

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 900 607**

51 Int. Cl.:

**F03D 9/25** (2006.01)

**F03D 17/00** (2006.01)

12

## TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **23.09.2019** **PCT/DK2019/050280**

87 Fecha y número de publicación internacional: **02.04.2020** **WO20064071**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.09.2019** **E 19779746 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **03.11.2021** **EP 3759342**

54 Título: **Un método para mejorar el reporte de datos operativos de una turbina eólica**

30 Prioridad:

**25.09.2018 DK PA201800634**

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

**17.03.2022**

73 Titular/es:

**SCADA INTERNATIONAL A/S (100.0%)**

**A.C. Illums Vej 4A**  
**8600 Silkeborg, DK**

72 Inventor/es:

**LOVMAND, BO**

74 Agente/Representante:

**SÁEZ MAESO, Ana**

ES 2 900 607 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

Un método para mejorar el reporte de datos operativos de una turbina eólica

### 5 Campo de la invención

La presente invención se refiere en general al campo de las turbinas eólicas. Más específicamente, la presente invención se refiere en un primer aspecto a un método para mejorar el reporte de datos operativos de una turbina eólica durante la operación de la misma.

10 En un segundo aspecto, la presente invención se refiere a un producto de programa informático, que cuando se carga y/o funciona en un ordenador, se configura para realizar un método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.

15 En un tercer aspecto, la presente invención se refiere a un sistema SCADA (Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos) que comprende un producto de programa informático como se define con respecto al segundo aspecto de la presente invención.

20 En un cuarto aspecto, la presente invención se refiere al uso de una correlación de información para verificar si los establecimientos registrados y/o el restablecimiento de una alarma es fiable.

25 En un quinto aspecto, la presente invención se refiere al uso de una correlación de información para calcular la cantidad de tiempo y/o en qué períodos de tiempo específicos, con respecto a los cuales un sector específico de una turbina eólica ha estado operando de manera correcta y/o de manera incorrecta.

### Antecedentes de la invención

30 Dentro del campo de las turbinas eólicas y la operación de las mismas es habitual que el fabricante que ha fabricado la turbina eólica sea diferente de la empresa encargada de la operación de la turbina eólica o parque eólico.

Con el fin de asegurar o garantizar la economía viable del operador con respecto a la operación de una turbina eólica o un parque eólico, es habitual que se acuerde un contrato entre el fabricante de la turbina eólica o partes del mismo, por un lado, y el operador de la turbina eólica o parque eólico, por otro lado.

35 En dicho contrato se estipula qué tipos de fallas, errores y condiciones especiales que conducen a una producción de energía perdida o reducida son responsabilidad del productor y qué tipos de fallas, errores y condiciones especiales que conducen a una producción de energía perdida o reducida es responsabilidad del operador.

40 Típicamente, dicho contrato también contendrá un programa de cálculo detallado que dividirá el valor representado por la energía producida por una turbina eólica entre el fabricante y el operador de acuerdo con asignaciones predeterminadas. De este modo, el fabricante tendrá un incentivo para mejorar continuamente la calidad de los componentes que componen la turbina eólica con el fin de reducir el tiempo de inactividad de la turbina eólica. Esto eventualmente garantizará una producción de energía óptima.

45 Sin embargo, incluso en una situación en la que no exista tal contrato o en una situación en la que el plazo de dicho contrato ha expirado, es de gran interés para el operador de la turbina eólica obtener continuamente información con relación al estado operativo de la turbina eólica, que incluye la información relativa a la duración y en qué períodos específicos de tiempo la turbina eólica ha estado operando correctamente o incorrectamente.

50 Una turbina eólica es operada mediante el uso de un sistema de control que monitorea una gran cantidad de parámetros de sensores asociados con la operación de la turbina eólica y detecta mediante varios sensores. Cada sensor es responsable de detectar un parámetro específico o un grupo de parámetros. El sistema de control se configura para usar los parámetros monitoreados como entradas en el cálculo de un procedimiento de retroalimentación. De esta manera, una turbina eólica se puede operar automáticamente de acuerdo con un algoritmo predeterminado mediante el uso de parámetros monitoreados para crear una respuesta de retroalimentación que a su vez se usa para controlar la turbina eólica.

60 Además de monitorear una turbina eólica en relación con los parámetros operativos, el sistema de control de una turbina eólica también se configura para registrar una situación de alarma en caso de que un valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetros detectados, represente un evento crítico, es decir, una situación en la que se desea apagar la turbina eólica de acuerdo con uno o más criterios predeterminados.

65 En consecuencia, en caso de que un sistema de control de una turbina eólica registre, a partir de la información transmitida por los sensores, un evento crítico, el sistema de control ordena a la turbina eólica que apague la turbina eólica.

A cada valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetro detectado, que representa un evento crítico se le asigna un ID de alarma específico.

Además, los diferentes ID de alarma se encuentran en el sistema de control agrupados en sectores, en donde cada sector está relacionado con los ID de alarma asociados con alarmas pertenecientes a una parte específica de la turbina eólica o su instalación u operación.

También es habitual que un sistema de control de una turbina eólica comprenda un contador de tiempo, que cuenta la cantidad de tiempo en el que no se establecen ID de alarma pertenecientes a un sector específico.

Típicamente, una unidad de control de una turbina eólica está acoplada a un sistema de monitoreo que recibe y almacena, en un almacenamiento de datos, datos relacionados con la operación de la turbina eólica, ver por ejemplo el documento US 2015/115609 A1.

Los datos operativos pueden comprender específicamente información relacionada con el establecimiento y restablecimiento de varios ID de alarma que se envían desde la unidad de control y también las marcas de tiempo que indican el momento de tales establecimientos y restablecimientos de ID de alarma.

En consecuencia, los datos operativos pueden representar información valiosa en el proceso de determinar la cantidad de tiempo en el que la turbina eólica, o partes específicas de la misma, han estado operando correctamente o incorrectamente.

Como ya se indicó, dicha información se usa al dividir el valor representado por la potencia producida por una turbina eólica entre el fabricante y el operador de acuerdo con un programa de asignación predeterminado.

