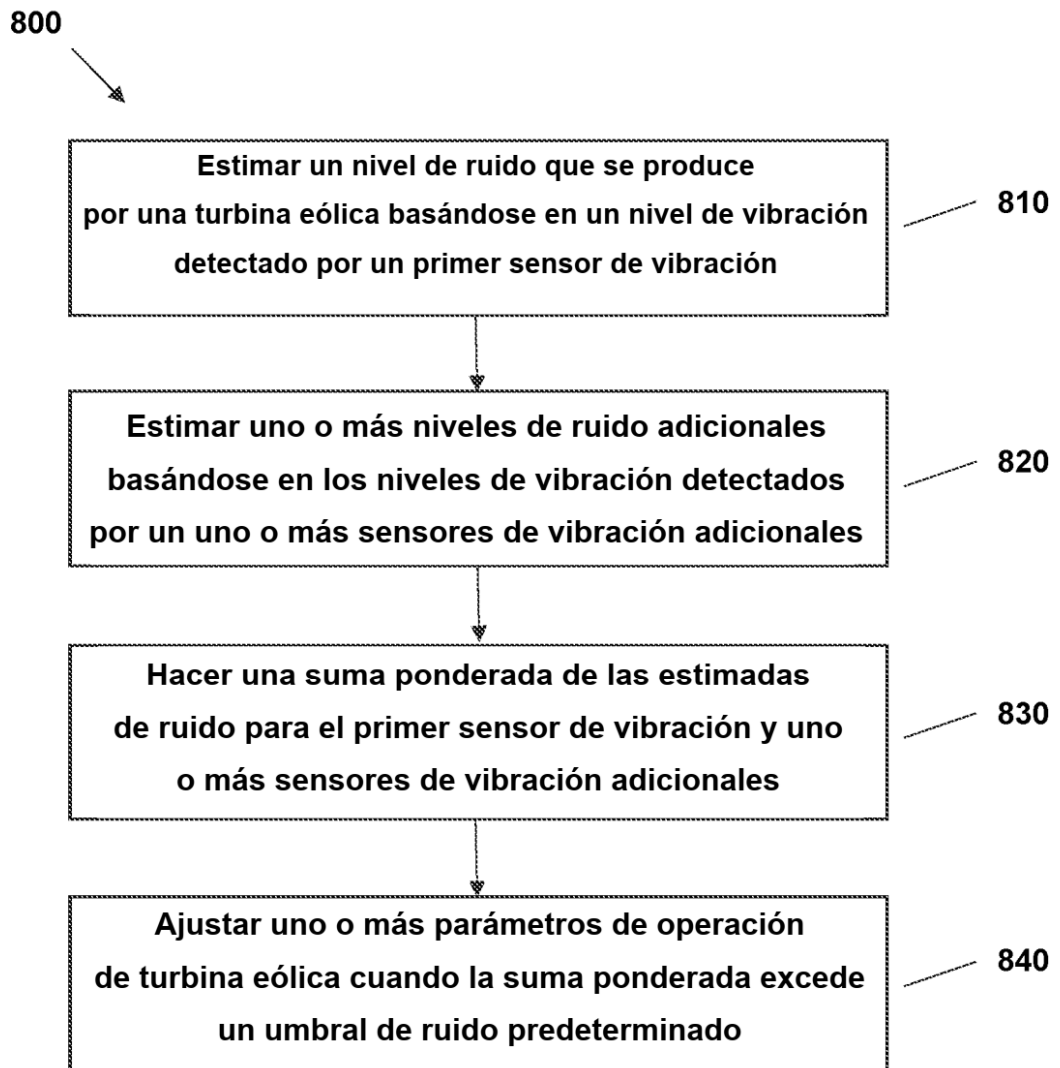


FIG. 8