

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 534 563**

51 Int. Cl.:

**F03D 11/00** (2006.01)

**G01W 1/10** (2006.01)

**F03D 7/04** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **16.06.2011 E 11727748 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.01.2015 EP 2583125**

54 Título: **Estimación de las condiciones del viento en una turbina eólica**

30 Prioridad:

**21.06.2010 US 356845 P**  
**21.06.2010 GB 201010400**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**24.04.2015**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)**  
**Hedeager 44**  
**8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**EVANS, MARTIN**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

**ES 2 534 563 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**

Estimación de las condiciones del viento en una turbina eólica

Esta invención se refiere a turbinas eólicas y en particular a la estimación de las condiciones del viento que llegarán próximamente a una turbina eólica.

5 Es importante que una turbina eólica tenga conocimiento de antemano de las condiciones del viento que llegará próximamente a la turbina. Tal conocimiento de antemano da al controlador de turbina tiempo suficiente para ajustar parámetros de funcionamiento tales como el ángulo de paso de pala o la velocidad de rotor para que se adapte a las condiciones que se aproximan. Esto puede realizarse por una variedad de motivos. A velocidades de viento inferiores, es importante ajustar la turbina para maximizar la energía extraída del viento. A velocidades de viento superiores es importante ajustar los parámetros de la turbina para evitar funcionamientos en condiciones que podrían conducir a daño. Podría provocarse un daño por un evento extremo poco frecuente o por eventos acumulados que reducen la vida útil por fatiga de componentes de la turbina eólica tales como la caja de engranajes y las palas.

10 Se han realizado varias propuestas para determinar las condiciones del viento de antemano. Generalmente, estas incluyen el uso de sensores situados en la turbina que observan el viento aguas arriba. Un ejemplo se muestra en el documento EPA-0970308 que da a conocer el uso de un Lidar o aparato de detección remota similar montado sobre la góndola de la turbina eólica y que detecta condiciones del viento varios diámetros de rotor aguas arriba de la turbina. Basándose en las condiciones detectadas, el controlador de turbina o controlador de parque eólico puede ordenar a una turbina individual, o a un grupo de turbinas, que cambien sus parámetros de funcionamiento antes de que el viento detectado llegue a la turbina o turbinas.

De particular importancia para un operario de turbina eólica es la capacidad de detectar rachas de viento extremas. Aunque pueden ser de corta duración, pueden tener el potencial para provocar un daño grave a la turbina eólica. Aunque puede usarse un Lidar para detecciones de rachas, no siempre es apropiado. Por ejemplo, los dispositivos Lidar son muy costosos y puede que un operario de parque eólico no los considere rentables.

25 Se ha apreciado que o bien como alternativa o bien adicionalmente a las técnicas de detección remota tales como el Lidar del documento EP-A-0970308, es deseable poder estimar el riesgo de que se produzca una racha extrema sin el uso de equipo adicional costoso.

El documento EP-A-2148225 muestra un método y un dispositivo según el preámbulo de las reivindicaciones independientes 1 y 17.

30 Según la invención, se proporciona un método para controlar una turbina eólica, que comprende las etapas de: adquirir y almacenar datos de entrenamiento en relación con una o más variables detectadas, comprendiendo los datos de entrenamiento un vector característico obtenido de al menos una medida estadística indicativa del riesgo; asignar cada uno de los datos de entrenamiento a una categoría de riesgo basándose en un parámetro medido y definir zonas características para cada categoría a partir de una medida de la distancia de vectores característicos en esa categoría, incluyendo las zonas características una zona de riesgo alto indicativa de un riesgo alto de una racha; y durante el funcionamiento de la turbina eólica, determinar una estimación de riesgo de racha calculando un vector característico de manera periódica a partir de datos obtenidos de al menos un sensor y determinar a cuál de las zonas características asignar el vector característico, determinando de ese modo una estimación del riesgo de una racha extrema representada por el vector característico medido.

40 La invención también proporciona un estimador de riesgo de racha para una turbina eólica que comprende: un almacenamiento de datos de entrenamiento en relación con una o más variables detectadas por la turbina eólica, comprendiendo los datos de entrenamiento un vector característico obtenido de al menos una medida estadística indicativa de riesgo; un comparador para comparar cada elemento de datos de entrenamiento con un parámetro medido en el momento de la adquisición de los datos de entrenamiento y asignar cada uno de los datos de entrenamiento a una categoría de riesgo basándose en el parámetro medido; un módulo para definir zonas características para cada categoría a partir de una medida de la distancia de vectores característicos en esa categoría, incluyendo las zonas características una zona de riesgo alto indicativa de un riesgo alto de una racha; y un módulo para determinar una estimación de riesgo de racha durante el funcionamiento de la turbina eólica, calculando un vector característico de manera periódica a partir de datos obtenidos de al menos un sensor asociado con la turbina eólica y determinando a cuál de las zonas características asignar el vector característico, determinando de ese modo una estimación del riesgo de una racha extrema representada por el vector característico medido.

55 La invención también se refiere a una turbina eólica que tiene un estimador de riesgo de racha según se ha definido y a un parque eólico que tiene una pluralidad de turbinas eólicas y un estimador de riesgo de racha según se ha definido.

Realizaciones de la invención tienen la ventaja de que el riesgo de racha puede estimarse sin necesidad de dispositivos sensores adicionales potencialmente costosos. El riesgo de racha se determina a partir de datos

históricos en relación con una condición detectada junto con una referencia a un parámetro medido que se usa para asignar un nivel de riesgo asociado con la condición detectada. Estos datos históricos se procesan estadísticamente y pueden compararse después con datos en tiempo real para determinar si indican un riesgo de racha.

5 Preferiblemente, la estimación de riesgo de racha es una estimación de riesgo de racha extrema. Una racha extrema puede provocar daño a la turbina eólica y la capacidad para determinar la probabilidad de que se produzca una racha de este tipo para contrarrestar sus efectos es extremadamente importante para el operario de parque eólico.