Ahora, puede suceder que los datos recibidos y/o registrados por el sistema de monitoreo desde el sistema de control y relacionados con establecimiento y restablecimiento de varios ID de alarma y sus marcas de tiempo asociadas, que indican el momento de tales establecimientos y restablecimientos de alarmas, no representan una imagen precisa del estado operativo de la turbina eólica.

Una razón para una imagen tan inexacta del estado operativo de la turbina eólica puede deberse a un error de transmisión entre la unidad de control (que recibe los parámetros medidos por los sensores) y el sistema de monitoreo operativo que almacena los datos asociados.

Está claro que una imagen incorrecta del estado operativo de una turbina eólica, según lo determinado por el sistema de monitoreo, conducirá a una asignación del valor representado por la potencia producida por una turbina eólica entre el fabricante y el operador de una manera que se desvía de la situación real y, de esta manera, tampoco cumple con la intención original según lo estipulado en el contrato acordado entre el operador y el fabricante de la turbina eólica.

En consecuencia, persiste la necesidad de mejorar la notificación de datos operativos de una turbina eólica durante la operación de la misma.

La presente invención en sus diversos aspectos busca resolver estos problemas.

En consecuencia, es un objetivo de la presente invención proporcionar métodos, usos y dispositivos que resuelvan los problemas relacionados con el monitoreo y el registro de datos asociados con el estado operativo de una turbina eólica durante la operación de la misma.

Breve descripción de la invención

Estos objetivos se cumplen de acuerdo con el primer, segundo, tercer, cuarto y quinto aspecto de la presente invención.

En un primer aspecto, la presente invención se refiere a un método para mejorar el reporte de datos operativos de una turbina eólica durante la operación de la misma; dicho método que comprende las etapas de:

permitir que una matriz de sensores detecte uno o más valores de parámetros específicos de dicha turbina eólica durante la operación de la misma;  
con respecto a uno o más sensores, transmitir dicho valor de parámetro que se detecta a un sistema de control;  
permitir que dicho sistema de control registre un evento crítico en caso de que un valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetro detectado, represente una situación en la que se desea apagar la turbina eólica de acuerdo con uno o más criterios predeterminados;  
permitir que dicho sistema de control establezca una alarma específica en un momento en el que se registre un evento crítico específico; y permitir que dicho sistema de control reinicie dicha alarma específica en un momento en el que cesa el registro de la presencia de dicho evento crítico; en donde cada alarma específica está asociada con un ID de alarma correspondiente;

en donde dichos ID de alarma se agrupan en diferentes sectores; cada sector pertenece a una parte específica de la turbina eólica o de su instalación u operación;

en donde la información de dicho sistema de control relacionada con los ajustes y el restablecimiento de una o más alarmas correspondientes a un ID de alarma individual se transmite a un sistema de supervisión que se configura para

registrar y almacenar dicha información;

en donde dicho método comprende además las etapas de:

i) con respecto a uno o más ID de alarma, permitir que dicho sistema de monitoreo registre una marca de tiempo con respecto a cada establecimiento de dicho ID de alarma y que registre una marca de tiempo con respecto a cada restablecimiento de dicho ID de alarma;

ii) con respecto a un sector específico, permitir que dicho sistema de control cuente la cantidad de tiempo en el que no se establecen ID de alarma pertenecientes a ese sector específico, y transferir información relacionada con dicho conteo a dicho sistema de monitoreo;

iii) en caso de que el sistema de monitoreo detecte que el conteo en la etapa ii) se ha detenido con respecto a un intervalo de tiempo en el que no se registran como establecidas alarmas pertenecientes a ese sector específico, permitir que el sistema de monitoreo registre que la turbina eólica con respecto a dicho sector específico no está operando adecuadamente en un período de tiempo correspondiente a ese intervalo en el tiempo.

En un segundo aspecto, la presente invención se refiere a un producto de programa informático, que cuando se carga y/o funciona en un ordenador, se configura para realizar un método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.

En un tercer aspecto, la presente invención se refiere a un sistema SCADA (Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos) que comprende un producto de programa informático como se define con respecto al segundo aspecto de la presente invención.

En un cuarto aspecto, la presente invención se refiere al uso de una correlación entre información que representa un conteo de tiempo respecto al cual no se establecen alarmas en un sector específico de alarmas que pertenecen a ese sector específico, según lo registrado por un sistema de control, por un lado; e información relacionada con el establecimiento de una o más alarmas registradas en un sistema de monitoreo, por otro lado, para verificar si los establecimientos registrados y/o el restablecimiento de una alarma son fiables.

En un quinto aspecto, la presente invención se refiere al uso de una correlación entre información que representa un conteo de tiempo respecto al cual no se establecen alarmas en un sector específico de alarmas pertenecientes a ese sector específico, según lo registrado por un sistema de control, por un lado; e información relacionada con el establecimiento de una o más alarmas registradas en un sistema de monitoreo, por otro lado, para calcular la cantidad de tiempo y/o en qué períodos de tiempo específicos, con respecto a los cuales un sector específico de dicha turbina eólica ha estado operando de manera correcta y/o de manera incorrecta.

La presente invención en sus diversos aspectos proporciona la mejora del reporte de datos operativos de una turbina eólica durante la operación de la misma.

Breve descripción de las figuras

La Figura 1 ilustra esquemáticamente algunos de los componentes de una turbina eólica empleados en la presente invención.

La Figura 2 ilustra esquemáticamente detalles de la operación del sistema de control de una turbina eólica.

