

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 979 239**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)
F03D 7/04 (2006.01)
F03D 7/02 (2006.01)
G01H 1/00 (2006.01)
G01H 3/12 (2006.01)
G01R 31/34 (2010.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **04.05.2018** **PCT/US2018/031092**

87 Fecha y número de publicación internacional: **06.12.2018** **WO18222341**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **04.05.2018** **E 18810438 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.03.2024** **EP 3631205**

54 Título: **Detección de fallos de turbina eólica usando señales acústicas, de vibración y eléctricas**

30 Prioridad:

01.06.2017 US 201715610992

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la
traducción de la patente:
25.09.2024

73 Titular/es:

GENERAL ELECTRIC RENOVABLES ESPAÑA S.L
(100.0%)
Roc Boronat, 78
08005 Barcelona, ES

72 Inventor/es:

UNNIKRISHNAN, JAYAKRISHNAN;
HE, LIJUN;
MATTHEWS, BRETT, ALEXANDER y
HAO, LIWEI

74 Agente/Representante:

DE ROOIJ, Mathieu Julien

ES 2 979 239 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

Detección de fallos de turbina eólica usando señales acústicas, de vibración y eléctricas

5 **Campo**

[0001] La presente divulgación se refiere en general a turbinas eólicas, y más en particular a procedimientos y sistemas para una mejora en la detección de fallos en diversos componentes de trenes de potencia en turbinas eólicas.

10 **Antecedentes**

[0002] En general, una turbina eólica incluye un rotor que incluye un conjunto de buje rotatorio que tiene múltiples palas. Las palas transforman energía eólica en un par de torsión de rotación mecánico que a su vez acciona un tren de potencia acoplada a un generador eléctrico. Sin embargo, los generadores eléctricos, motores y el tren de potencia en una turbina eólica pueden generar vibraciones de torsión y radiales debido a la presencia de componentes defectuosos tales como rodamientos, engranajes o similares. Convencionalmente, se puede realizar un análisis de vibración de componentes en una turbina eólica para supervisar las condiciones de operación. Por ejemplo, los fallos mecánicos en turbinas eólicas que tienen un tren de potencia pueden generar vibraciones en la frecuencia de rotación del rotor. Sin embargo, se ha descubierto que las señales de vibración pueden no detectar todos los tipos de fallos asociados con los diversos componentes del tren de potencia. Los documentos US 2015/116131 A1 y US 2015/292484 A1 se refieren a sistemas de supervisión que diagnostican una anomalía de un aparato provisto en una turbina eólica o una métrica de salud del tren de potencia. El documento US 9576445 B2 se refiere a sistemas para generar efectos hápticos. Otros ejemplos de soluciones de la técnica anterior están disponibles en el documento XP093020224.

25 **Breve descripción**

[0003] Los aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la siguiente descripción.

[0004] La presente invención se refiere a un procedimiento para determinar una condición de fallo para un componente de un tren de potencia en una turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 1 y un sistema de control de acuerdo con la reivindicación 10.

[0005] Un aspecto de ejemplo de la presente divulgación se refiere a un procedimiento para determinar una condición de fallo para un componente de un tren de potencia en una turbina eólica. El procedimiento puede incluir recibir una señal acústica desde un dispositivo de medición de señal acústica. El procedimiento puede incluir además recibir una señal de vibración desde un dispositivo de medición de señal de vibración. El procedimiento puede incluir además analizar la señal acústica para determinar una señal acústica analizada. El procedimiento puede incluir además analizar la señal de vibración para determinar una señal de vibración analizada. El procedimiento puede incluir además determinar una condición de fallo para el componente en base al menos en parte a la señal acústica analizada y la señal de vibración analizada.

[0006] Otro aspecto de ejemplo de la presente divulgación se refiere a un sistema de control. El sistema de control puede incluir un dispositivo de medición de señal acústica, un dispositivo de medición de señal eléctrica, un dispositivo de medición de señal de vibración, y uno o más procesadores y uno o más dispositivos de memoria configurados para almacenar instrucciones que cuando se ejecutan por el uno o más procesadores hacen que el uno o más procesadores realicen operaciones. Las operaciones pueden incluir recibir primeros datos indicativos de una señal acústica desde el dispositivo de medición de señal acústica. Las operaciones pueden incluir además recibir segundos datos indicativos de una señal de vibración desde el dispositivo de medición de señal de vibración. Las operaciones pueden incluir además recibir terceros datos indicativos de una señal eléctrica desde el dispositivo de medición de señal eléctrica. Las operaciones pueden incluir además procesar los primeros datos, segundos datos y terceros datos para determinar unos primeros datos procesados, unos segundos datos procesados y unos terceros datos procesados. Las operaciones pueden incluir además la determinación de una condición de fallo en base al menos en parte a los primeros datos procesados, los segundos datos procesados y los terceros datos procesados.

[0007] Aún otro aspecto de ejemplo más de la presente divulgación se refiere a un sistema de turbina eólica. El sistema de turbina eólica puede incluir una turbina eólica, que puede incluir un tren de potencia. El tren de potencia puede incluir una pluralidad de componentes. La pluralidad de componentes puede incluir una pluralidad de rodamientos, pistas y engranajes. El sistema de turbina eólica también puede incluir un dispositivo de medición de señal acústica, un dispositivo de medición de señal eléctrica, un dispositivo de medición de señal de vibración, y uno o más procesadores y uno o más dispositivos de memoria configurados para almacenar instrucciones que cuando se ejecutan por el uno o más procesadores hacen que el uno o más procesadores realicen operaciones. Las operaciones pueden incluir recibir primeros datos indicativos de una señal acústica desde el dispositivo de medición de señal acústica. Las operaciones pueden incluir además recibir segundos datos indicativos de una señal de vibración desde el dispositivo de medición de señal de vibración. Las operaciones pueden incluir además recibir terceros datos indicativos de una señal eléctrica desde el dispositivo de medición de señal eléctrica. Las operaciones pueden incluir además procesar los primeros datos, segundos datos y terceros datos para determinar unos primeros datos

procesados, unos segundos datos procesados y unos terceros datos procesados. Las operaciones pueden incluir además la determinación de una condición de fallo en base al menos en parte a los primeros datos procesados, los segundos datos procesados y los terceros datos procesados.

5 **[0008]** Se pueden realizar variaciones y modificaciones a estos modos de realización de ejemplo de la presente divulgación.

10 **[0009]** Estos y otros rasgos característicos, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor con referencia a la siguiente descripción y reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que se incorporan en y constituyen una parte de esta memoria descriptiva, ilustran modos de realización de la invención y, conjuntamente con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención.

Breve descripción de los dibujos

15 **[0010]** Una divulgación completa y suficiente de la presente invención, incluyendo el mejor modo de la misma, dirigida a un experto en la técnica, se expone en la memoria descriptiva, que hace referencia a las figuras adjuntas, en las que:

20 la FIG. 1 representa una ilustración diagramática de un sistema que tiene un sistema de detección de fallos de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación;

la FIG. 2 representa un diagrama de bloques de un sistema de detección de fallos de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación;

25 la FIG. 3 representa un diagrama de flujo de un procedimiento de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación;

la FIG. 4 representa un diagrama de flujo de un procedimiento de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación;

30 la FIG. 5 representa un diagrama de flujo de un procedimiento de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación;

35 la FIG. 6 representa un diagrama de flujo de un procedimiento de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación;

la FIG. 7 representa un gráfico de ejemplo de una simulación que muestra la probabilidad de detectar un fallo usando aspectos de ejemplo de la presente divulgación;

40 la FIG. 8 representa un dispositivo de control de ejemplo de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación.

Descripción detallada

45 **[0011]** Ahora se hará referencia en detalle a modos de realización de la invención, de los que uno o más ejemplos se ilustran en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, no de limitación de la invención. De hecho, será evidente para los expertos en la técnica que se pueden realizar diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del alcance de la invención que se define por las reivindicaciones adjuntas.

50 **[0012]** En general, los aspectos de ejemplo de la presente divulgación se refieren a sistemas y procedimientos para detectar condiciones de fallo. Más en particular, un sistema de turbina eólica puede incluir un tren de potencia, que puede incluir una pluralidad de componentes, tales como engranajes, rodamientos, pistas u otros componentes. El sistema de turbina eólica puede incluir un sistema de control, tal como un sistema de control con uno o más procesadores y uno o más dispositivos de memoria. El uno o más procesadores se pueden configurar para recibir señales de uno o más dispositivos de medición de señal acústica, dispositivos de medición de señal de vibración y dispositivos de medición de señal eléctrica.

60 **[0013]** Un procedimiento para determinar una condición de fallo puede incluir recibir una señal acústica desde un dispositivo de medición de señal acústica y recibir una señal de vibración desde un dispositivo de señal de vibración. Por ejemplo, se puede configurar un procesador para recibir datos indicativos de una señal acústica y datos indicativos de una señal de vibración. Un dispositivo de medición de señal acústica puede ser, por ejemplo, un micrófono o un conjunto de micrófonos situados cerca de un dispositivo mecánico examinado, tal como un tren de potencia en una turbina eólica. De forma similar, un dispositivo de medición de señal de vibración puede ser, por ejemplo, un acelerómetro u otro dispositivo de medición de señal de vibración situado en una multiplicadora de la turbina eólica.

[0014] El procedimiento también puede incluir analizar la señal acústica para determinar una señal acústica analizada y analizar la señal de vibración para determinar una señal de vibración analizada. Por ejemplo, el procesador se puede configurar para realizar el análisis de señal. El procedimiento también puede incluir determinar una condición de fallo en base al menos en parte a la señal acústica analizada y la señal de vibración analizada.

[0015] Por ejemplo, en un modo de realización, analizar la señal acústica para determinar una señal acústica analizada puede incluir extraer una envolvente de la señal y estimar una densidad espectral de potencia ("PSD") para la señal acústica. De forma similar, se puede extraer una envolvente de la señal de vibración y se puede estimar una PSD para la envolvente de la señal de vibración. Además, se puede determinar una condición de fallo en base a las señales analizadas. Por ejemplo, la PSD de la envolvente de la señal acústica analizada se puede comparar con un primer umbral en una frecuencia de fallo de signatura ("*signature fault frequency*"), y la PSD de la envolvente de la señal de vibración analizada se puede comparar con un segundo umbral en la frecuencia de fallo de signatura. La frecuencia de fallo de signatura puede ser, por ejemplo, una frecuencia asociada con un tipo específico de fallo, tal como un diente astillado en un engranaje, un rodamiento de bolas defectuoso o un componente desgastado. En uno o más modos de realización, las frecuencias de fallo de signatura pueden ser una o más frecuencias de fallo previstas, en las que la frecuencia de fallo prevista es una frecuencia donde se espera que una señal analizada presente una característica particular, tal como un nivel de energía elevado debido a la naturaleza del fallo. Por ejemplo, se puede calcular una frecuencia de fallo prevista en base a una frecuencia de rotación de eje o una frecuencia de dentado para un engranaje. En un modo de realización, se puede determinar que existe una condición de fallo cuando la señal acústica analizada excede el primer umbral y la señal de vibración analizada excede el segundo umbral.