10 Preferiblemente, una señal indicativa de riesgo de racha se emite a un controlador de turbina eólica. Este controlador puede ser un controlador individual o puede controlar una pluralidad de turbinas. Preferiblemente, el controlador puede aumentar el régimen de las turbinas si el riesgo de racha estimado es bajo y reducir el régimen de las turbinas si la estimación de la distribución de riesgo de racha es alta. Esto tiene la ventaja de que la potencia de salida de la turbina puede maximizarse en condiciones de riesgo bajo y puede minimizarse el riesgo de dañar la turbina en condiciones de riesgo alto.

15 Preferiblemente, las zonas características se definen para cada categoría de riesgo a partir de la media, o la media y la covarianza de vectores característicos en esa categoría. La media de los vectores característicos define el tamaño de las zonas pero la covarianza dicta la forma de las zonas y permite una asignación más precisa de categoría de riesgo para datos en tiempo real.

20 Preferiblemente, el vector característico se asigna a una zona característica midiendo la distancia de Mahalanobis desde el vector característico al centro de cada zona característica y asignando el vector característico a la zona que tiene la menor distancia de Mahalanobis. El uso de la distancia de Mahalanobis tiene la ventaja de que se tienen en cuenta la forma y la escala de la distribución para proporcionar una evaluación más precisa de la categoría de riesgo relevante para datos en tiempo real.

Preferiblemente, el nivel de riesgo asignado a un vector característico se basa en el valor de un parámetro medible tal como la velocidad de generador máxima que sigue al periodo de medición en el que se obtuvieron los datos de los que se deriva el vector característico.

25 Preferiblemente, los datos de entrenamiento se cargan previamente en un controlador de turbina eólica. A medida que se calculan los vectores característicos en tiempo real se añaden a los datos de entrenamiento almacenados. Preferiblemente se combinan entre sí elementos de datos de entrenamiento que tienen sustancialmente el mismo valor y se ponderan sus valores. Esto tiene la ventaja de que puede hacerse funcionar el estimador de riesgo de racha desde el arranque de la turbina eólica pero además aprender con la experiencia. Sin embargo, puesto que la vida de la turbina puede ser de muchos años, la combinación de datos impide una acumulación de datos no manejable.

A continuación se describirán realizaciones de la invención, únicamente a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos adjuntos en los que:

la figura 1 es un diagrama de flujo que ilustra etapas de una realización preferida de la invención;

35 la figura 2 es una representación gráfica de datos de entrenamiento que permiten estimar riesgo de racha;

la figura 3 muestra cómo pueden dividirse los datos de entrenamiento de la figura 1 en zonas características;

la figura 4 muestra cómo pueden evaluarse nuevos datos en tiempo real adquiridos en relación con las zonas características; y

40 la figura 5 es un diagrama esquemático de un controlador de turbina eólica que incluye un estimador de riesgo de racha que incorpora la invención.

La probabilidad de que se produzca una racha extrema está influida por las condiciones actuales. Algunas de éstas no pueden medirse pero pueden derivarse de parámetros medidos. También pueden observarse datos históricos para evaluar la probabilidad de que un parámetro medido o derivado indique una racha extrema.

45 En la realización que va a describirse, los datos de entrenamiento los adquieren sensores en una turbina eólica. Estos datos se usan para estimar si los datos en tiempo real adquiridos recientemente suponen un riesgo que requiere adoptar una acción preventiva. Por tanto, el riesgo de una racha extrema se estima basándose en señales de tiempos precedentes. De manera adicional, si el riesgo estimado es bajo, la turbina puede hacerse funcionar en un modo que genera más potencia de lo que sería seguro si el riesgo de racha fuera superior. Una racha extrema se define en el norma internacional IEC 61400-1 2005 en el capítulo 6.3.2 y se refiere a una racha altamente inusual que, estadísticamente, sólo se produciría de manera extremadamente poco frecuente. Las realizaciones descritas a continuación son particularmente adecuadas para estimar el riesgo de una racha extrema pero también pueden usarse para detectar una racha que no entra dentro de la definición de rachas extremas pero que, no obstante, tiene el potencial para provocar daño o contribuir a dañar, por ejemplo reduciendo la vida por fatiga de uno o más componentes de turbina.

Los datos de entrenamiento se analizan de manera que se usa una característica de los datos como indicador de riesgo inminente. Esta característica puede ser una de muchas que pueden medirse o derivarse y puede ser diferente para turbinas diferentes en un parque eólico. Esta diferencia puede necesitarse por la topografía circundante de las turbinas. Por ejemplo, los datos de entrenamiento pueden tomarse de uno o más sensores. Una

5 turbina eólica comercial de gran escala típica tiene muchos sensores que miden y monitorizan tanto condiciones climáticas ambientales como parámetros de la turbina. Estos sensores pueden medir una de varias variables que incluyen, pero no se limitan a, condiciones ambientales tales como velocidad del viento, temperatura, presión, etc. y parámetros del generador tales como velocidad del generador, temperatura del generador, ángulo de paso de pala y velocidad de rotor. Las mediciones pueden tomarse en una o más escalas de tiempo. La característica que se mide

10 puede ser un valor estadístico o una combinación de valores estadísticos tales como, pero sin limitarse a, media, desviación estándar, asimetría, curtosis, valores estadísticos de orden superior, valores estadísticos incrementales y valores estadísticos espectrales.

La figura 1 es un diagrama de flujo que indica cómo se usa la información estadística medida para obtener una estimación del riesgo de una racha extrema. En la etapa 100 se obtienen datos de entrenamiento que se usan posteriormente como la base frente a la que se analizan datos en tiempo real para estimar riesgo de racha extrema. Antes del funcionamiento en tiempo real, se registran datos de entrenamiento o bien en la turbina eólica en consideración o bien en un sitio similar. Los datos pueden obtenerse de cualquiera de los sensores comentados anteriormente y se introducen en el sistema. Se determinan las medidas estadísticas elegidas para cada periodo de tiempo y se almacenan en un vector característico para cada periodo.

En la etapa 110, los datos de entrenamiento se analizan para calificar los periodos de riesgo alto como tales. Esto puede realizarse de varias maneras. Por ejemplo, puede considerarse la velocidad de generador máxima que siguió a cada periodo. Cuando esa velocidad superó un valor predeterminado, el riesgo puede designarse como alto.