Descripción detallada de la invención

El primer aspecto de la presente invención

En un primer aspecto, la presente invención se refiere a un método para mejorar el reporte de datos operativos de una turbina eólica durante la operación de la misma; dicho método que comprende las etapas de:

permitir que una matriz de sensores detecte uno o más valores de parámetros específicos de dicha turbina eólica durante la operación de la misma;

con respecto a uno o más sensores, transmitir dicho valor de parámetro que se detecta a un sistema de control;

permitir que dicho sistema de control registre un evento crítico en caso de que un valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetro detectado, represente una situación en la que se desea apagar la turbina eólica de acuerdo con uno o más criterios predeterminados;

permitir que dicho sistema de control establezca una alarma específica en un momento en el que se registre un evento crítico específico; y permitir que dicho sistema de control reinicie dicha alarma específica en un momento en el que cesa el registro de la presencia de dicho evento crítico; en donde cada alarma específica está asociada con un ID de alarma correspondiente;

en donde dichos ID de alarma se agrupan en diferentes sectores; cada sector pertenece a una parte específica de la turbina eólica o de su instalación u operación;

en donde la información de dicho sistema de control relacionada con los ajustes y el restablecimiento de una o más alarmas correspondientes a un ID de alarma individual se transmite a un sistema de supervisión que se configura para

registrar y almacenar dicha información;

en donde dicho método comprende además las etapas de:

i) con respecto a uno o más ID de alarma, permitir que dicho sistema de monitoreo registre una marca de tiempo con respecto a cada establecimiento de dicho ID de alarma y que registre una marca de tiempo con respecto a cada restablecimiento de dicho ID de alarma;

ii) con respecto a un sector específico, permitir que dicho sistema de control cuente la cantidad de tiempo en el que no se establecen ID de alarma pertenecientes a ese sector específico, y transferir información relacionada con dicho conteo a dicho sistema de monitoreo;

iii) en caso de que el sistema de monitoreo detecte que el conteo en la etapa ii) se ha detenido con respecto a un intervalo de tiempo en el que no se registran como establecidas alarmas pertenecientes a ese sector específico, permitir que el sistema de monitoreo registre que la turbina eólica con respecto a dicho sector específico no está operando adecuadamente en un período de tiempo correspondiente a ese intervalo en el tiempo.

En la siguiente descripción y en las reivindicaciones adjuntas, se pueden adherir a las siguientes definiciones:

Valor de alarma: Un valor de alarma es un valor proporcionado por el sistema de control de la turbina eólica. Un valor de alarma puede tener uno de dos valores; el valor de la alarma es "establecido" o "restablecido".

Establecimiento de una alarma: Un valor "establecido" indica que se ha detectado un evento crítico, lo que hace que el sistema de control apague la turbina eólica.

Restablecimiento de una alarma: Un valor de "restablecimiento" con respecto a una alarma específica indica una situación en la que el valor crítico, que estableció la alarma en primer lugar, ya no está presente.

Marca de tiempo: Una marca de tiempo con respecto al establecimiento o restablecimiento de una alarma se interpretará como el momento en el que se establece o restablece la alarma, según sea el caso.

En la descripción y en las reivindicaciones adjuntas, la definición de la invención del primer aspecto incluye el término "permitir" seguido de una acción que se permite realizar. Con respecto a esto, debe tenerse en cuenta que la acción que sigue al término "permitir" no debe interpretarse como una característica opcional que puede o no estar incluida. Más bien, el término "permitir", tal como se usa en las definiciones de la presente invención, debe interpretarse de tal manera que, en la invención, la acción que sigue al término "permitir" se lleve a cabo (obviamente, teniendo en cuenta cualquier requisito previo condicional implicado o establecido).

En una modalidad del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el número de sensores en dicha matriz de sensores y/o el número de ID de alarma de dicha turbina eólica se selecciona independientemente de los intervalos de 5 a 2000 o más, tal como como 10 - 1000, por ejemplo, 25 - 900, tal como 50 - 800, por ejemplo 100 - 800, por ejemplo, 200 - 700, tal como 300 - 600 o 400 - 500.

Este número de sensores es común en las turbinas eólicas modernas.

En una modalidad del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, uno o más de dichos uno o más sensores se refieren a sensores para detectar:

problemas con la mecánica; tal como nivel indeseablemente bajo de aceite para los engranajes, temperatura indeseablemente alta del cojinete, accionador de paso atascado, desalineación de guiñada indeseablemente alta; y/o problemas con la red, tales como frecuencia de red indeseablemente baja, tensión de red indeseablemente alta, asimetría de fase; y/o

problemas con el medio ambiente, tales como velocidad del viento indeseablemente alta, temperatura ambiente indeseablemente baja, velocidad del viento indeseablemente baja; y/o

comandos externos, tales como instrucciones de parada remota; y/o

operación normal, tal como desenrollar cables, realizar una autocomprobación, calentar el componente; y/o

la turbina eólica ha sido detenida por un comerciante de energía y/o

la turbina eólica ha sido detenida por la autoridad de servicios públicos o por la autoridad de la red.

Por lo general, estos tipos de problemas pueden desencadenar uno o más ID de alarma.

En una modalidad del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, uno o más sectores pertenecen a uno o más de los siguientes: datos relacionados con la operación de la turbina; datos relacionados con el entorno de la turbina eólica; datos relacionados con la red a la que la turbina eólica suministra energía; datos relacionados con "detenido de manera remota"; datos relacionados con "detenido para el servicio"; datos relacionados con "detenido por comerciante".

Los contadores de tiempo con respecto a estos sectores pueden proporcionar información importante útil en el método del primer aspecto de la presente invención.

5 En una modalidad del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención y con respecto a sectores específicos, el conteo de tiempo realizado en la etapa ii) por dicho sistema de control comprende registrar en marcas de tiempo, separadas por un período de tiempo predeterminado, un conteo del tiempo acumulado en el que no se establece ningún ID de alarma que pertenezca a ese sector específico.

10 De este modo, se puede realizar un seguimiento preciso de los momentos con respecto a los cuales se está estableciendo o restableciendo una alarma que tiene un ID de alarma específico.

En una modalidad del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el período de tiempo predeterminado, las marcas de tiempo que se separan se seleccionan de los intervalos de 0,1 s - 600 min., tal como 0,5 s - 550 min., por ejemplo, 1 s - 500 min., tal como 5 s - 450 min., por ejemplo, 10 s - 400 min., tal como 15 s - 350 min., tal como 30 s - 300 min., por ejemplo 45 s - 250 min., por ejemplo, 1 min - 200 min, tal como 5 min. - 150 min., por ejemplo 10 min. - 100 min., tal como 15 min. - 45 min.