[0016] El procedimiento puede incluir además recibir una señal eléctrica desde un dispositivo de medición de señal eléctrica. Por ejemplo, se puede configurar un sensor de voltaje o un sensor de corriente para medir una señal eléctrica, tal como una señal eléctrica de un generador acoplado a un tren de potencia en una turbina eólica. El procedimiento puede incluir además analizar la señal eléctrica para determinar una señal eléctrica analizada. En un modo de realización, una condición de fallo se puede basar adicionalmente al menos en parte en la señal eléctrica analizada. Por ejemplo, se pueden analizar una señal acústica, una señal de vibración y una señal eléctrica para determinar las señales analizadas respectivas. En un modo de realización, analizar cada una de la señal acústica, la señal de vibración y la señal eléctrica puede incluir estimar una PSD para cada señal. Por ejemplo, se puede extraer una envolvente y/o se puede realizar una estimación de PSD, tal como una estimación de PSD de Welch.

[0017] El procedimiento puede incluir además extraer una o más amplitudes de signatura de fallo ("*fault signature amplitudes*") para cada una de la señal acústica, la señal de vibración y la señal eléctrica. Por ejemplo, la una o más amplitudes de signatura de fallo se pueden extraer en base al menos en parte a cada señal respectiva y una señal de referencia respectiva. Por ejemplo, se puede obtener una señal de referencia de un dispositivo en el que no existe ninguna condición de fallo. Por ejemplo, se puede obtener una señal acústica para un tren de potencia de una turbina eólica en buen estado, o se puede obtener una señal eléctrica de un generador acoplado a un tren de potencia de una turbina eólica. La señal de referencia se puede analizar de forma similar, por ejemplo extrayendo una envolvente y estimando una PSD de la señal en una o más frecuencias de fallo de signatura. Las frecuencias de fallo de signatura pueden ser, por ejemplo, frecuencias asociadas con un fallo particular, tal como una o más frecuencias de fallo previstas. En un modo de realización, se pueden extraer amplitudes de signatura de fallo significativas en las frecuencias de signatura de fallo, mientras que se pueden descartar amplitudes de signatura de fallo insignificantes. De esta manera, se pueden usar para otros análisis las amplitudes de signatura de fallo en las que hay una diferencia significativa entre una señal y una señal de referencia respectiva.

[0018] En un modo de realización, analizar cada una de la señal acústica, la señal de vibración y la señal eléctrica puede incluir determinar un parámetro de ponderación para cada señal respectiva. Por ejemplo, se puede determinar un parámetro de ponderación para cada señal respectiva, y se puede basar en un valor medio y un valor de varianza de una diferencia entre la señal respectiva y una señal de referencia respectiva en una o más frecuencias de fallo de signatura. Además, se puede determinar una condición de fallo en base al menos en parte al parámetro de ponderación para cada señal respectiva. Por ejemplo, cada señal respectiva se puede combinar con un parámetro de ponderación respectivo para cada frecuencia de fallo de signatura extraída de la señal. Se puede crear una señal fusionada combinando las amplitudes de frecuencia de fallo de signatura ponderadas para cada señal en las frecuencias de fallo de signatura. En un modo de realización, se puede determinar que existe una condición de fallo cuando la señal fusionada excede un umbral. Por ejemplo, se puede establecer un umbral en base al menos en parte a un tipo particular de condición de fallo, tal como un engranaje con un diente astillado o un rodamiento de bolas defectuoso. La señal fusionada se puede comparar con el umbral y, cuando la señal fusionada excede el umbral, se puede determinar que existe una condición de fallo. En un modo de realización, se pueden usar una pluralidad de umbrales, tales como umbrales asociados con diversos niveles de desgaste para componentes específicos.

[0019] De esta manera, los sistemas y procedimientos de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación pueden tener un efecto técnico de permitir la detección de condiciones de fallo, tales como condiciones de fallo en un componente de un tren de potencia en una turbina eólica en base a señales acústicas, de vibración, y/o eléctricas. Además, los sistemas y procedimientos de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación pueden permitir la fusión de una pluralidad de señales, lo que puede permitir un incremento en la eficacia para el procesamiento de señales acústicas, de vibración y eléctricas. Además, los sistemas y procedimientos de acuerdo con

aspectos de ejemplo de la presente divulgación pueden permitir diagnosticar y predecir averías de componente, lo que puede permitir que se realice el mantenimiento preventivo antes de que se produzca una condición de fallo, permitiendo de este modo una reducción en el tiempo de inactividad necesario para el mantenimiento no programado.

[0020] Con referencia ahora a las FIGS., los aspectos de ejemplo de la presente divulgación se analizarán en detalle. La FIG. 1 es una ilustración diagramática de un sistema 100 de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación. El sistema 100 incluye una turbina eólica 160 que tiene al menos un dispositivo eléctrico 150 y un dispositivo mecánico 140. El sistema 100 incluye además al menos un dispositivo de medición de señal eléctrica 170, 171 para medir señales eléctricas, al menos un dispositivo de medición de señal de vibración 180 para medir vibraciones de la turbina eólica 160, y al menos un dispositivo de medición de señal acústica 185 para medir señales acústicas de la turbina eólica 160. El número de dispositivos de medición de señal eléctrica, señal de vibración y señal acústica puede variar dependiendo de la aplicación. En un modo de realización, solo se puede incluir en un sistema 100 un dispositivo de medición de señal eléctrica, uno de señal de vibración y uno de señal acústica. Adicionalmente y/o de forma alternativa, se puede incluir una pluralidad de cada tipo de dispositivo de medición de señales en un sistema 100. Por ejemplo, se puede situar un conjunto de dispositivos de medición de señal acústica 185, tal como un conjunto de micrófonos, a lo largo del eje de un tren de potencia 140 en una turbina eólica 160.

[0021] El sistema 100 puede incluir además un dispositivo de control 190 para recibir señales eléctricas, señales de vibración y señales acústicas medidas por el/los dispositivo(s) de medición de señal eléctrica 170, 171, el/los dispositivo(s) de medición de señal de vibración 180 y el/los dispositivo(s) de medición de señal acústica 185. La turbina eólica 160 también incluye un conjunto de rotor 110, un rodamiento principal 120 y un eje principal 130. En el modo de realización ilustrado, el dispositivo eléctrico 150 es un generador para generar potencia de salida 208, y el dispositivo mecánico 140 es un tren de potencia. Cabe destacar en el presente documento que el dispositivo eléctrico 150 se puede denominar motor y el dispositivo mecánico 140 se puede denominar multiplicadora/tren de potencia de manera intercambiable. En otros modos de realización, se prevén otros tipos de dispositivos eléctricos y mecánicos.

[0022] En el modo de realización ilustrado, el dispositivo de medición de señal eléctrica 170 es un sensor de corriente para detectar corriente y el otro dispositivo de medición de señal eléctrica 171 es un sensor de voltaje para detectar el voltaje del generador 150. Los dispositivos de medición de señal eléctrica 170, 171 se pueden denominar de manera intercambiable sensor de corriente y sensor de voltaje. En un modo de realización, el sensor de corriente 170 mide la corriente que fluye a través de una o más fases del generador 150. De forma similar, el sensor de voltaje 171 puede medir el voltaje en una o más fases del generador 150. Aunque se pueden analizar determinados modos de realización de la presente tecnología con respecto a un generador multifásico, se debe destacar en el presente documento que en otros modos de realización de la presente tecnología, se pueden prever otros tipos de turbinas eólicas. El dispositivo de medición de señal de vibración 180 se puede usar para detectar vibraciones de al menos uno del generador 150, el tren de potencia 140 y otros dispositivos de la turbina eólica 160. Las vibraciones pueden incluir al menos una de vibraciones de estator, vibraciones de rotor y vibraciones de rodamiento. El dispositivo de medición de señal de vibración 180 puede ser un acelerómetro, un transductor de desplazamiento o un transductor de velocidad. El/Los dispositivo(s) de medición de señal acústica 185 se puede(n) usar para detectar señales acústicas asociadas con la operación de la turbina eólica 160. El/Los dispositivo(s) de medición de señal acústica 185 también se puede(n) denominar sensores acústicos o micrófonos. Por ejemplo, el/los dispositivo(s) de medición de señal acústica puede(n) ser micrófonos configurados para detectar señales acústicas de la turbina eólica 160, tales como señales acústicas generadas por la operación del tren de potencia 140. También se pueden prever otros tipos de dispositivos de medición de señal de vibración, señal eléctrica y señal acústica dentro del alcance de la presente tecnología.

[0023] El dispositivo de control 190 puede recibir señales del dispositivo de medición de señal de vibración 180, los dispositivos de medición de señal eléctrica 170, 171 y el/los dispositivo(s) de medición de señal acústica 185. El dispositivo de control 190 puede ser un ordenador de uso general, un procesador de señal digital (DSP) o un sistema/dispositivo de control 810 como se analiza con referencia a la FIG. 8. El dispositivo de control 190 puede incluir un dispositivo de entrada (no mostrado) tal como un teclado, un ratón y un controlador para recibir información adicional de un usuario para configurar el dispositivo de control 190 para realizar diversas operaciones computacionales asociadas con la presente invención. El dispositivo de control 190 puede incluir una memoria 200 que puede ser una memoria de acceso aleatorio (RAM), una memoria de solo lectura (ROM) o cualquier otra forma de memoria legible por ordenador accesible por el dispositivo de control 190. La memoria 200 se puede codificar con un programa para ordenar al dispositivo de control 190 que permita una secuencia de etapas para determinar un fallo del tren de potencia 140. El dispositivo de control 190 también se puede configurar adecuadamente para supervisar y detectar condiciones de fallo de diversos componentes, por ejemplo, los fallos de rodamiento del tren de potencia 140, dentro de la turbina eólica 160.

[0024] La FIG. 2 es un sistema de diagrama de bloques 100 de acuerdo con un modo de realización ejemplar. Como se analiza con referencia a la FIG. 1, el conjunto de rotor 110 se acopla al generador 150 por medio del tren de potencia 140. Las señales eléctricas 204, 206 medidas por los sensores eléctricos 170, 171, las señales de vibración 202 medidas por los dispositivos de medición de señal de vibración 180 y las señales acústicas 210 medidas por el/los dispositivo(s) de medición de señal acústica 185 se pueden recibir por el dispositivo de control 190 para generar la señal eléctrica analizada 212, la señal de vibración analizada 214 y la señal acústica analizada 216, respectivamente. La señal eléctrica analizada 212, la señal de vibración analizada 214 y la señal acústica analizada 216 se pueden usar

para determinar una condición de fallo 218. La condición de fallo 218 puede ser representativa de uno o más parámetros de diagnóstico. Cabe destacar en el presente documento que los términos "condición de fallo" y "parámetro de diagnóstico" pueden usarse de manera intercambiable. En el modo de realización ilustrado, la condición de fallo 218 puede ser representativa de diversos fallos asociados con el tren de potencia 140, incluyendo, pero sin limitarse a, fallos de rodamiento y fallos de engranaje del tren de potencia 140. Por ejemplo, uno o más engranajes 142, pistas 144 y rodamientos 146 o carcasas 148 asociados con el tren de potencia 140 pueden experimentar un fallo. En determinados modos de realización, los fallos del tren de potencia 140 pueden incluir pero no se limitan a fallo de engranaje del eje de alta velocidad (HS), fallo de engranaje intermedio HS, fallo de engranaje de engranaje planetario, fallo de engranaje de corona dentada, fallo de engranaje de piñón central o similares. En algunos modos de realización, adicionalmente, la condición de fallo 218 puede ser indicativa de un fallo en el rodamiento del tren de potencia 140, tal como un fallo en el rodamiento del eje HS, un fallo en el eje intermedio de alta velocidad (HSIS), un fallo en el eje intermedio de baja velocidad (LSIS), un fallo en el rodamiento planetario o similares.