En la etapa 120, los vectores característicos se disponen en zonas características basándose en una medida de la distancia, por ejemplo la media  $\mu_j$  y la covarianza  $S_j$  de los vectores característicos. Para cada vector característico, la  $j$  indica qué zona es. Están definidas varias zonas, por ejemplo, que indican riesgo alto, riesgo bajo, medio, riesgo muy alto, etc. El número de zonas es flexible y dependerá del grado de control que se desee ejercer basándose en la estimación de riesgo de racha.

En la etapa 130, las zonas se ajustan para mejorar el rendimiento. El ajuste puede incluir, por ejemplo, la retirada de valores atípicos seguido por volver a calcular las zonas.

La etapa 140 es el funcionamiento en tiempo real del estimador de riesgo de racha extrema. Un vector característico en tiempo real se calcula a partir de mediciones procedentes del/de los sensor(es) elegido(s). Entonces se realiza una determinación de si las condiciones actuales se consideran de riesgo alto. En la etapa 150 se calculan la distancia de Mahalanobis  $r$  entre el vector característico y una zona característica de riesgo alto y de riesgo bajo. Las condiciones se consideran de riesgo alto si el vector característico tiene una distancia de Mahalanobis inferior a una zona característica de riesgo alto que a una zona de riesgo bajo. Esto puede expresarse mediante:

$$r_j = \sqrt{(x - \mu_j)^T S_j^{-1} (x - \mu_j)}$$

Donde  $x$  es el vector característico actual, de emisión en tiempo real.

En la etapa 160, el controlador estima si existe o no un riesgo de racha alto basándose en el análisis anterior. Si no se detecta riesgo alto, el sistema puede meramente continuar para procesar datos en tiempo real. Si se detecta un

40 riesgo alto, entonces además de continuar procesando datos en tiempo real, se emite una señal de riesgo de racha a otra parte del controlador que entonces, dependiendo de otros parámetros controlados y detectados, puede adoptar una acción evasiva y reducir el régimen de la turbina, por ejemplo cambiando el ángulo de paso de pala, cambiando la velocidad de rotor o través de algún otro parámetro. En casos extremos, el controlador puede desconectar la turbina o hacer que la góndola y el rotor se orienten por rotación para no recibir la incidencia del

45 viento para evitar un daño catastrófico.

El proceso descrito puede realizarlo o bien el controlador de una turbina eólica individual o bien un controlador que controla varias turbinas eólicas, por ejemplo, un controlador de turbina eólica o un controlador que controla parte de un parque eólico. Puede usarse una combinación de los dos. Por ejemplo, la determinación de riesgo de racha extrema puede realizarla un único controlador de turbina que puede entonces ejercer un control sobre sí mismo así como enviar una señal de riesgo de racha extrema a un controlador de nivel superior tal como un controlador de

50 parque eólico.

Por tanto, cuando el cálculo en la etapa 150 indica un riesgo alto de una racha extrema, el controlador actúa para reducir el régimen de la turbina. Sin embargo, cuando el cálculo indica un riesgo que es inferior a un riesgo umbral dado, el controlador puede aumentar el régimen de la turbina permitiendo generar potencia por encima del régimen de salida de la turbina con un riesgo mínimo de dañar componentes de turbina.

55

Las figuras 2 a 4 muestran un sencillo ejemplo del método descrito con respecto a la figura 1 para ayudar en la explicación. La figura 2 muestra los datos de entrenamiento. En este ejemplo, el vector característico es velocidades de viento en diez minutos y en un minuto. Estos datos se han obtenido de un sensor de turbina tal como un anemómetro o pueden haberse adquirido de una turbina vecina o una turbina situada en condiciones topográficas similares. Los vectores característicos en este sencillo caso son bidimensionales y se representan en un gráfico de curtosis en un minuto frente a media en diez minutos. En este ejemplo se muestran los datos de riesgo bajo con puntos con forma de diamante y el riesgo alto se muestra con cruces. El riesgo se define como alto si se alcanza la velocidad de generador máxima en diez minutos. Si se desea definir varios umbrales de riesgo, tales como alto, bastante alto, medio, bastante bajo, bajo, etc., pueden establecerse un intervalo de velocidades de generador u otra variable de determinación de riesgo elegida. La designación de riesgo puede vincularse a más de una variable y puede que esa o esas variables no tengan por qué ser parámetros del generador sino que pueden ser algún otro valor medido tal como la presión del aire. Por tanto, esto es meramente un ejemplo y puede adoptarse cualquier otra definición de riesgo.

Por tanto, la figura 2 corresponde a las etapas 100 y 110 en la figura 1. Las etapas 120 y 130 se representan mediante la figura 3 en la que se crean las zonas características 200 y 210 determinando una media y una covarianza de las zonas de calificación similar. La media corresponde a la ubicación y la covarianza corresponde a la forma y el tamaño. Por tanto, en el ejemplo de la figura 3, los vectores característicos en forma de diamante se agrupan generalmente dentro de la zona de riesgo bajo 200, mientras que los vectores característicos de riesgo alto, en forma de cruces, se agrupan generalmente dentro de la zona de riesgo alto menor 210. Resultará evidente hay muchos valores que quedan fuera. El centro de la zona característica se determina mediante la posición media, mientras que la forma se determina mediante la separación y la covarianza de los valores. Por tanto, es posible que determinados valores queden fuera de las zonas. Sería posible definir las zonas usando una medida diferente de distancia o usando únicamente la media pero actualmente se prefiere usar tanto la media como la covarianza.

A medida que se obtienen datos de entrenamiento a lo largo del tiempo, puede ser necesario reducir la cantidad de datos adquiridos a lo largo de los veinte años de vida útil de una turbina eólica. Pueden combinarse entre sí mediciones de puntos si están muy cerca y pueden ponderarse valores de puntos en consecuencia.