20 Estas duraciones de tiempo entre marcas de tiempo son adecuadas para ser empleadas en el método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.

En una modalidad del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el método se realiza automáticamente.

25 En una modalidad del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el método se realiza de manera continua o regular con respecto a lapsos de tiempo sucesivos.

Estas dos modalidades aseguran de manera conveniente la mejora continua del reporte de los datos operativos de una turbina eólica durante la operación de la misma.

30 En una modalidad del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el método implica mantener un registro de datos, registrar un conjunto de datos que se origina en dicho sistema de monitoreo y que se relaciona con una o más de las siguientes entradas: ID de alarma con respecto a la cual un se ha establecido y/o restablecido la alarma, que incluye la marca de tiempo correspondiente; información relativa a la cantidad de tiempo en el que no se establecen ID de alarma pertenecientes a ese sector específico con respecto a un sector específico, como se determina en la etapa ii); el registro como se realizó en la etapa iii).

Mantener un registro de datos asegura la capacidad de inspeccionar los datos que se han registrado en un momento posterior al momento del registro.

40 El segundo aspecto de la presente invención;

En un segundo aspecto, la presente invención se refiere a un producto de programa informático, que cuando se carga y/o funciona en un ordenador, se configura para realizar un método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.

El tercer aspecto de la presente invención

50 En un tercer aspecto, la presente invención se refiere a un sistema SCADA (Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos) que comprende un producto de programa informático como se define con respecto al segundo aspecto de la presente invención.

El cuarto aspecto de la presente invención

55 En un cuarto aspecto, la presente invención se refiere al uso, en relación con una turbina eólica, de una correlación entre información que representa un conteo de tiempo respecto del cual no se establecen alarmas en un sector específico de alarmas pertenecientes a ese sector específico, según lo registrado por un sistema de control, por un lado; e información relacionada con el establecimiento de una o más alarmas registradas en un sistema de monitoreo, por otro lado, para verificar si los establecimientos registrados y/o el restablecimiento de una alarma son fiables.

60 El quinto aspecto de la presente invención

En un quinto aspecto, la presente invención se refiere al uso, en relación con una turbina eólica, de una correlación entre información que representa un conteo de tiempo respecto del cual no se establecen alarmas en un sector específico de alarmas pertenecientes a ese sector específico, según lo registrado por un sistema de control, por un lado; e información relacionada con el establecimiento de una o más alarmas registradas en un sistema de monitoreo,

por otro lado, para calcular la cantidad de tiempo y/o en qué períodos de tiempo específicos, con respecto a los cuales un sector específico de dicha turbina eólica ha estado operando de manera correcta y/o de manera incorrecta.

Con referencia a las figuras para ilustrar mejor la presente invención, la Figura 1 es un diagrama esquemático que de una manera muy simplificada ilustra la operación de una turbina eólica.

La Figura 1 muestra la turbina eólica WT que está siendo controlada por un sistema de control CS de acuerdo con un algoritmo de control predeterminado. Varios sensores  $S_1, S_2, S_3 \dots S_N$  detectan varios valores de parámetros durante la operación de la turbina eólica. Estos valores de parámetros se transmiten al sistema de control CS.

En consecuencia, los valores de los parámetros que se transmiten al sistema de control se usan como entrada en el algoritmo que determina una reacción de retroalimentación adecuada con respecto a la operación de la turbina eólica.

Se envían diversos datos de operación a un sistema de monitoreo MS durante la operación de la turbina eólica.

Además de simplemente recibir valores de parámetros de los sensores  $S_1, S_2, S_3 \dots S_N$  y proporcionar retroalimentación en la operación de la turbina eólica, el sistema de control CS también se configura, a partir de los valores de los parámetros recibidos de los sensores  $S_1, S_2, S_3 \dots S_N$ , para determinar si se ha encontrado o no un evento crítico que podría poner en peligro la integridad a corto y/o largo tiempo de la turbina eólica o componentes de la misma. La determinación de si ha ocurrido o no un evento crítico se proporciona de acuerdo con un criterio predeterminado.

En caso de que el sistema de control detecte la presencia de un evento crítico, la unidad de control instruye a la turbina eólica WT para que se apague.

Varios valores de los parámetros transmitidos desde los sensores  $S_1, S_2, S_3 \dots S_N$ , o una combinación de dichos valores puede representar un evento crítico que dé como resultado que se apague la turbina eólica. Un evento crítico activa la provisión de un valor de alarma con un ID de alarma asociado, donde el ID de alarma identifica qué motivo es responsable del establecimiento de una alarma. El valor de alarma con respecto a un ID de alarma dado X puede ser el establecimiento del ID de alarma X o el restablecimiento del ID de alarma X.

En consecuencia, además de proporcionar al sistema de monitoreo MS información operativa OI, también se proporciona información de alarma AI al sistema de monitoreo MS. Dicha información de alarma puede, con respecto a un ID de alarma dado X, relacionarse con la identidad del ID de alarma X en cuestión, es decir, un ID X, y la marca de tiempo asociada con el tiempo de establecimiento del ID de alarma X, es decir, ST(X), y la marca de tiempo asociada con el tiempo de restablecimiento del ID de alarma X, es decir, RST(X).

La información operativa OI y la información de alarma AI recibida por el sistema de monitoreo MS pueden registrarse en un registro de datos DL. Del registro de datos DL se puede recuperar un reporte operativo O, que establece detalles relacionados con la operación de la turbina eólica, especialmente la duración de los períodos de tiempo en los que la turbina eólica WT o componentes específicos de la misma operan correctamente o no.

El reporte operativo OR se usa en el cálculo del reparto del valor representado por la potencia producida por la turbina eólica entre el operador de la turbina eólica por un lado y el fabricante de la turbina eólica, o partes del mismo, por otro lado.