[0025] Los fallos del tren de potencia 140 pueden generar dos tipos de vibraciones, a saber, vibraciones torsionales y radiales. Estos fallos pueden generar además señales acústicas. Los dispositivos de medición de señal de vibración 180 detectan eficazmente vibraciones radiales en comparación con la detección de vibraciones torsionales. Los dispositivos de medición de señal acústica 185 detectan señales acústicas, tales como señales acústicas audibles. Los análisis acústicos y de vibración son técnicas no intrusivas para supervisar la condición de componentes mecánicos dentro de las máquinas rotatorias. Por ejemplo, la condición de un componente particular se puede determinar considerando la frecuencia y magnitud de las señales de vibración 202 y las señales acústicas 210 generadas por el componente particular. En general, los componentes en buena condición, por ejemplo, engranajes con conjuntos de dientes completos, generan señales acústicas y vibraciones de amplitud más pequeña que los componentes en mala condición, por ejemplo, engranajes con dientes astillados o ausentes. Las frecuencias de vibraciones y señales acústicas generadas por los engranajes son exclusivas del diseño de engranaje y la velocidad de rotación de eje. Una técnica de análisis de señal de vibración y acústica implica analizar los componentes de frecuencia de la señal de vibración 202 y la señal acústica 210 medidas desde el tren de potencia 140 y medir la amplitud de los componentes de frecuencia armónica de la banda lateral de la señal de vibración 202 y la señal acústica 210, y comparar con las amplitudes de frecuencias armónicas adyacentes.

[0026] Los dispositivos de medición de señal eléctrica 170, 171 son eficaces para supervisar señales eléctricas de la máquina eléctrica que tiene fallos de tren de potencia debido a vibraciones torsionales. Las señales eléctricas 204, 206 se miden por los dispositivos de medición de señal eléctrica 170, 171 y se transmiten al dispositivo de control 190. Como se analiza en el presente documento, la señal eléctrica 204 es una señal de voltaje y la señal eléctrica 206 es una señal de corriente. El análisis de señal eléctrica de las señales eléctricas 204, 206 se puede realizar por el dispositivo de control 190 para generar una o más señales eléctricas analizadas 212. En base a las señales eléctricas analizadas 212, se pueden determinar los correspondientes fallos de tren de potencia. En un modo de realización de la presente invención, un análisis de signature de voltaje se puede realizar por el dispositivo de control 190 para determinar los fallos de tren de potencia.

[0027] El/Los dispositivo(s) de medición de señal de vibración 180 es/son eficaz/eficaces para supervisar las señales de vibración generadas por el tren de potencia 140, el generador 150 u otros componentes de la turbina eólica 160. Por ejemplo, una pluralidad de dispositivos de medición de señal de vibración 180 se pueden localizar en localizaciones predeterminadas en una carcasa de multiplicadora. El dispositivo de control 190 puede recibir señales de vibración 202 representativas de las vibraciones detectadas desde el dispositivo de medición de señal de vibración 180. El dispositivo de control 190 puede analizar las señales de vibración 202 para generar señales de vibración analizadas 214. En un modo de realización, el dispositivo de control 190 puede analizar las señales de vibración 202 filtrando, rectificando, extrayendo una envolvente y estimando una PSD para las señales de vibración 202.

[0028] El/Los dispositivo(s) de medición de señal acústica 185 es/son eficaz/eficaces para supervisar señales acústicas generadas por el tren de potencia 140. Por ejemplo, se pueden situar una o más señales acústicas en localizaciones predeterminadas dentro de la turbina eólica 160 para obtener señales acústicas asociadas con diversos componentes del tren de potencia 140. Las señales acústicas 210 se miden por los dispositivos de medición de señal acústica 185 y se transmiten al dispositivo de control 190. Como se analiza en el presente documento, el análisis de señal acústica 210 se puede realizar por el dispositivo de control 190 para generar señales acústicas analizadas 216. En un modo de realización, el dispositivo de control 190 puede analizar las señales acústicas 210 filtrando, rectificando, extrayendo una envolvente y estimando una PSD para las señales acústicas 210.

[0029] En referencia ahora a la FIG. 3, se representa un diagrama de flujo de un procedimiento de ejemplo (300) para determinar una condición de fallo de acuerdo con un modo de realización de ejemplo de la presente divulgación. El procedimiento 300 se puede implementar por un dispositivo de control o sistema de control, tal como el dispositivo de control 190 representado en las FIGS. 1 y 2, o un sistema/dispositivo de control 810 representado en la FIG. 8. Además, la FIG. 3 representa las etapas realizadas en un orden particular para propósitos de ilustración y análisis. Los expertos en la técnica, usando las divulgaciones proporcionadas en el presente documento, entenderán que diversas etapas de cualquiera de los procedimientos divulgados en el presente documento se pueden adaptar, omitir, reordenar o expandir de diversas formas sin desviarse del alcance de la presente divulgación.

[0030] En (302), el procedimiento (300) puede incluir recibir una señal acústica. Por ejemplo, se pueden situar uno o más dispositivos de medición de señal acústica 185 cerca de un tren de potencia 140 en una turbina eólica 160. En un modo de realización, se puede situar una pluralidad de dispositivos de medición de señal acústica 185, tales como un conjunto de micrófonos, cerca del tren de potencia 140. El uno o más dispositivos de medición de señal acústica 185 se pueden configurar para medir una señal acústica 210 durante la operación del tren de potencia 140, y se pueden configurar para proporcionar una señal acústica 210 a un dispositivo de control, tal como un dispositivo de control 190 y/o un sistema/dispositivo de control 810.

[0031] En (304), el procedimiento (300) puede incluir recibir una señal de vibración. Por ejemplo, uno o más dispositivos de medición de señal de vibración 180 se pueden situar cerca de un tren de potencia 140, un generador 150 u otros dispositivos de la turbina eólica 160. El uno o más dispositivos de medición de señal de vibración 180 se pueden configurar para recibir una o más señales de vibración 202, tales como vibraciones de estator, vibraciones de rotor, vibraciones de rodamiento u otras vibraciones, y se pueden configurar para proporcionar una señal de vibración 202 a un dispositivo de control, tal como un dispositivo de control 190 y/o un sistema/dispositivo de control 810.

[0032] En (306), el procedimiento (300) puede incluir recibir una señal eléctrica. Por ejemplo, uno o más dispositivos de medición de señal eléctrica 170, 171 se pueden acoplar a un generador 150 y se pueden configurar para medir un voltaje, corriente u otra señal eléctrica desde un generador 150. El uno o más dispositivos de medición de señal eléctrica 170, 171 se pueden configurar para recibir una o más señales eléctricas 204, 206, y se pueden configurar para proporcionar una señal eléctrica 204, 206 a un dispositivo de control, tal como un dispositivo de control 190 y/o un sistema/dispositivo de control 810.

[0033] En (308), el procedimiento (300) puede incluir analizar la señal acústica para determinar una señal acústica analizada. Por ejemplo, un dispositivo de control 190 y/o un sistema/dispositivo de control 810 pueden analizar la señal acústica 210 para determinar una señal acústica analizada 216. De forma similar, en (310) y (312), el procedimiento (300) puede incluir analizar la señal de vibración para determinar una señal de vibración analizada 214, y analizar la señal eléctrica para determinar una señal eléctrica analizada 212, respectivamente. Por ejemplo, un dispositivo de control 190 y/o un sistema/dispositivo de control 810 pueden analizar una señal de vibración 202 para determinar una señal de vibración analizada 214, y el dispositivo de control 190 y/o un sistema/dispositivo de control 810 pueden analizar señales eléctricas 204, 206 para determinar una señal eléctrica analizada 212.

[0034] El procedimiento (300) puede incluir diversos procedimientos para analizar señales acústicas, de vibración y eléctricas. Por ejemplo, en (314), el procedimiento (300) puede incluir determinar una o más firmas de señal. En referencia ahora a la FIG. 4, se muestra un diagrama de flujo de un procedimiento (400) para determinar una firma de señal de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación. El procedimiento (400) se puede usar para analizar una o más señales. En un modo de realización, las señales acústicas 210 y las señales de vibración 202 se pueden analizar para determinar indicaciones de fallo por medio de análisis espectral aplicado a la envolvente de las señales.

[0035] En (402), se puede muestrear una señal. Por ejemplo, en un modo de realización, se puede muestrear una señal, tal como una señal acústica 210 o una señal de vibración 202, a una frecuencia de muestreo de 50 kHz. Por ejemplo, una señal muestreada puede ser una muestra de señal de 20 segundos. En (404), a continuación se puede analizar el espectro de la envolvente de cada señal muestreada.

[0036] Por ejemplo, la señal se puede proporcionar primero a un filtro de paso alto en (406). En un modo de realización, la señal se puede filtrar con un filtro de paso alto a 1,2 kHz usando un filtro de paso alto Butterworth de orden 9. La señal filtrada se puede proporcionar a continuación a un rectificador en (408). De forma similar, se pueden usar otros filtros de paso alto adecuados para filtrar la señal.

[0037] En (410) se puede extraer la envolvente de la señal. Por ejemplo, en un modo de realización, la envolvente se puede extraer aplicando la transformada de Hilbert al valor absoluto de la señal. La envolvente se puede extraer mediante la siguiente fórmula:

$$S_{env}(t) = |s(t) + j\hat{s}(t)| \quad \text{Ec. 1}$$

donde $S_{env}(t)$ es la envolvente, $s(t)$ es el valor absoluto de la señal filtrada y $\hat{s}(t)$ es la transformada de Hilbert de $s(t)$. La extracción de envolvente se puede realizar por un programa informático de procesamiento de señal. Se pueden usar otros procedimientos de extracción de envoltura adecuados.

[0038] En (412), se puede extraer el espectro de la envolvente. En un modo de realización, se puede usar una estimación de PSD de Welch usando un tamaño de FFT de 131072 proporcionando una resolución de frecuencia de 0,1953 Hz. Se pueden usar otros procedimientos de estimación de densidad espectral adecuados.

[0039] En (414), a continuación los espectros de la(s) señal(es) se pueden analizar en o alrededor de una o más frecuencias de fallo previstas para comprobar si existe o no una desviación significativa entre la(s) señal(es) recibida(s)

desde el/los dispositivo(s) de medición de señal obtenida(s) de la turbina eólica 160 y una señal de referencia obtenida de la turbina eólica 160 durante la operación en la que la turbina eólica 160 estaba en buen estado.