La figura 4 muestra la etapa 150 de la figura 1. En este caso, se muestran datos en tiempo real como una señal en tiempo real 300 que se representa en el gráfico de curtosis frente a media. Se crea la distancia de Mahalanobis desde los datos de señal en tiempo real a los centros de cada una de las zonas características y la zona característica a la que se asignan los datos en tiempo real, y por tanto el nivel de riesgo, es el que tiene la menor distancia de Mahalanobis. Por tanto, en la figura 4, la distancia R1 al centro de la zona característica de riesgo bajo es inferior a la distancia R2 al centro de la zona de riesgo alto que indica que los datos muestran un riesgo bajo de una racha extrema.

El uso de distancias de Mahalanobis tiene en cuenta la forma de las zonas características. En la figura 4 la distancia al centro de la forma 200 es aproximadamente 1,5 veces el radio de la forma de riesgo bajo, mientras que la distancia al centro de la forma de riesgo alto es de aproximadamente 3 veces el radio de esa forma. Tal como se comentó anteriormente, podría usarse alguna otra medida de la distancia. Si la media fuera la única medida, lo cual es posible, puede observarse que la señal en tiempo real podría considerarse más cerca de la zona de peligro (210) que de la zona segura (200). Sin embargo, cuando se tienen en cuenta las formas de las distribuciones, la zona de peligro está mucho más alejada que la zona segura. Esto puede observarse en la figura ya que la señal en tiempo real está cerca del borde de la elipse para la zona segura pero aún estaría fuera de la elipse para la zona de peligro incluso si se aumentara su escala por un factor de 2.

El método descrito requiere introducir una cantidad considerable de datos de entrenamiento antes de que pueda resultar eficaz. Para permitir usar el método cuando se erige por primera vez una turbina, el controlador de turbina necesita la carga previa de datos de entrenamiento o parámetros que pueda ejecutar desde el comienzo. Sin embargo, es ventajoso que la turbina ajuste estos parámetros y modelos a medida que aprende más acerca de sus alrededores. Esto puede realizarse comparando el riesgo previsto con la gravedad resultante para determinar la precisión de los modelos. Los modelos en los que la predicción coincide bien con los resultados reales se mantienen y los modelos con una peor correlación pueden ajustarse mediante el aprendizaje. En un punto durante la vida de la turbina, que habitualmente está prevista que sea de veinte años, el controlador debería dar más importancia a su experiencia desde su funcionamiento que a su conocimiento heredado que venía preinstalado.

La figura 5 es un diagrama esquemático que ilustra un sistema de control que incorpora el método descrito anteriormente. Una turbina eólica incluye una pluralidad de sensores 400(1)... (n). Un sensor comercial de gran escala típico puede incluir hasta 30 sensores diferentes que medirán parámetros del viento tales como velocidad, dirección, temperatura, presión etc. del viento y parámetros de la turbina, por ejemplo, velocidad de rotor, paso de pala, velocidad de generador, temperatura de generador etc. Aunque no se midan directamente, el controlador también puede derivar valores para diversos parámetros a partir de valores medidos reales. El estimador de riesgo de racha 410 que forma parte del controlador 420 usa algunas seleccionadas de estas entradas de sensor. El estimador de riesgo de racha también incluye un almacenamiento 430 de datos de entrenamiento a los que se añaden datos en tiempo real procedentes de los sensores, sujetos a un tratamiento estadístico como se ha descrito. El estimador de riesgo de racha puede emitir una señal de aumento de régimen o de reducción de régimen al

controlador que indica al controlador que, basándose en la estimación de riesgo de racha, la turbina eólica puede hacerse funcionar en una condición de régimen aumentado o debería reducirse su régimen. Esta señal la usa el controlador junto con otras diversas entradas de controlador y algoritmos para determinar señales de control de salida tales como paso y velocidad que se comunican de vuelta a la turbina. El controlador también puede emitir 5 señales a un controlador central para permitir usar estimaciones de riesgo de racha para controlar más de una turbina eólica de un parque eólico. En una realización preferida de la invención, cada turbina de un parque eólico puede estimar riesgo de racha usando datos procedentes de sus propios sensores. Sin embargo, cuando una turbina determina un riesgo de racha alto se comunica una señal de advertencia a otras turbinas por medio de un controlador de parque. En otra realización, una pluralidad de turbinas pueden comenzar su funcionamiento con el mismo conjunto de datos de entrenamiento pero modificar esos datos de entrenamiento con sus propios datos 10 respectivos. Esto hace más sencillo el inicio del sistema al tiempo que mantienen los beneficios del aprendizaje individual a lo largo del tiempo.

Las realizaciones de la invención tienen la ventaja de que permiten estimar riesgos de racha tales como riesgo de racha extrema sin necesidad de costosos sensores de previsión tales como Lidar. En la actualidad, esto no es 15 posible. El riesgo de racha puede estimarse en turbinas individuales o puede estimarse globalmente en el controlador de planta de energía central para dar una estimación de riesgo con más información que la de turbinas individuales. Las turbinas pueden hacerse funcionar de manera más segura cuando tienen conocimiento del riesgo de racha ya que pueden reducir su régimen. De manera adicional, las turbinas pueden hacerse funcionar de manera más eficiente y rentable cuando se tiene información de que hay un riesgo de racha bajo maximizando así tanto los 20 ingresos generados por la turbina como la vida útil de la turbina.

La invención también puede extenderse para detectar cambios extremos de la dirección del viento o eventos de cizalladura de viento extrema.

Son posibles, y se les ocurrirán a los expertos en la técnica, otras diversas modificaciones al estimador de riesgo de racha descrito sin apartarse de la invención que se define por las siguientes reivindicaciones.