En una situación en la que, por cualquier motivo, el sistema de monitoreo MS no recibe información correcta relativa a un evento crítico del sistema de control CS, está claro que el registro de datos DL, del cual se recupera el reporte operativo OR, no refleja las verdaderas condiciones operativas de la turbina eólica WT.

De esta manera, también el cálculo del valor representado por la potencia producida por la turbina eólica, y la asignación de la misma, entre el operador de la turbina eólica, por un lado, el fabricante de la turbina eólica, o partes del mismo, por otro lado, no se realizará de acuerdo con las intenciones originales acordadas.

Las razones típicas por las que el sistema de monitoreo MS no recibe información correcta del sistema de control CS pueden estar relacionadas con la información faltante relacionada con los establecimientos y restablecimientos de un ID de alarma específico que representa un evento crítico que está siendo detectado por el sistema de control CS.

La Figura 2 ilustra esquemáticamente con más detalle el concepto de sectores de ID de alarma como se usa en la presente invención.

La Figura 2 muestra el sistema de control CS de una turbina eólica. El sistema de control CS recibe información operativa relacionada con la operación de la turbina eólica de los sensores  $S_1, S_2, S_3, S_4$  y  $S_5$ .

El sistema de control CS tiene integrados tres algoritmos ALG 1, ALG 2 y ALG3. Estos algoritmos se configuran para determinar si los parámetros detectados por los sensores  $S_1, S_2, S_3, S_4$  y  $S_5$  representan un evento crítico que implica la necesidad de apagar la turbina eólica.

En consecuencia, los parámetros detectados que se originan en los sensores  $S_1$  y  $S_2$  colectivamente se usan en el algoritmo ALG 1 para determinar si los parámetros proporcionados por los sensores  $S_1$  y  $S_2$  representan colectivamente un evento tan crítico.

En caso de que los parámetros  $S_1$  y  $S_2$  representen colectivamente un evento crítico, el algoritmo ALG 1 proporcionará un valor de alarma en la forma del establecimiento de un ID de alarma 1 (como se representa con la flecha  $\uparrow$ ). El establecimiento del ID de alarma 1 hará que el sistema de control apague la turbina eólica.

Cuando los sensores  $S_1$  y  $S_2$  en algún momento más tarde proporcionan colectivamente información con respecto a la cual el algoritmo ALG 1 determina que el evento crítico ya no está presente, el algoritmo ALG 1 reenviará el ID de alarma 1 (como se representa con la flecha  $\downarrow$ ).

Se ve en la Figura 2 que los sensores  $S_4$  y  $S_5$  colectivamente se usan como entrada para un algoritmo ALG 3, que podrá establecer y restablecer un ID de alarma 3 (como se representa con las flechas  $\uparrow$  y  $\downarrow$ ).

La Figura 2 también muestra que el sensor  $S_5$  se usa solo como entrada para el algoritmo ALG 2 que se configura para determinar si un evento crítico está presente. En caso afirmativo, se está estableciendo el ID de alarma 2 (representado por la flecha  $\uparrow$ ). Igualmente, cuando el algoritmo ALG 2, basado en información del sensor  $S_3$ , determina que el evento crítico ya no está presente, el algoritmo ALG 2 restablecerá el ID de alarma 2 (como se representa con las flechas  $\downarrow$ ).

Además, la Figura 2 ilustra que los diversos ID de alarma pertenecen a varios sectores. En consecuencia, el ID de alarma 1 y el ID de alarma 2 pertenecen a un sector (SEC 1), mientras que el ID de alarma 3 pertenece a otro sector (SEC 2).

El SEC 1 puede relacionarse con el estado operativo de la red a la que se entregará la energía producida por la turbina eólica, mientras que el SEC 2 puede relacionarse con la integridad mecánica de la turbina.

Finalmente, la Figura 2 ilustra que los sectores SEC 1 y SEC 2 están acoplados cada uno a un contador de tiempo, a saber, TC1 y TC2, respectivamente.

TC1 se configura para contar la cantidad de tiempo, opcionalmente, también los períodos de tiempo específicos, en los que no se establecen alarmas en SEC 1.

Igualmente, TC2 se configura para contar la cantidad de tiempo, opcionalmente, también los períodos de tiempo específicos, en los que no se establecen alarmas en SEC 2.

La información relativa al establecimiento y restablecimiento de varias alarmas y las marcas de tiempo asociadas, y los contadores de tiempo TC1 y TC2 se proporciona al sistema de monitoreo MS mostrado en la Figura 1.

## EJEMPLO

El siguiente ejemplo ilustra el método de la presente invención.

En el ejemplo, la operación de una turbina eólica está controlada por un sistema de control. El sistema de control tiene una estructura como la ilustrada en la Figura 2.

El sector SEC 1 en la Figura 2 está asociado con el estado operativo de la red a la que se entregará la energía producida por la turbina eólica.

A partir del contador de tiempo TC 1, el sistema de monitoreo MS ha registrado la siguiente información:

Marca de tiempo	Tiempo acumulado respecto al cual el sistema de monitoreo MS no ha registrado ID de alarma (segundos)
2018-08-05 10:00	31,536,975
2018-08-05 10:10	31,537,575
2018-08-05 10:20	31,538,175
2018-08-05 10:30	31,538,211
2018-08-05 10:40	31,538,211
2018-08-05 10:50	31,538,211



Marca de tiempo	Tiempo acumulado respecto al cual el sistema de monitoreo MS no ha registrado ID de alarma (segundos)
2018-08-05 11:00	31,538,211
2018-08-05 11:10	31,538,211
2018-08-05 11:20	31,538,459
2018-08-05 11:30	31,539,059

Se observa que en el período de tiempo 10:30 a 11:10 el sistema de control CS ha registrado que el contador de tiempo TC1, que cuenta el tiempo respecto al cual no se han configurado ID de alarmas pertenecientes a SEC 1, ha detenido el conteo. En consecuencia, esto implica que una de las alarmas asociadas con el ID de alarma 1 o el ID de alarma 2 (perteneciente a SEC 1) debe haberse establecido en el período de 10:30 a 11:10.