[0040] Por ejemplo, se puede obtener una señal de referencia en la que la turbina eólica está en buen estado (es decir, el componente no está defectuoso), y la señal de referencia se puede analizar para determinar una señal de referencia en buen estado analizada. Por ejemplo, se pueden usar señales acústicas, de vibración y eléctricas medidas en una turbina eólica en buen estado 160 para determinar las señales de referencia respectivas.

[0041] Las frecuencias de fallo previstas se pueden determinar en base a diferentes tipos de condiciones de fallo. Por ejemplo, para un engranaje defectuoso con dos dientes desgastados, se espera que las frecuencias de vibración principales sean múltiplos de la frecuencia de rotación de eje. Además, estas vibraciones se pueden modular por vibraciones a múltiplos de la frecuencia de dentado, definida como la frecuencia de eje multiplicada por el número de dientes del engranaje. Para un engranaje defectuoso con todos los dientes desgastados, se espera que las principales frecuencias de vibración sean múltiplos de la frecuencia de dentado. Además, estas vibraciones se pueden modular por vibraciones a múltiplos de la frecuencia de rotación de eje. Para un fallo en la pista interna del rodamiento de generador, la frecuencia de vibración en este caso viene dada por la siguiente ecuación:

$$f_{prev} = (N_b/2) * f_{eje} * (1 + (Db/Dp) * \cos(\beta)) \quad Ec. 2$$

donde f_{prev} es la frecuencia de fallo prevista, N_b es el número de bolas en el rodamiento, f_{eje} es la frecuencia de rotación del eje, Dp es el diámetro de *pitch*, Db es el diámetro de la bola, y β es el ángulo de contacto. Además, también se pueden producir vibraciones a múltiplos de la frecuencia calculada. De forma similar, se pueden determinar otras frecuencias de fallo previstas para otros componentes en la turbina eólica 160.

[0042] Para las señales eléctricas, estas vibraciones se pueden modular además por la frecuencia eléctrica fundamental y, por lo tanto, las frecuencias de signatura se pueden desplazar además de las frecuencias mecánicas previstas en múltiplos enteros de la frecuencia eléctrica fundamental. Por tanto, las frecuencias de signatura eléctrica previstas pueden venir dadas por la siguiente ecuación:

$$f_{eiscprev} = [n * (f_{fund} + f_{prev})] \quad Ec. 3$$

donde n es un número entero, f_{prev} es la frecuencia de fallo prevista como se determina por la ec. 2, y f_{fund} es la frecuencia eléctrica fundamental. En algunos modos de realización, se pueden usar valores enteros de -2, -1, 1 y 2 para determinar frecuencias de signatura eléctrica previstas prominentes.

[0043] Sin embargo, debido a imprecisiones en las dimensiones de pieza y las mediciones de velocidad y tasa de muestreo, las frecuencias de fallo previstas puede que no se correspondan con precisión con las frecuencias observadas. En un modo de realización, para tener en cuenta dichas discrepancias, se puede usar una lectura máxima del espectro dentro de un intervalo centrado en la frecuencia calculada para cada señal analizada. Por ejemplo, en un modo de realización, la anchura de intervalo se puede determinar usando la siguiente fórmula:

$$\min(\max(2 \% \text{ de } f_{prev}, 0,4 \text{ Hz}), 4 \text{ Hz}) \quad Ec. 4$$

donde f_{pred} es la frecuencia prevista. La ecuación 4 puede permitir una compensación máxima de un 1 % de la frecuencia calculada o 2 Hz, lo que sea más pequeño. Además, se puede seleccionar la lectura máxima del espectro dentro de un intervalo de ancho de al menos 0,4 Hz centrado en la frecuencia de fallo prevista.

[0044] En (416), en un modo de realización, la lectura máxima de los espectros para cada frecuencia de fallo prevista se puede generar como la(s) signatura(s) de señal que se usará(n) para determinar si existe una condición de fallo en un componente.

[0045] En referencia de nuevo a la FIG. 3, el procedimiento (300) puede incluir procedimientos adicionales para analizar señales acústicas, de vibración y eléctricas. Por ejemplo, en (316), el procedimiento (300) puede incluir determinar una signatura fusionada. En referencia ahora a la FIG. 5, se muestra un diagrama de flujo de un procedimiento (500) para determinar una signatura fusionada de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación.

[0046] En (502), el procedimiento (500) puede incluir analizar la señal eléctrica, tal como, por ejemplo, calculando la PSD de la señal eléctrica. Por ejemplo, se puede proporcionar una señal eléctrica 204, 206 a un dispositivo de control 190 y/o al sistema/dispositivo de control 810. Se puede realizar una estimación de PSD sobre la señal eléctrica 204, 206, tal como una estimación de PSD de Welch u otra estimación de PSD de una señal de voltaje de línea a línea en las frecuencias de signatura correspondientes a un fallo de interés.

[0047] En (504), el procedimiento (500) puede incluir analizar la señal acústica, tal como, por ejemplo, extrayendo la envolvente de la señal acústica y estimando una PSD de la señal acústica. Por ejemplo, se puede proporcionar una señal acústica 210 a un dispositivo de control 190 y/o al sistema/dispositivo de control 810. En un modo de realización, se puede extraer una envolvente para la señal usando una transformada de Hilbert, y se puede estimar una PSD usando la técnica de estimación de PSD de Welch como se describe en el presente documento. Adicionalmente y/o de forma alternativa, se puede usar cualquier otro procedimiento adecuado de extracción de envolvente o estimación de PSD. Se puede realizar la PSD de la envolvente de señal acústica en las frecuencias de signature acústica correspondientes a un fallo de interés.

[0048] En (506), el procedimiento (500) puede incluir analizar la señal de vibración, tal como, por ejemplo, extrayendo la envolvente de la señal de vibración y estimando una PSD de la señal de vibración. Por ejemplo, se puede proporcionar una señal de vibración 202 a un dispositivo de control 190 y/o al sistema/dispositivo de control 810. En un modo de realización, se puede extraer una envolvente para la señal usando una transformada de Hilbert, y se puede estimar una PSD usando la técnica de estimación de PSD de Welch como se describe en el presente documento. Adicionalmente y/o de forma alternativa, se puede usar cualquier otro procedimiento adecuado de extracción de envolvente o estimación de PSD. Se puede realizar la PSD de la envolvente de señal de vibración en las frecuencias de signature acústica correspondientes a un fallo de interés.

[0049] En (508), (510) y (512), se pueden extraer las amplitudes de signature de fallo para la señal eléctrica, la señal acústica y la señal de vibración, respectivamente. Por ejemplo, diferentes condiciones de fallo pueden tener diferentes frecuencias de fallo de signature asociadas con cada condición de fallo específica. Para cada frecuencia de fallo de signature y cada señal respectiva, se puede calcular la raíz cuadrada del espectro de potencia, y se puede denominar medición en la frecuencia de signature para la señal respectiva.

[0050] En (514), la amplitud de signature de fallo para la señal eléctrica analizada 204, 206 se puede combinar con un parámetro de ponderación correspondiente w_1 . De forma similar, en (516) y (518), las amplitudes de signature de fallo para una señal acústica analizada 210 y una señal de vibración analizada 202 se pueden combinar de forma similar con los respectivos parámetros de ponderación correspondientes w_2 y w_3 . Los parámetros de ponderación w_1 , w_2 , y w_3 se puede calcular para cada frecuencia de fallo de signature para cada una de las señales respectivas. En (520), la señal eléctrica analizada ponderada 204, 206, la señal acústica analizada ponderada 210 y la señal de vibración analizada ponderada 202 se pueden combinar para crear una signature fusionada 522.

[0051] En referencia ahora a la FIG. 6, se representa un procedimiento de ejemplo (600) para identificar frecuencias de fallo de signature con una diferencia significativa y determinar los parámetros de ponderación de frecuencia de fallo de signature significativos correspondientes. El procedimiento (600) se puede usar para identificar frecuencias de fallo de signature para las que se extraen las amplitudes de signature de fallo para crear una signature fusionada 522.

[0052] Como existen múltiples frecuencias candidatas en las que pueden aparecer signatures de vibración, tales como frecuencias de fallo previstas como se describe en el presente documento, puede ser importante seleccionar las frecuencias de fallo significativas que muestren un incremento significativo en las lecturas en la condición defectuosa con respecto a las condiciones en buen estado.

[0053] Como se muestra, en (606) y (608) se puede calcular una PSD en una frecuencia de fallo de signature para una señal operativa, tal como una señal operativa de una turbina eólica 602 y una señal de referencia respectiva, tal como una señal de referencia de una turbina en buen estado 604, respectivamente. La frecuencia de fallo de signature puede ser una frecuencia asociada con una condición de fallo particular, tal como una frecuencia de fallo prevista como se analiza en el presente documento. La señal operativa de la turbina eólica 602 puede ser, por ejemplo, una señal acústica, una señal de vibración o una señal eléctrica, tal como una señal de una turbina eólica que se está examinando para detectar un fallo, tal como una señal de vibración 202, una señal eléctrica 204, 206, o una señal acústica 210. La señal de referencia respectiva, tal como una señal de referencia de una turbina en buen estado 604, puede ser, por ejemplo, una correspondiente señal acústica, de vibración o eléctrica obtenida previamente de una turbina eólica que se sabe que no está experimentando una condición de fallo, tal como una señal acústica, de vibración o eléctrica obtenida de una turbina eólica en buen estado 160 durante la operación de la turbina eólica 160. La PSD se puede calcular, por ejemplo, usando una estimación de PSD de Welch u otra estimación de PSD como se describe en el presente documento.

[0054] En (610), en cada frecuencia de signature y para cada señal, se puede realizar una prueba de la T de dos muestras unilateral entre las mediciones obtenidas en las condiciones operativas y de referencia para determinar si existe un incremento estadísticamente significativo en las mediciones en condiciones operativas sobre las de condiciones de referencia.

[0055] En (612), el procedimiento (600) puede incluir determinar si la diferencia entre las dos señales es significativa. Por ejemplo, después de calcular la estadística de la prueba de la t de dos muestras unilateral para evaluar el valor de p para la hipótesis nula de que las mediciones de PSD de las dos condiciones tienen la misma media, la hipótesis

nula se puede rechazar si el valor de p está por debajo de un umbral y se puede concluir que el incremento en la media es significativo.

[0056] En (614), el procedimiento (600) puede incluir descartar las frecuencias de fallo de signature que no muestran un incremento estadísticamente significativo en las mediciones en la señal operativa 602 con respecto a la señal de referencia 604. En un modo de realización, el límite del valor de p requerido para indicar significación estadística puede ser especificado por el usuario. En un modo de realización, se puede usar un umbral de valor de p de 0,01 y/o 0,05.

[0057] En (616), el procedimiento (600) puede incluir calcular un parámetro de ponderación correspondiente a la frecuencia de fallo de signature significativa. En un modo de realización, se puede determinar el parámetro de ponderación para cada señal en base al menos en parte a un valor medio en un valor de varianza de una diferencia entre la señal operativa 602 y la señal de referencia 604 en una o más frecuencias de fallo de signature.