25

**REIVINDICACIONES**

1. Método para controlar una turbina eólica, que comprende las etapas de:  
 5 adquirir y almacenar datos de entrenamiento en relación con una o más variables detectadas, caracterizado por que los datos de entrenamiento comprenden un vector característico obtenido de al menos una medida estadística indicativa de riesgo; estando caracterizado el método además por  
 asignar cada uno de los datos de entrenamiento a una categoría de riesgo basándose en un parámetro medido y definir zonas características para cada categoría a partir de al menos una medida de la distancia de vectores característicos en esa categoría, incluyendo las zonas características una zona de riesgo alto indicativa de un riesgo alto de una racha; y  
 10 durante el funcionamiento de la turbina eólica, determinar una estimación de riesgo de racha calculando un vector característico de manera periódica a partir de datos obtenidos de al menos un sensor y determinar a cuál de las zonas características asignar el vector característico, determinando de ese modo una estimación del riesgo de una racha extrema representada por el vector característico medido.
2. Método según la reivindicación 1, que comprende emitir una señal indicativa de riesgo de racha a un controlador de turbina eólica.
3. Método según la reivindicación 1 ó 2, en el que las zonas características se definen para cada categoría de riesgo a partir de la media de vectores característicos en esa categoría.
4. Método según la reivindicación 1, 2 ó 3, en el que las zonas características se definen para cada categoría de riesgo a partir de la media y la covarianza de vectores característicos en esa categoría.
- 20 5. Método según la reivindicación 1, 2, 3 ó 4, en el que el vector característico se asigna a una zona característica midiendo la distancia de Mahalanobis desde el vector característico al centro de cada zona característica y asignando el vector característico a la zona que tiene la menor distancia de Mahalanobis desde el vector característico.
- 25 6. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que los vectores característicos se basan en velocidades de viento medias.
7. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, que comprende ajustar las zonas características en respuesta a mediciones en tiempo real.
8. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, que comprende aumentar el régimen de la turbina eólica cuando la estimación del riesgo de una racha extrema es baja.
- 30 9. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, que comprende reducir el régimen de la turbina eólica cuando la estimación de riesgo de rachas extremas es alta.
10. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la estimación de riesgo de racha se emite a un controlador que controla dos o más turbinas eólicas.
- 35 11. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que el nivel de riesgo asignado a un vector característico se basa en el valor de un parámetro medible que sigue al periodo de medición en el que se obtuvieron los datos de los que se deriva el vector característico.
12. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que se le asigna a un vector característico un nivel de riesgo relacionado con la velocidad de generador máxima que siguió al periodo de medición.
- 40 13. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que los datos de entrenamiento se cargan previamente en un controlador de turbina eólica.
14. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que el vector característico calculado de manera periódica a partir de datos de sensor se añade a los datos de entrenamiento almacenados.
15. Método según la reivindicación 14, que comprende combinar elementos de datos de entrenamiento entre sí que tienen sustancialmente el mismo valor y ponderar los valores de los elementos combinados.
- 45 16. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la estimación de riesgo de racha es una estimación de una racha extrema.
17. Estimador de riesgo de racha para una turbina eólica que comprende:  
 un almacenamiento de datos de entrenamiento en relación con una o más variables detectadas por la turbina eólica, caracterizado por que los datos de entrenamiento comprenden un vector característico

obtenido de al menos una medida estadística indicativa de riesgo; estando caracterizado el estimador de riesgo de racha además por

5 un comparador para comparar cada elemento de datos de entrenamiento con un parámetro medido en el momento de la adquisición de los datos de entrenamiento y asignar cada uno de los datos de entrenamiento a una categoría de riesgo basándose en el parámetro medido;

un módulo para definir zonas características para cada categoría a partir de una medida de la distancia de vectores característicos en esa categoría, incluyendo las zonas características una zona de riesgo alto indicativa de un riesgo alto de una racha; y

10 un módulo para determinar una estimación de riesgo de racha durante el funcionamiento de la turbina eólica, calculando un vector característico de manera periódica a partir de datos obtenidos de al menos un sensor asociado con la turbina eólica y determinando a cuál de las zonas características asignar el vector característico, determinando de ese modo una estimación del riesgo de una racha extrema representada por el vector característico medido.

15 18. Estimador de riesgo de racha según la reivindicación 17, en el que el módulo para determinar una estimación de riesgo de racha emite una señal indicativa de riesgo de racha a un controlador de turbina eólica.

19. Estimador de riesgo de racha según la reivindicación 18, en el que el controlador de turbina eólica controla la turbina eólica desde la que se obtienen los datos procesados por el estimador de riesgo de racha.

20 20. Estimador de riesgo de racha según la reivindicación 18 ó 19, en el que el controlador controla una pluralidad de turbinas eólicas.

21. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 20, en el que el módulo para definir zonas características define zonas características para cada categoría de riesgo a partir de la media de vectores característicos en esa categoría.

25 22. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 21, en el que el módulo para definir zonas características define zonas características para cada categoría de riesgo a partir de la media y la covarianza de vectores característicos en esa categoría.

30 23. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 22, en el que el módulo para determinar una estimación de riesgo de racha asigna un vector característico a una zona característica midiendo la distancia de Mahalanobis desde el vector característico al centro de cada zona característica y asignando el vector característico a la zona que tiene la menor distancia de Mahalanobis desde el vector característico.

24. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 23, en el que los vectores característicos se basan en velocidades de viento medias.

35 25. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 24, en el que el controlador puede hacerse funcionar para aumentar el régimen de la turbina eólica cuando la estimación del riesgo de una racha extrema es baja.

26. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 25, en el que el controlador puede hacerse funcionar para reducir el régimen de la turbina eólica cuando la estimación del riesgo de una racha extrema es alta.

40 27. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 26, en el que el comparador asigna un nivel de riesgo a un vector característico basándose en el valor de un parámetro medible que sigue al periodo de medición en el que se obtuvieron los datos de los que se deriva el vector característico.

45 28. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 27, en el que el comparador asigna a un vector característico un nivel de riesgo relacionado con la velocidad de generador de turbina eólica máxima que siguió al periodo de medición.

29. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 28, en el que el vector característico calculado de manera periódica a partir de datos de sensor se añade a los datos de entrenamiento almacenados.

50 30. Estimador de riesgo de racha según la reivindicación 29, en el que se combinan entre sí y se ponderan elementos de datos de entrenamiento que tienen sustancialmente el mismo valor en el almacenamiento.

31. Estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 30, en el que la estimación de riesgo de racha es una estimación de riesgo de racha extrema.

32. Turbina eólica que tiene un estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 31.
33. Parque eólico que tiene una pluralidad de turbinas eólicas y un estimador de riesgo de racha según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 31.