En el método del primer aspecto de la presente invención, se investiga si el establecimiento de uno de los ID de alarma 1 o ID de alarma 2 se ha registrado por el sistema de monitoreo MS, y en caso de que no haya aparecido tal registro, el sector SEC 1, relativo al estado operativo de la red a la que se entrega la energía producida por la turbina eólica, se registra como que no opera correctamente.

Esta información que se registra por el registro de datos DL como se ilustra en la Figura 1 y aparecerá en el reporte operativo recuperable del registro de datos DL.

De este modo se obtiene una imagen más precisa del estado operativo de la turbina eólica.

Debe entenderse que todas las características y logros descritos anteriormente y en las reivindicaciones adjuntas en relación con un aspecto de la presente invención y modalidades de la misma se aplican igualmente bien a los otros aspectos de la presente invención y modalidades de la misma.

Lista de números de referencia

WT Turbina eólica

CS Sistema de control

MS Sistema de monitoreo

DL Registro de datos

OR Reporte operativo procedente del registro de datos

AI Información de alarma

OI Información operativa

S<sub>1</sub> Sensor núm. 1 que monitorea la operación de la turbina eólica

S<sub>2</sub> Sensor núm. 2 que monitorea la operación de la turbina eólica

S<sub>3</sub> Sensor núm. 3 que monitorea la operación de la turbina eólica

S<sub>4</sub> Sensor núm. 4 que monitorea la operación de la turbina eólica

S<sub>5</sub> Sensor núm. 5 que monitorea la operación de la turbina eólica

S<sub>N</sub> Sensor núm. N que monitorea la operación de la turbina eólica

A<sub>ID 1</sub> Información relacionada con las alarmas del ID de alarma 1

A<sub>ID 2</sub> Información relacionada con las alarmas del ID de alarma 2

A<sub>ID 3</sub> Información relacionada con las alarmas del ID de alarma 3

A<sub>ID M</sub> Información relacionada con las alarmas del ID de alarma M

ST (1) Marca de tiempo con respecto al establecimiento del ID de alarma 1

ST (2) Marca de tiempo con respecto al establecimiento del ID de alarma 2

ST (3) Marca de tiempo con respecto al establecimiento del ID de alarma 3

ST (M) Marca de tiempo con respecto al establecimiento del ID de alarma M

RST (1) Marca de tiempo con respecto al restablecimiento del ID de alarma 1

RST (2) Marca de tiempo con respecto al restablecimiento del ID de alarma 2

RST (3) Marca de tiempo con respecto al restablecimiento del ID de alarma 3

RST (M) Marca de tiempo con respecto al restablecimiento del ID de alarma M

ALG 1 Algoritmo 1 para detectar un evento crítico

ALG 2 Algoritmo 2 para detectar un evento crítico

ALG 3 Algoritmo 3 para detectar un evento crítico

SEC 1 Sector 1 de ID de alarma

SEC 2 Sector 2 de ID de alarma

TC1 Contador de tiempo con relación al Sector 1

TC2 Contador de tiempo con relación al Sector 2

↑ Información de alarma que indica un establecimiento de un ID de alarma específico

↓ Información de alarma que indica un restablecimiento de un ID de alarma específico

## REIVINDICACIONES

1. Un método para mejorar el reporte de datos operativos de una turbina eólica (WT) durante la operación de la misma; dicho método que comprende las etapas de:
  - 5 permitir que una serie de sensores ( $S_1, S_2, S_3, \dots S_N$ ) detecte uno o más valores de parámetros específicos de dicha turbina eólica durante la operación de la misma; con respecto a uno o más sensores, transmitir dicho valor de parámetro que se detecta a un sistema de control (CS);
  - 10 permitir que dicho sistema de control (CS) registre un evento crítico en caso de que un valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetro detectado, represente una situación en la que se desea apagar la turbina eólica de acuerdo con uno o más criterios predeterminados; permitir que dicho sistema de control (CS) establezca una alarma específica en un momento en el que se registre un evento crítico específico; y permitir que dicho sistema de control restablezca dicha alarma específica
  - 15 en un momento en el que cesa el registro de la presencia de dicho evento crítico; en donde cada alarma específica está asociada con un ID de alarma correspondiente; en donde dichos ID de alarma se agrupan en diferentes sectores (SEC 1, SEC 2); cada sector pertenece a una parte específica de la turbina eólica o de su instalación u operación; en donde la información de dicho sistema de control (CS) relacionada con los establecimientos y el restablecimiento de una o más alarmas correspondientes a un ID de alarma individual se transmite a un sistema de monitoreo que se configura para registrar y almacenar dicha información; en donde dicho método comprende además las etapas de:
    - 25 i) con respecto a uno o más ID de alarma, permitir que dicho sistema de monitoreo (MS) registre una marca de tiempo (ST(1), ST(2), ST(3), ST(M)) con respecto a cada establecimiento de dicho ID de alarma y registrar una marca de tiempo (RST(1), RST(2), RST(3), RST(M)) con respecto a cada restablecimiento de dicho ID de alarma;
    - 30 ii) con respecto a un sector específico, permitir que dicho sistema de control (CS) cuente la cantidad de tiempo en el que no se establecen ID de alarma pertenecientes a ese sector específico, y transferir información relacionada con dicho conteo a dicho sistema de monitoreo (MS);
    - 35 iii) en caso de que el sistema de monitoreo detecte que el conteo en la etapa ii) se ha detenido con respecto a un intervalo de tiempo en el que no se registran como establecidas alarmas pertenecientes a ese sector específico, permitir que el sistema de monitoreo (MS) registre que la turbina eólica con respecto a dicho sector específico no está operando correctamente en un período de tiempo correspondiente a ese intervalo en el tiempo.
2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el número de sensores ( $S_1, S_2, S_3, \dots S_N$ ) en dicha matriz de sensores y/o el número de ID de alarma de dicha turbina eólica independientemente se selecciona entre los intervalos de 5 - 2000 o más, tal como 10 a 1000, por ejemplo, 25 a 900, tal como 50 a 800, por ejemplo 100 - 800, por ejemplo 200 - 700, tal como 300 - 600 o 400 - 500.
3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, en donde uno o más de dichos uno o más sensores ( $S_1, S_2, S_3, \dots S_N$ ) se relacionan con sensores para detectar:
  - 45 problemas con la mecánica; tal como nivel indeseablemente bajo de aceite para los engranajes, temperatura indeseablemente alta del cojinete, accionador de paso atascado, desalineación de guiñada indeseablemente alta; y/o
  - 50 problemas con la red, tales como frecuencia de red indeseablemente baja, tensión de red indeseablemente alta, asimetría de fase; y/o
  - 55 problemas con el medio ambiente, tales como velocidad del viento indeseablemente alta, temperatura ambiente indeseablemente baja, velocidad del viento indeseablemente baja; y/o
  - comandos externos, tales como instrucciones de parada remota; y/o
  - operación normal, tal como desenrollar cables, realizar una autocomprobación, calentar el componente; y/o
  - la turbina eólica ha sido detenida por un comerciante de energía; y/o
  - la turbina eólica ha sido detenida por la autoridad de servicios públicos o por la autoridad de la red.
4. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicho uno o más sectores SEC 1, SEC 2) pertenecen a uno o más de los siguientes: datos relacionados con la operación de la turbina; datos relacionados con el entorno de la turbina eólica; datos relacionados con la red a la que la turbina eólica suministra energía; datos relacionados con "detenido de manera remota"; datos relacionados con "detenido para el servicio"; datos relacionados con "detenido por comerciante".
5. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde con respecto a sectores específicos (SEC 1, SEC 2), el conteo de tiempo realizado en la etapa ii) por dicho sistema de control (CS) comprende el registro en marcas de tiempo, separadas por un período de tiempo predeterminado, un conteo del tiempo acumulado en el que no se configura ningún ID de alarma que pertenezca a ese sector específico.