[0058] Por ejemplo, para determinar un parámetro de ponderación, se puede calcular la diferencia de medias entre las señales operativas y de referencia y se puede calcular la varianza común de las señales, y se puede calcular un parámetro de ponderación usando la siguiente ecuación:

$$W = (m_{operativa} - m_{buen_estado}) / ((\sigma_{operativa}^2 + \sigma_{buen_estado}^2)/2) \quad Ec. 5$$

donde w es el parámetro de ponderación, $m_{operativa}$ y m_{buen_estado} son los valores medios de las señales operativa y en buen estado, respectivamente, y $\sigma_{operativa}$ y σ_{buen_estado} son los valores de varianza de las señales operativa y en buen estado, respectivamente. De esta manera, el parámetro de ponderación correspondiente a la frecuencia de signature se puede dar por la proporción de la diferencia de medias con respecto a la varianza.

[0059] En referencia de nuevo a la FIG. 3, en (318), el procedimiento (300) puede incluir determinar una condición de fallo para el componente en base al menos en parte a las señales analizadas. Las señales analizadas pueden ser, por ejemplo, una o más de una señal acústica analizada 216, una señal de vibración analizada 214 y una señal eléctrica analizada 212. Por ejemplo, en (320), el procedimiento (300) puede incluir comparar una señal analizada con uno o más umbrales. El uno o más umbrales pueden ser uno o más umbrales en una o más frecuencias de fallo de signature. Por ejemplo, se puede determinar una frecuencia de fallo de signature en base al menos en parte a una señal de referencia de una turbina eólica en buen estado 160 y una señal operativa de una turbina eólica. Por ejemplo, en una turbina en buen estado, el componente, tal como un engranaje, rodamiento, pista u otro componente, puede ser un componente sin defecto, y un dispositivo de medición de señal puede medir la señal. De forma similar, en la turbina eólica que se examina, el componente puede ser un componente defectuoso, desgastado o de otro tipo, tal como un engranaje con un diente roto. Tanto la señal de referencia como la señal operativa se pueden analizar como se describe en el presente documento. En algunos modos de realización, uno o más umbrales se pueden determinar en base a una diferencia entre la señal de referencia analizada y la señal operativa analizada en una o más frecuencias de fallo de signature. Por ejemplo, los umbrales se pueden establecer aproximadamente en la diferencia entre la señal de referencia analizada y la señal operativa analizada en las frecuencias de fallo de signature. Adicionalmente y/o de forma alternativa, el umbral puede ser otro umbral. Uno o más umbrales pueden corresponder a diversos componentes defectuosos. Por ejemplo, se puede usar un primer umbral en una primera frecuencia de fallo de signature para determinar si existe un fallo en un rodamiento, mientras que se puede usar un segundo umbral en una segunda frecuencia de fallo de signature para determinar si existe un fallo en un engranaje. Además, en uno o más modos de realización, se pueden usar una pluralidad de umbrales para propósitos de diagnóstico, tales como para medir el desgaste de componentes para proporcionar mantenimiento en una turbina eólica 160.

[0060] La(s) señal(es) analizada(s) se puede(n) comparar con el uno o más umbrales, por ejemplo, comparando la magnitud del espectro de envolvente de la(s) señal(es) analizada(s) en una o más frecuencias de fallo de signature con uno o más umbrales. Si, en (324), la señal analizada excede el umbral, entonces en (326), se puede determinar que existe un fallo. Sin embargo, si en (324) la señal analizada no excede el umbral, entonces en (328) no existe ningún fallo.

[0061] En un modo de realización, la una o más señales analizadas pueden incluir una señal acústica analizada y una señal de vibración analizada. La señal acústica analizada se puede comparar con un primer umbral, y la señal de vibración analizada se puede comparar con un segundo umbral. Cuando la señal acústica analizada excede el primer umbral y la señal de vibración analizada excede el segundo umbral, se puede determinar que existe una condición de fallo en un componente.

[0062] De forma similar, en (322), el procedimiento (300) puede incluir comparar la señal ponderada fusionada con un umbral. Por ejemplo, se puede determinar una señal ponderada fusionada combinando la combinación lineal ponderada de todas las mediciones en todas las frecuencias de signature significativas. Si en (330), la señal ponderada fusionada excede un umbral, entonces en (332), se puede determinar que existe un fallo. Sin embargo, si en (330) la señal ponderada fusionada no excede el umbral, entonces en (328) no existe ningún fallo.

[0063] Se puede usar una pluralidad de umbrales para detectar condiciones de fallo en base a una señal ponderada fusionada o una pluralidad de señales analizadas. Por ejemplo, se puede adaptar un sistema de detección para generar alarmas en diferentes niveles de gravedad del daño estableciendo umbrales apropiados. Además, un sistema de detección puede supervisar la degradación progresiva de fallos para predecir averías y programar el mantenimiento antes de que una avería.

[0064] En (334), el procedimiento puede incluir realizar una acción correctora para la turbina eólica en base al menos en parte a la condición de fallo. Por ejemplo, si se determina que existe una condición de fallo, una acción correctora puede incluir realizar mantenimiento en la turbina eólica para reparar o reemplazar el componente de la turbina eólica que se determina que es la causa del fallo. Por ejemplo, se puede reparar y/o reemplazar un rodamiento, engranaje o pista para corregir la condición de fallo. Adicionalmente y/o de forma alternativa, la turbina eólica se puede programar para mantenimiento preventivo en un período de tiempo futuro. Por ejemplo, usando uno o más umbrales, una condición de fallo puede indicar que un componente particular necesitará repararse y/o reemplazarse en un período de tiempo futuro. En algunas implementaciones, la acción correctora puede incluir programar el mantenimiento en un período de tiempo futuro, tal como durante un período de mantenimiento habitual. De esta forma, los sistemas y procedimientos de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación pueden permitir realizar una acción correctora en una turbina eólica en base al menos en parte a una condición de fallo.

[0065] La FIG. 7 representa un gráfico de ejemplo de una simulación que muestra la probabilidad de detectar un fallo usando aspectos de ejemplo de la presente divulgación. La FIG. 7 representa una curva de las características operativas del receptor (ROC) para un rodamiento de generador a 800 RPM bajo una carga de 5 kW y un valor p de 0,01. En el eje x, se muestra la probabilidad de una falsa alarma de 0,0 a 1,0, correspondiendo 0,0 a una probabilidad de un 0 % y correspondiendo 1,0 a una probabilidad de un 100 %. En el eje y, se muestra una probabilidad de detección de 0,0 a 1,0, con una probabilidad 0-100 % similar.

[0066] Como se muestra, se representan gráficamente cinco señales y combinaciones de señal, una señal solo de vibración (no mostrada debido a señales superpuestas), una señal solo acústica 702, una señal eléctrica 704, una señal fusionada de señales de vibración, acústica y eléctrica 706, y una señal fusionada de señal de vibración, acústica y eléctrica 708. Como se muestra por las curvas 706 y 708, las señales fusionadas pueden proporcionar una mejora en la probabilidad de detección a una probabilidad reducida de falsa alarma sobre las señales individuales 702 y 704.

[0067] En referencia ahora a la FIG. 8, se representa un sistema/dispositivo de control de ejemplo 810 de acuerdo con modos de realización de ejemplo de la presente divulgación. El sistema/dispositivo de control 810 se puede usar, por ejemplo, como un dispositivo de control 190 como se muestra en las FIGS. 1 y 2. En algunos modos de realización, el sistema/dispositivo de control 810 puede incluir uno o más procesadores 812 y uno o más dispositivos de memoria 814. El/Los procesador(es) 812 y el/Los dispositivo(s) de memoria 814 se pueden distribuir de modo que se localicen en una o más localidades o con diferentes dispositivos.

[0068] El/Los procesador(es) 812 y el/Los dispositivo(s) de memoria 814 se pueden configurar para realizar una variedad de funciones y/o instrucciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y similares y almacenar datos pertinentes como se divulga en el presente documento). Las instrucciones, cuando se ejecutan por el/Los procesador(es) 812, pueden provocar que el/Los procesador(es) 812 realice(n) operaciones de acuerdo con aspectos de ejemplo de la presente divulgación. Por ejemplo, las instrucciones cuando se ejecutan por el/Los procesador(es) 812 pueden hacer que el/Los procesador(es) 812 implemente(n) el procedimiento de las FIGS. 3-6 (300, 400, 500, 600) analizado en el presente documento.

[0069] Adicionalmente, el dispositivo de control 810 puede incluir una interfaz de comunicación 816 para facilitar las comunicaciones entre el dispositivo de control 810 y diversos componentes de una turbina eólica, sistema de turbina eólica, parque eólico o sistema de potencia, incluyendo parámetros de potencia, parámetros de corriente, parámetros de voltaje, parámetros de vibración, parámetros acústicos u otros parámetros descritos en el presente documento. Además, la interfaz de comunicaciones 818 puede incluir una interfaz de sensor 818 (por ejemplo, uno o más convertidores de analógico a digital) para permitir que las señales transmitidas desde uno o más sensores 820, 822 se conviertan en señales que se puedan entender y procesar por el/Los procesador(es) 812. Se debe apreciar que los sensores (por ejemplo, los sensores 820, 822) se pueden acoplar comunicativamente a la interfaz de comunicaciones 818 usando cualquier medio adecuado tal como una conexión por cable o inalámbrica. Las señales se pueden comunicar usando cualquier protocolo de comunicaciones adecuado. Los sensores (820, 822) pueden ser, por ejemplo, dispositivos de medición de señal eléctrica, tales como sensores de voltaje, sensores de corriente, o sensores de potencia, dispositivos de medición de señal de vibración, dispositivos de medición de señal acústica, o cualquier otro dispositivo sensor o dispositivo de medición de señal descrito en el presente documento.

[0070] Como tal, el/Los procesador(es) 812 se puede(n) configurar para recibir una o más señales de los sensores 820 y 822. Por ejemplo, en algunos modos de realización, el/Los procesador(es) 812 puede(n) recibir señales indicativas de una señal acústica desde el sensor 820. En algunos modos de realización, el/Los procesador(es) 812 puede(n) recibir señales indicativas de vibración desde el sensor 822.

[0071] Como se usa en el presente documento, el término "procesador" no solo se refiere a circuitos integrados a los que se hace referencia en la técnica como incluidos en un ordenador, sino que también se refiere a un dispositivo de control, un dispositivo de microcontrol, un microordenador, un dispositivo de control de lógica programable (PLC), un circuito integrado específico de la aplicación y otros circuitos programables. Adicionalmente, el/los dispositivo(s) de memoria 814 puede(n) incluir en general elemento(s) de memoria, incluyendo, pero sin limitarse a, medio legible por ordenador (por ejemplo, una memoria de acceso aleatorio (RAM)), medio no volátil legible por ordenador (por ejemplo, una memoria *flash*), una memoria de solo lectura en disco compacto (CD-ROM), un disco magnetoóptico (MOD), un disco versátil digital (DVD) y/u otros elementos de memoria adecuados. Dicho(s) dispositivo(s) de memoria 814 se puede(n) configurar en general para almacenar instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando se implementan por el/los procesador(es) 812, configuran el dispositivo de control 810 para realizar las diversas funciones como se describe en el presente documento.