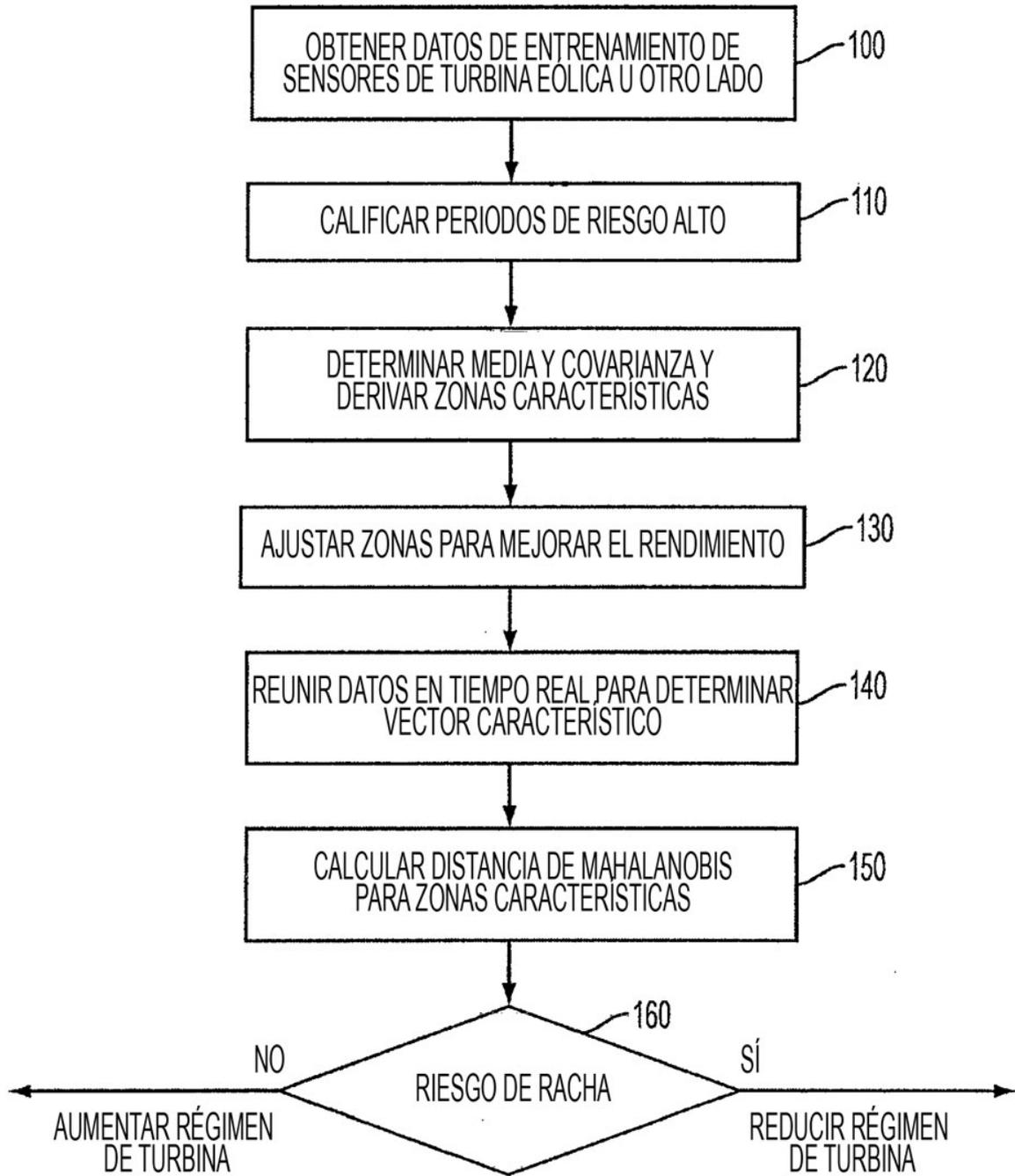
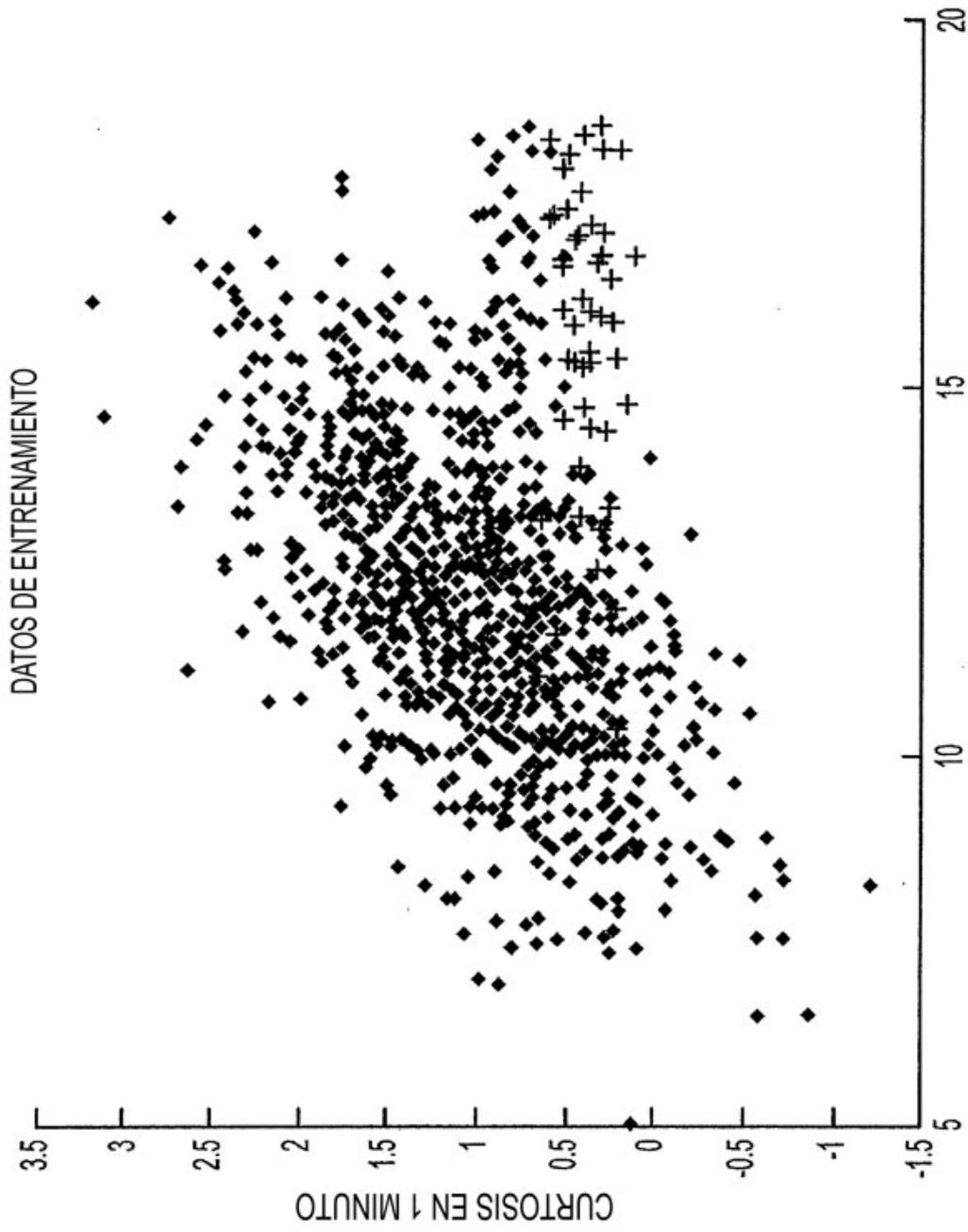