- 5 6. Un método de acuerdo con la reivindicación 5, en donde el período de tiempo predeterminado, que separa las marcas de tiempo se selecciona entre los intervalos de 0,1 s - 600 min., tal como 0,5 s - 550 min., por ejemplo, 1 s - 500 min., tal como 5 s - 450 min., por ejemplo, 10 s - 400 min., tal como 15 s - 350 min., tal como 30 s - 300 min., por ejemplo, 45 s - 250 min., por ejemplo, 1 min. - 200 min., tal como 5 min. - 150 min., por ejemplo, 10 min. - 100 min., tal como 15 min. - 45 min.
- 10 7. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicho método se realiza automáticamente.
- 15 8. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicho método se realiza de manera continua o regular con respecto a lapsos de tiempo sucesivos.
- 20 9. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicho método implica mantener un registro de datos (DL), registrar un conjunto de datos que se origina en dicho sistema de monitoreo (MS) y que se relaciona con una o más de las siguientes entradas: ID de alarma con respecto al cual se ha establecido y/o restablecido un alarma, que incluye la marca de tiempo correspondiente; información relativa a la cantidad de tiempo en el que no se establecen ID de alarma pertenecientes a ese sector específico con respecto a un sector específico, como se determina en la etapa ii); el registro como se realizó en la etapa iii).
- 25 10. Un producto de programa informático, que cuando se carga y/o funciona en un ordenador, se configura para realizar un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores.
- 30 11. Un sistema SCADA (Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos) que comprende un producto de programa informático como se define en la reivindicación 10.
- 35 12. El uso, en relación con una turbina eólica (WT), de una correlación entre información que representa un conteo de tiempo respecto al cual no se han establecido alarmas en un sector específico (SEC 1, SEC 2) de las alarmas pertenecientes a ese sector específico de dicha turbina eólica, registrado por un sistema de control (CS), por un lado; e información relacionada con el establecimiento de una o más alarmas registradas en un sistema de monitoreo, por otro lado, para verificar si los establecimientos registrados y/o el restablecimiento de una alarma son fiables.
- 40 13. El uso, en relación con una turbina eólica, de una correlación entre la información que representa un conteo de tiempo respecto al cual no se han establecido alarmas en un sector específico (SEC 1, SEC 2) de las alarmas pertenecientes a ese sector específico de dicha turbina eólica (WT), registrado por un sistema de control (CS), por un lado; e información relacionada con el establecimiento de una o más alarmas registradas en un sistema de monitoreo, por otro lado, para calcular la cantidad de tiempo y/o en qué períodos de tiempo específicos, con respecto a los cuales un sector específico de una turbina eólica (WT) ha estado operando de manera correcta y/o de manera incorrecta.