[0072] La tecnología analizada en el presente documento hace referencia a sistemas basados en ordenador y acciones realizadas por e información enviada a y desde los sistemas basados en ordenador. Un experto en la técnica reconocerá que la flexibilidad inherente de los sistemas basados en ordenador permite una gran variedad de posibles configuraciones, combinaciones y divisiones de tareas y funcionalidad entre los componentes. Por ejemplo, los procesos analizados en el presente documento se pueden implementar usando un solo dispositivo informático o múltiples dispositivos informáticos que funcionan en combinación. Las bases de datos, memoria, instrucciones y aplicaciones se pueden implementar en un solo sistema o distribuirse en múltiples sistemas. Los componentes distribuidos pueden operar secuencialmente o en paralelo.

[0073] Aunque se pueden mostrar rasgos característicos específicos de diversos modos de realización en algunos dibujos y no en otros, esto se hace solo por conveniencia. De acuerdo con los principios de la presente divulgación, se puede hacer referencia a y/o reivindicar cualquier rasgo característico de un dibujo en combinación con cualquier rasgo característico de cualquier otro dibujo.

[0074] El alcance de la protección se determina por las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para determinar una condición de fallo (218) para un componente de un tren de potencia (140) en una turbina eólica (160), que comprende:
5 medir una señal acústica audible usando un dispositivo de medición de señal acústica (185) situado cerca del tren de potencia (140) de la turbina eólica;
 medir una señal de vibración (202) usando un dispositivo de medición de señal de vibración (180) configurado para medir vibraciones del tren de potencia (140), un generador u otro dispositivo de la turbina eólica;
10 transmitir la señal acústica y la señal de vibración a un dispositivo de control (190);
 recibir la señal acústica (210) desde el dispositivo de medición de señal acústica (185);
 recibir la señal de vibración (202) desde el dispositivo de medición de señal de vibración (180);
15 analizar la señal acústica (210) para determinar una señal acústica analizada (216) que comprende extraer una envolvente y estimar una densidad espectral de potencia para la señal acústica (210);
 analizar la señal de vibración (202) para determinar una señal de vibración analizada (214), que comprende extraer una envolvente y estimar una densidad espectral de potencia para la señal de vibración (202);
20 determinar una condición de fallo (218) para el componente en base al menos en parte a la señal acústica analizada (216) y la señal de vibración analizada (214); y
 realizar una acción correctora para la turbina eólica (160) en base al menos en parte a la condición de fallo (218).
2. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que determinar una condición de fallo (218) comprende:
25 comparar la señal acústica analizada (216) con un primer umbral en una frecuencia de fallo de signatura; y
 comparar la señal de vibración analizada (214) con un segundo umbral en la frecuencia de fallo de signatura.
3. El procedimiento de la reivindicación 2, en el que se determina que existe una condición de fallo (218) en el componente cuando la señal acústica analizada (216) excede el primer umbral en la frecuencia de fallo de signatura y la señal de vibración analizada (214) excede el segundo umbral en la frecuencia de fallo de la signatura.
30
4. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones precedentes, que comprende además:
35 recibir una señal eléctrica (204) desde un dispositivo de medición de señal eléctrica (170); y
 analizar la señal eléctrica (204) para determinar una señal eléctrica analizada (212);
 en el que la condición de fallo (218) para el componente se basa al menos en parte en la señal eléctrica analizada (212).
- 40 5. El procedimiento de la reivindicación 4, en el que analizar cada una de la señal acústica (210), la señal de vibración (202) y la señal eléctrica (204) comprende:
 estimar una densidad espectral de potencia para cada una de la señal acústica (210), la señal de vibración (202) y la señal eléctrica (204).
- 45 6. El procedimiento de la reivindicación 4, en el que analizar cada una de la señal acústica (210), la señal de vibración (202) y la señal eléctrica (204) comprende:
 extraer una o más amplitudes de signatura de fallo para cada una de la señal acústica (210), la señal de vibración (202) y la señal eléctrica (204).
- 50 7. El procedimiento de la reivindicación 6, en el que la una o más amplitudes de signatura de fallo para cada señal respectiva se extraen en una o más frecuencias de fallo de signatura en base al menos en parte a cada señal respectiva y una señal de referencia respectiva (604) para la turbina eólica (160).
- 55 8. El procedimiento de la reivindicación 4, en el que analizar cada una de la señal acústica (210), la señal de vibración (202) y la señal eléctrica (204) comprende:
 determinar un parámetro de ponderación para cada una de la señal acústica (210), la señal de vibración (202) y la señal eléctrica (204); y
 en el que la condición de fallo (218) para el componente se determina en base al menos en parte al parámetro de ponderación para cada una de la señal acústica (210), la señal de vibración (202) y la señal eléctrica (204).
60
9. El procedimiento de la reivindicación 8, en el que el parámetro de ponderación para cada una de la señal acústica (210), la señal de vibración (202) y la señal eléctrica (204) se determina en base al menos en parte a un valor medio y un valor de varianza de una diferencia entre cada señal respectiva y una señal de referencia respectiva (604) en una o más frecuencias de fallo de signatura.
65

10. Un sistema de control (190), que comprende:

un dispositivo de medición de señal acústica (185) configurado para medir una señal acústica audible y situado cerca de un tren de potencia de la turbina eólica;
un dispositivo de medición de señal de vibración (180) configurado para medir vibraciones del tren de potencia, un generador u otro dispositivo de la turbina eólica; y
uno o más procesadores (812) y uno o más dispositivos de memoria (814) configurados para almacenar instrucciones que cuando se ejecutan por el uno o más procesadores (812) hacen que el uno o más procesadores (812) realicen operaciones, comprendiendo las operaciones:

recibir primeros datos indicativos de una señal acústica (210) desde el dispositivo de medición de señal acústica (185);
recibir segundos datos indicativos de una señal de vibración (202) desde el dispositivo de medición de señal de vibración (180);
procesar los primeros datos y los segundos datos incluyendo extraer una envolvente y estimar una densidad espectral de potencia para cada dato respectivo para determinar unos primeros datos procesados y unos segundos datos procesados; y
determinar una condición de fallo (218) en base al menos en parte a los primeros datos procesados y los segundos datos procesados.

11. El sistema de control (190) de la reivindicación 10, que comprende además un dispositivo de medición de señal eléctrica (170), en el que el uno o más procesadores (812) se configuran para:

recibir terceros datos indicativos de una señal eléctrica (204) desde el dispositivo de medición de señal eléctrica (170);
procesar los terceros datos para determinar unos terceros datos procesados; y
determinar la condición de fallo (218) en base al menos en parte a los primeros datos procesados, los segundos datos procesados y los terceros datos procesados.

12. El sistema de control (190) de la reivindicación 11, en el que procesar los terceros datos para determinar unos terceros datos procesados incluye extraer una envolvente y estimar una densidad espectral de potencia.

13. El sistema de control (190) de la reivindicación 12, en el que el uno o más procesadores (812) se configuran para procesar cada uno de los primeros datos, segundos datos y terceros datos extrayendo una o más amplitudes de signature de fallo para cada dato respectivo.

14. El sistema de control (190) de la reivindicación 13, en el que la una o más amplitudes de signature de fallo para cada dato respectivo se extraen en una o más frecuencias de fallo de signature en base al menos en parte a cada dato respectivo y los datos indicativos de una señal de referencia respectiva (604).

15. El sistema de control (190) de las reivindicaciones 10-14, en el que el uno o más procesadores (812) se configuran para procesar cada uno de los primeros datos y los segundos datos, determinando un parámetro de ponderación para cada dato respectivo; y
en el que la condición de fallo se determina en base al menos en parte al parámetro de ponderación para cada dato respectivo.