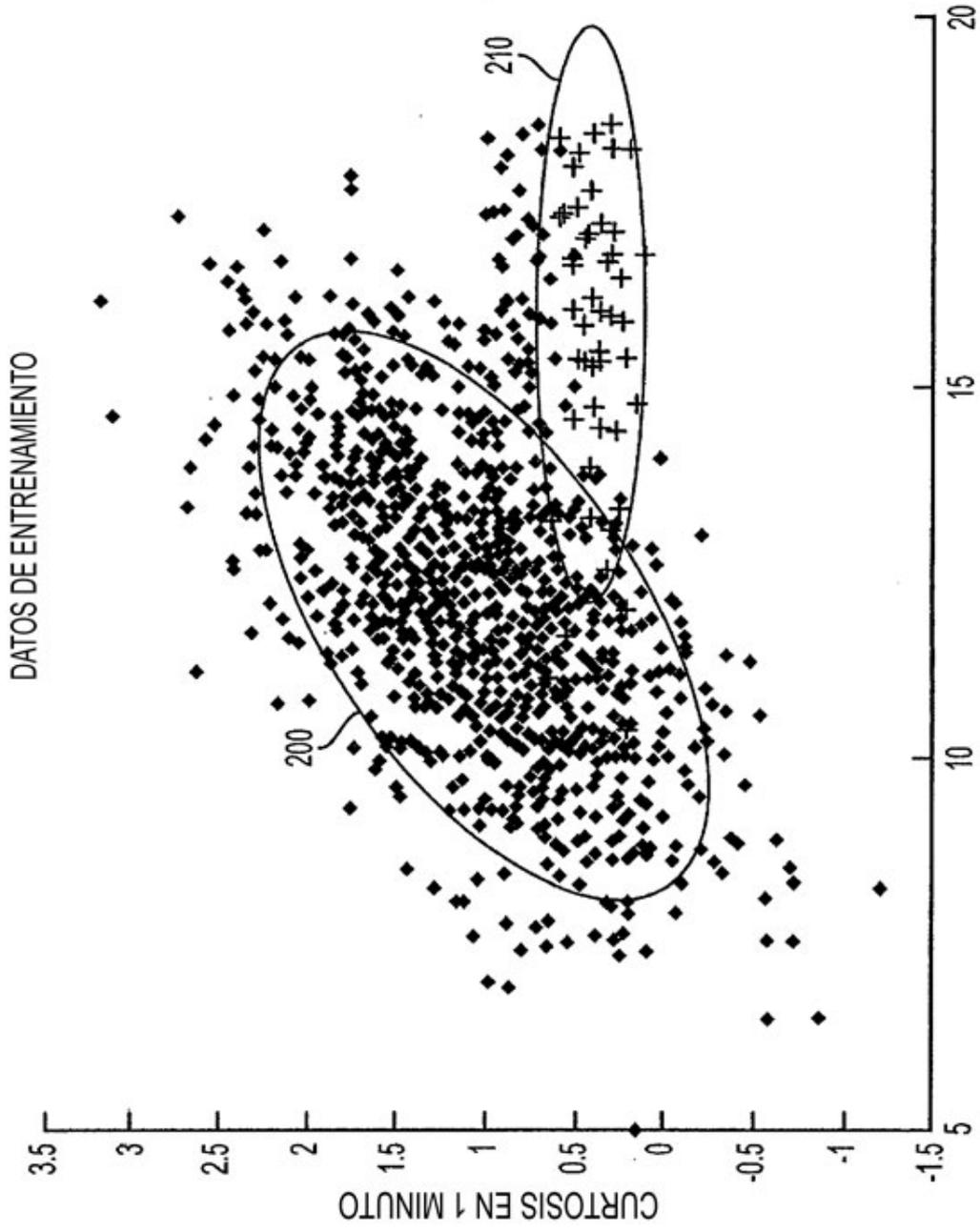