45

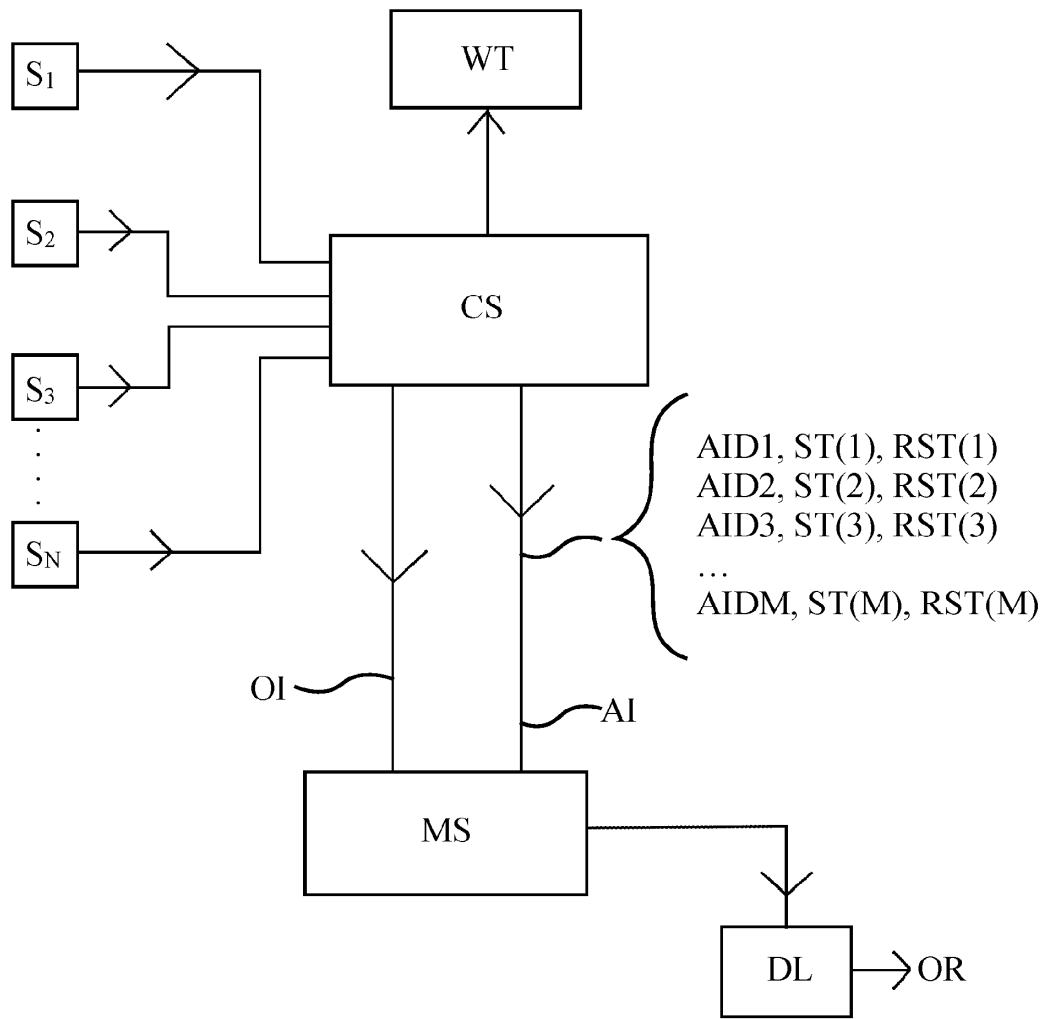


Fig. 1

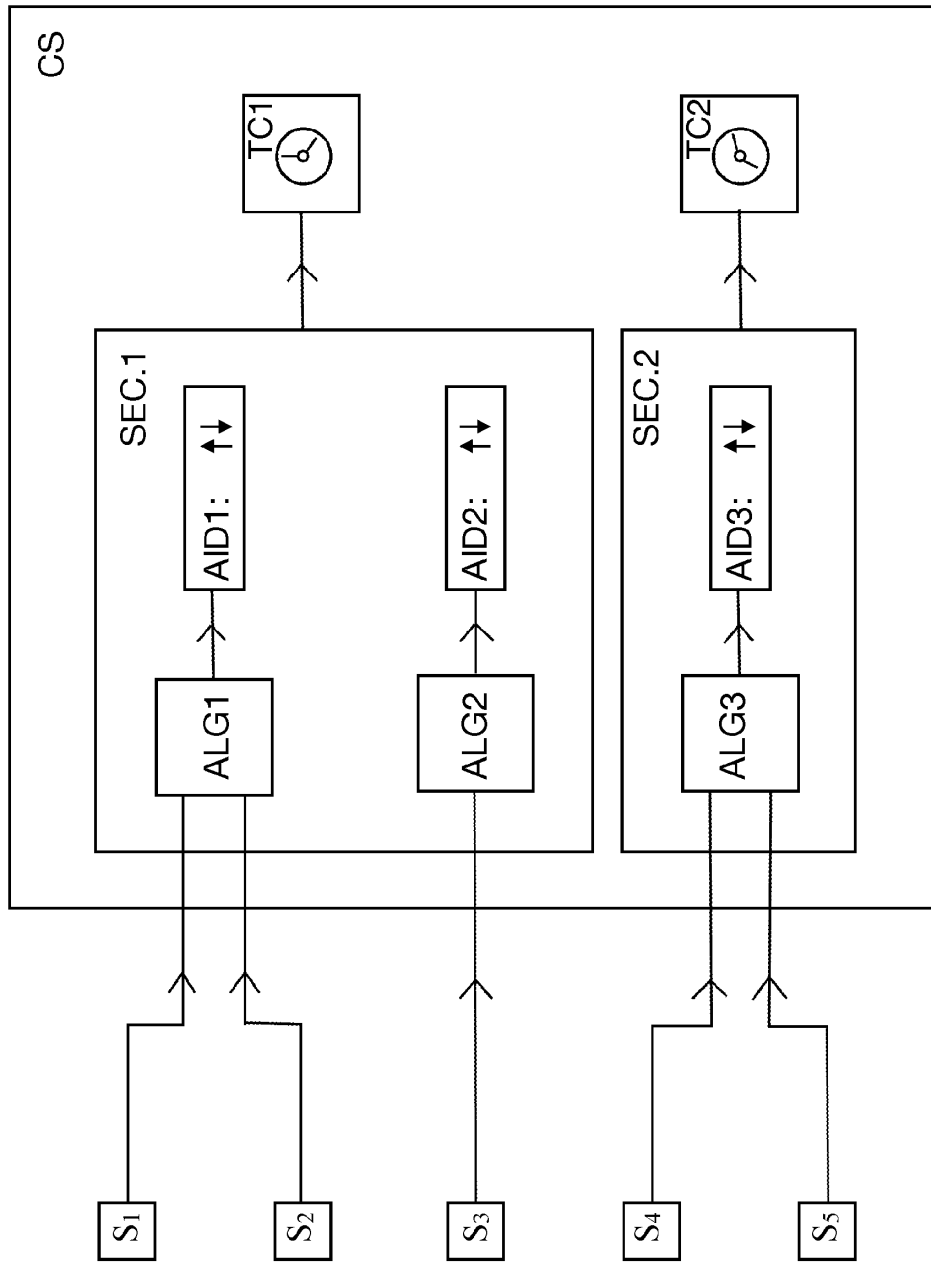


Fig. 2