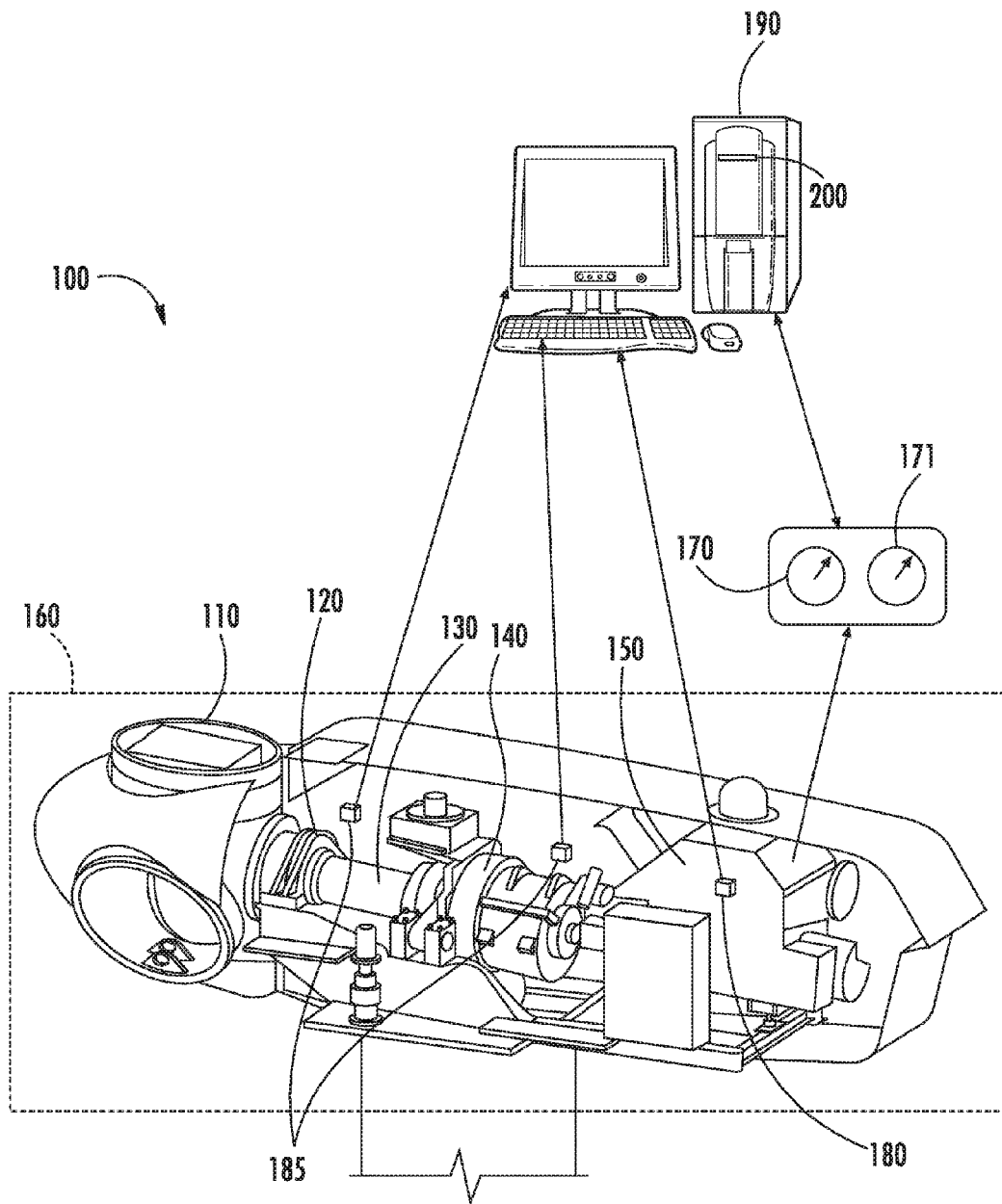


FIG. 1

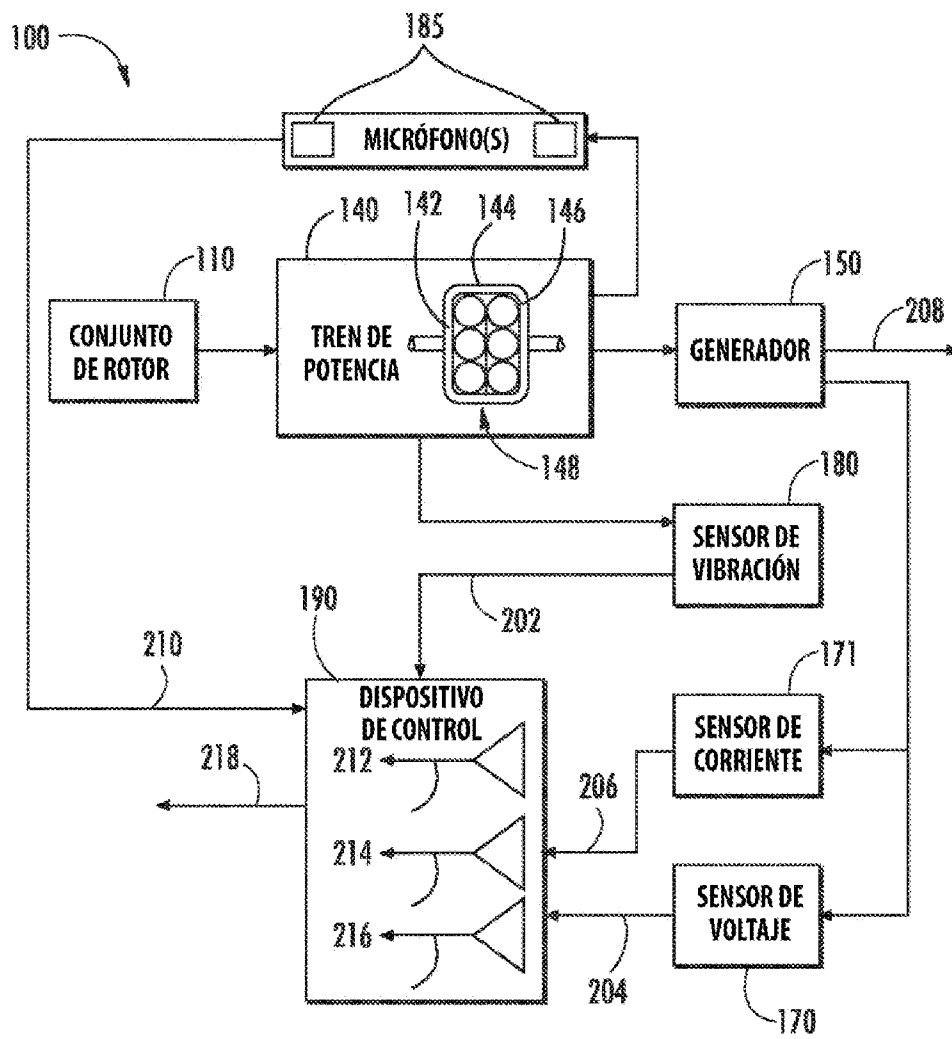
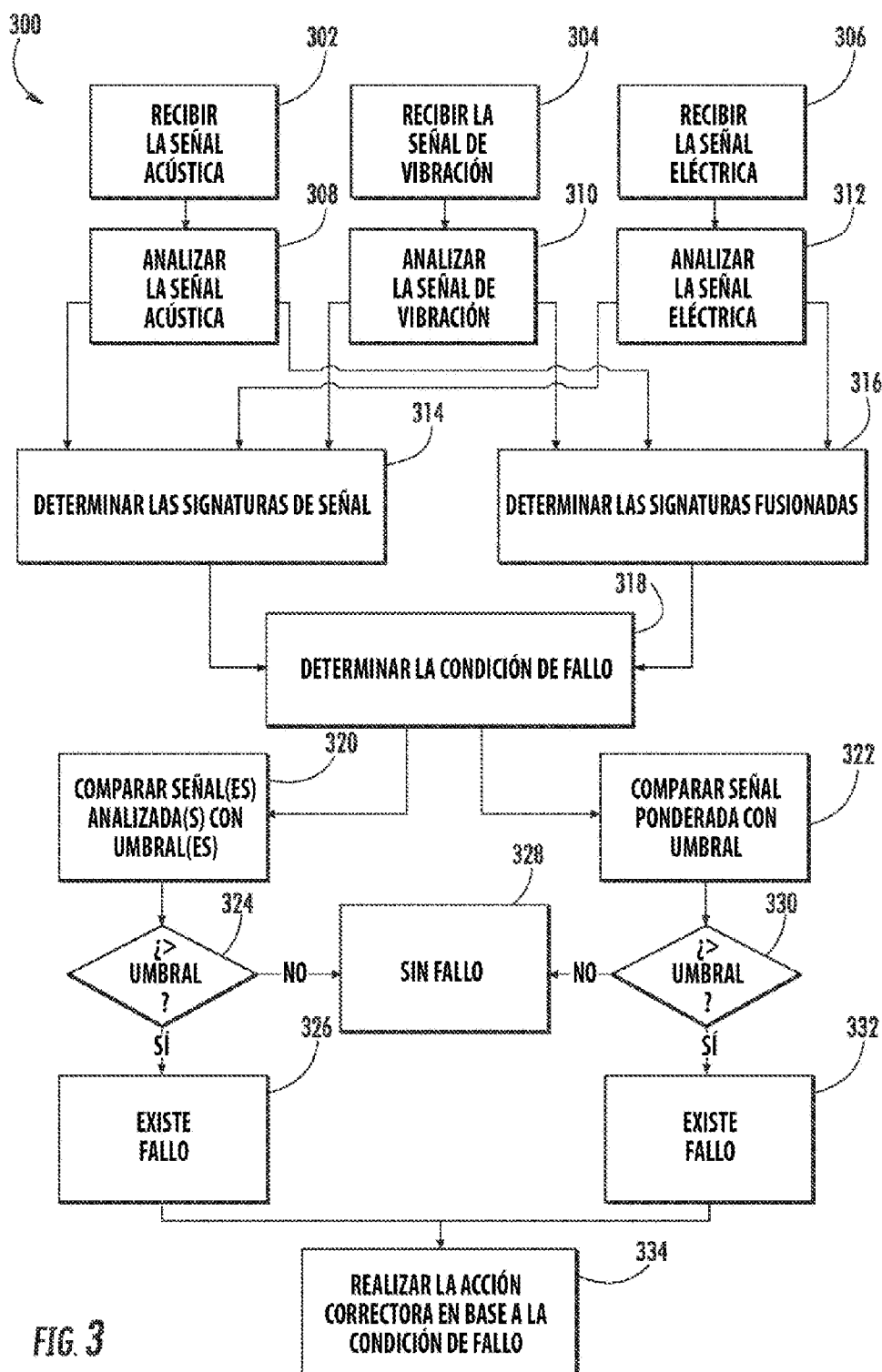