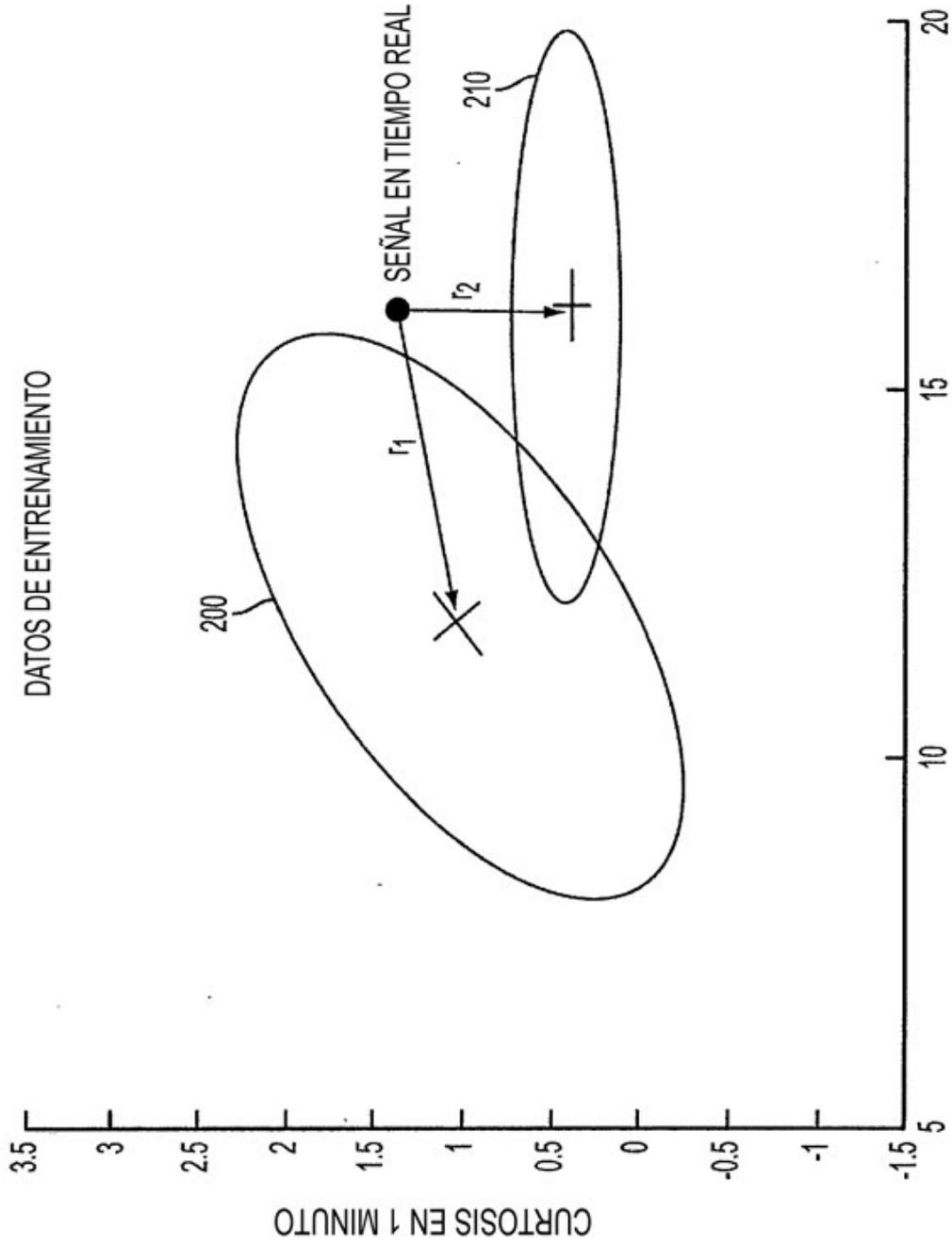
FIGURA 1



MEDIA EN 10 MINUTOS  
**FIGURA 2**



MEDIA EN 10 MINUTOS  
FIGURA 3



MEDIA EN 10 MINUTOS  
**FIGURA 4**

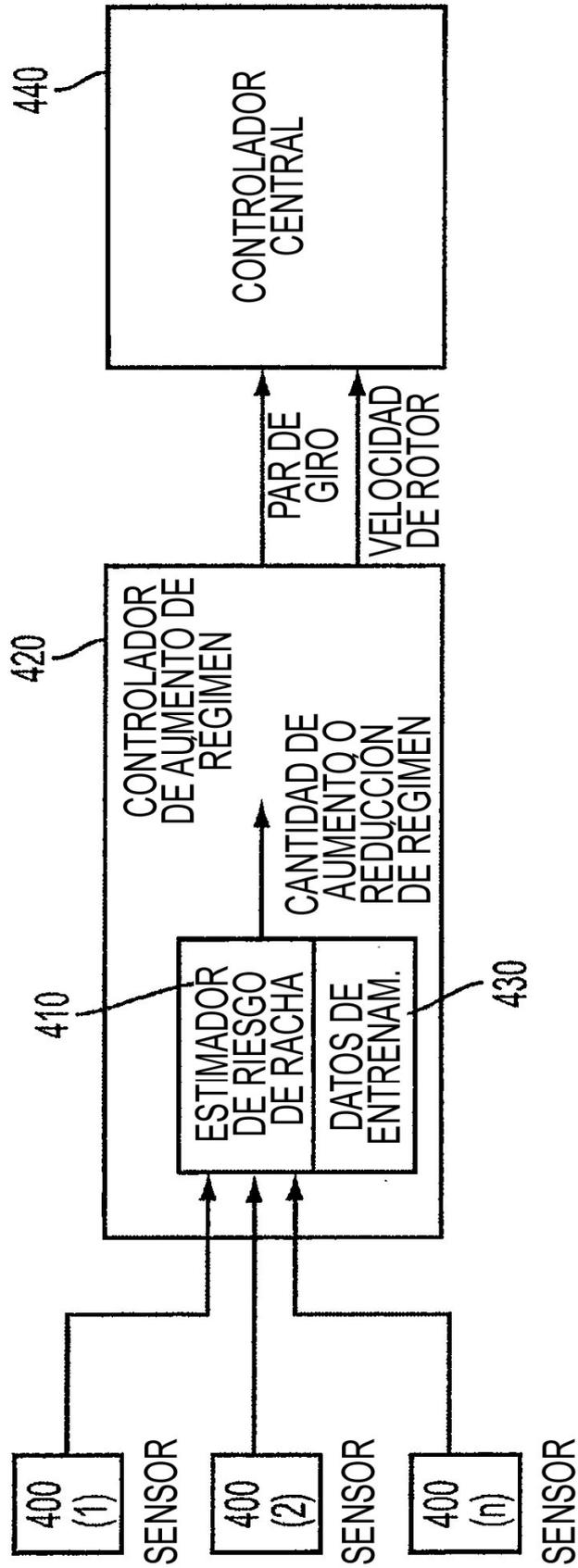


FIGURA 5