FIG. 2



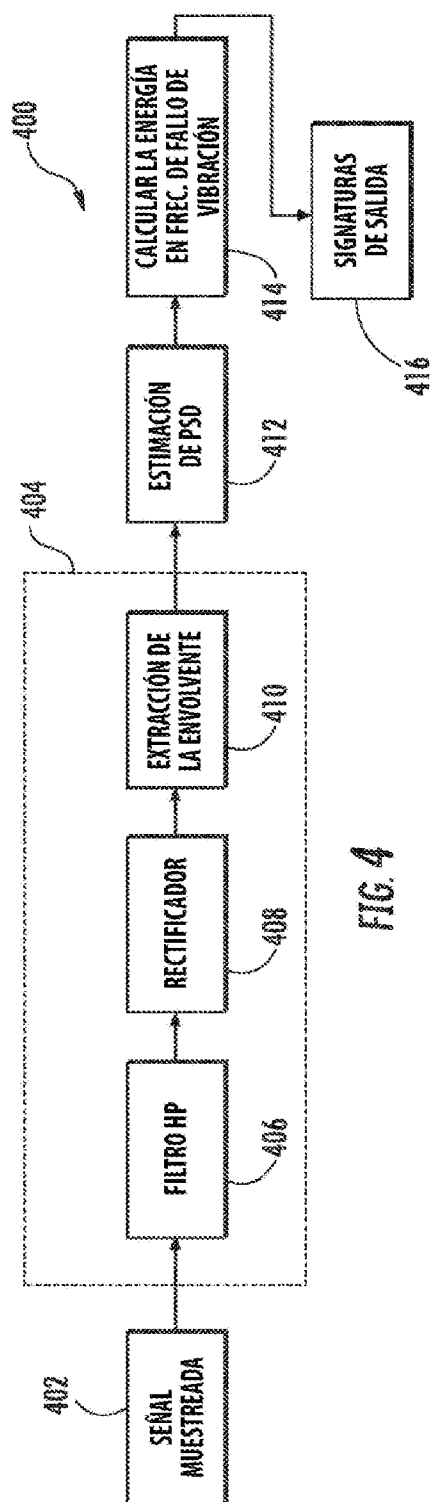


FIG. 4

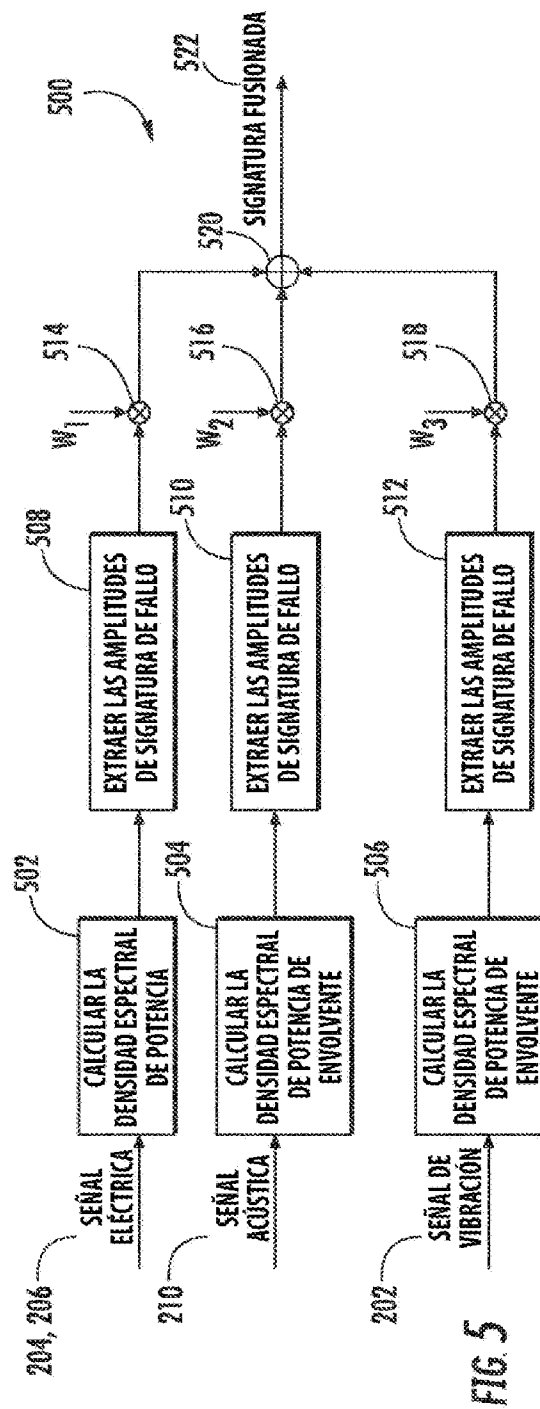


FIG. 5

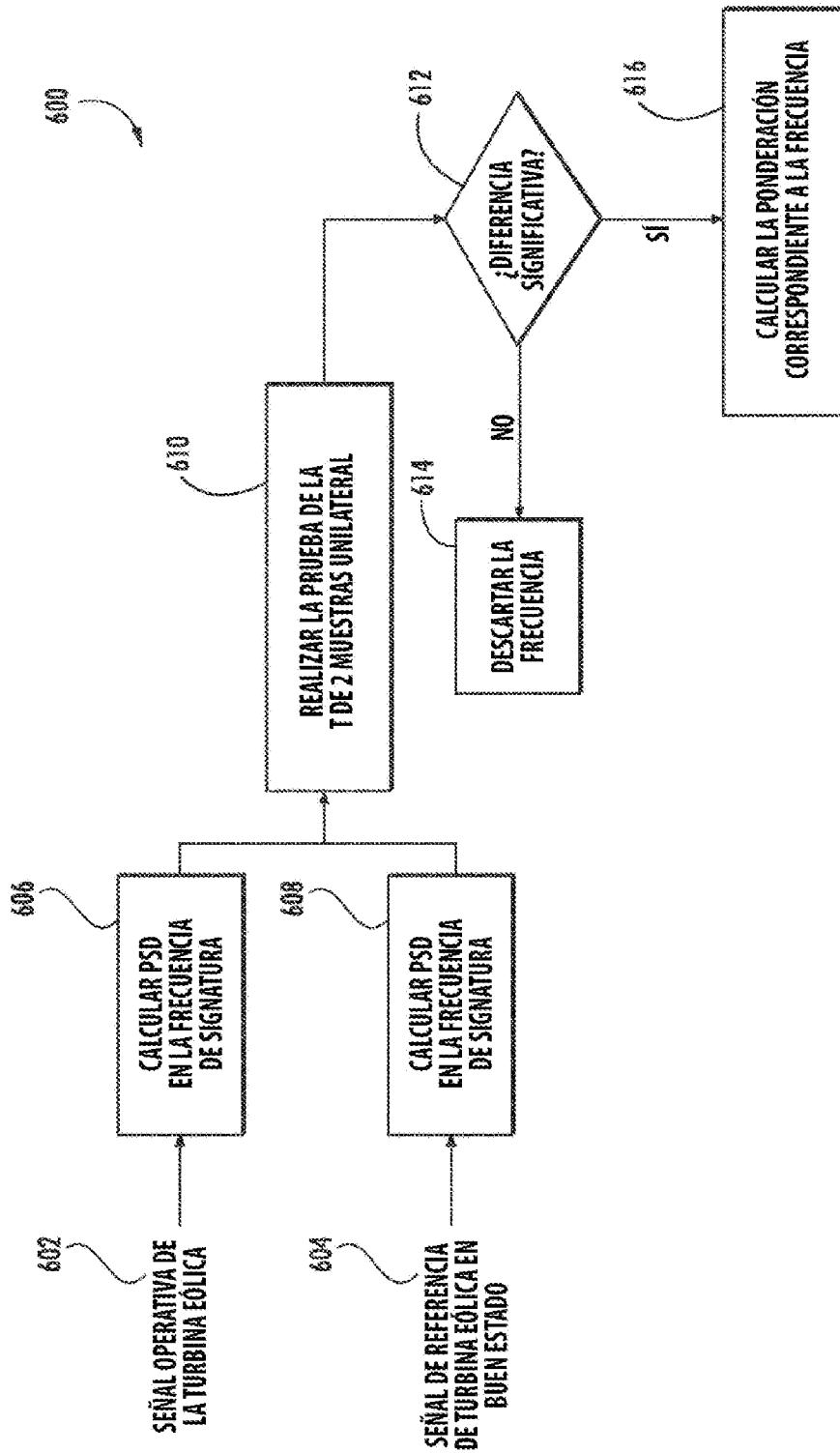


FIG. 6

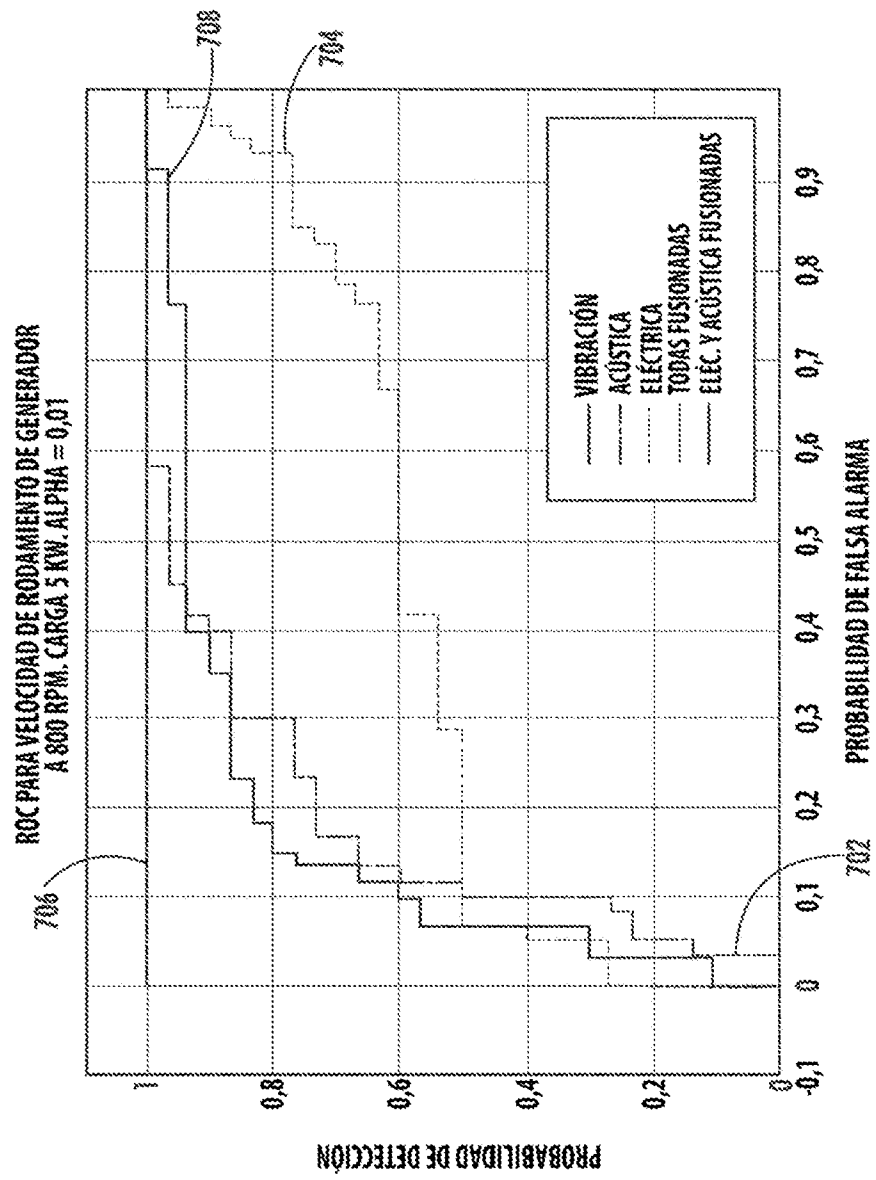


FIG. 7

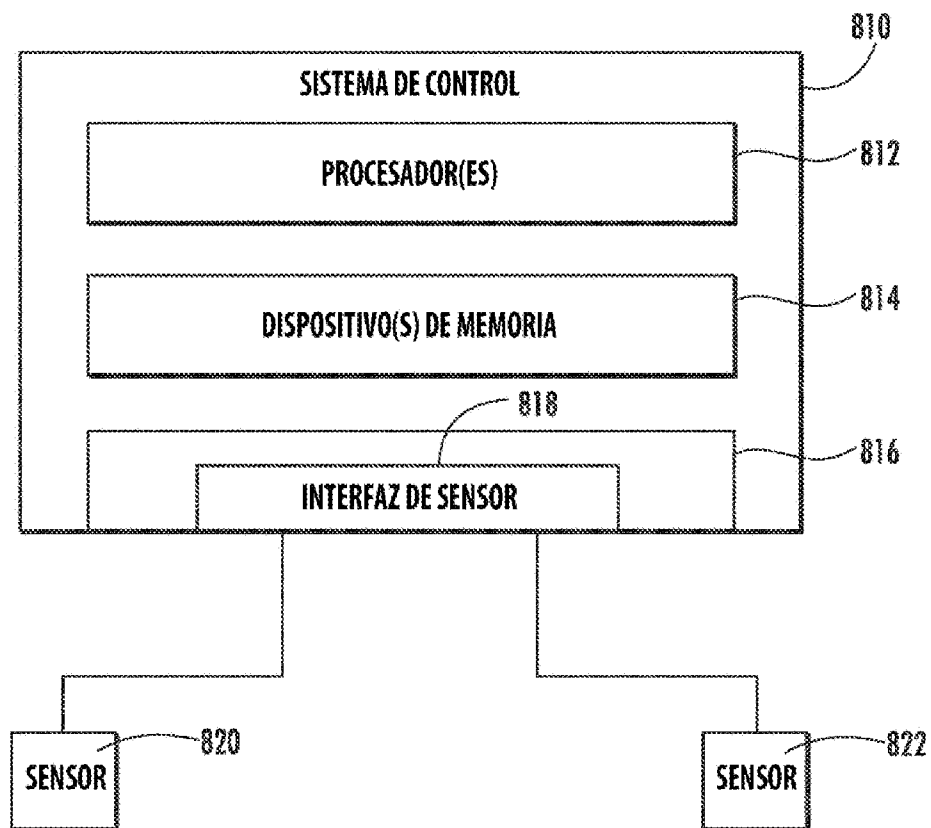


FIG. 8