

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 900 464**

51 Int. Cl.:

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/DK2019/050279**

87 Fecha y número de publicación internacional: **02.04.2020** **WO20064070**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.09.2019** **E 19779359 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **03.11.2021** **EP 3759343**

54 Título: **Un método para evaluar la confiabilidad de los datos relacionados con el funcionamiento de una turbina eólica**

30 Prioridad:

25.09.2018 DK PA201800633

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 2 900 464 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 evaluar la confiabilidad de los datos relacionados con el funcionamiento de una turbina eólica

Campo de la invención

5 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 evaluar la confiabilidad de los datos que se originan a partir de la monitorización de una turbina eólica durante su funcionamiento.

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

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

15 En un cuarto aspecto, la presente invención se refiere al uso de una correlación de información para evaluar la confiabilidad de los datos que se originan a partir de la monitorización de dicha turbina eólica durante el funcionamiento de esta.

En un quinto aspecto, la presente invención se refiere al uso de una correlación de información para corregir las marcas de tiempo erróneas de valores de alarma.

20 En un sexto aspecto, la presente invención se refiere al uso de datos corregidos obtenidos de acuerdo con el método del primer aspecto de la presente invención para calcular la cantidad de tiempo con respecto a la cual dicha turbina eólica, o partes de esta, ha funcionado de manera adecuada y/o inadecuada, con respecto a un tipo específico de condición que activa una alarma que tiene un ID de alarma específico.

Antecedentes de la invención

25 Dentro del campo de las turbinas eólicas y el funcionamiento de esta, es habitual que el fabricante el cual ha fabricado la turbina eólica o sus partes es/sea diferente de la empresa responsable del funcionamiento de la turbina eólica o parques eólicos.

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

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

35 Típicamente, dicho contrato también contendrá un programa de cálculo detallado dividiendo el valor representado por la producción de potencia por una turbina eólica entre el fabricante y el operador de acuerdo con un programa predeterminado de asignaciones. 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.

40 Sin embargo, incluso en una situación en la cual no existe dicho contrato o en una situación en la cual el término de tal contrato ha expirado, es de gran interés para el operador de la turbina eólica obtener continuamente información relacionada con el estado de funcionamiento de la turbina eólica, que incluye información relacionada con la duración y en qué períodos específicos de tiempo la turbina eólica ha estado funcionando de manera adecuada o no.

Una turbina eólica se hace funcionar mediante el uso de un sistema de control el cual monitoriza un gran número de parámetros asociados con el funcionamiento de la turbina eólica.

La monitorización de los parámetros se realiza mediante el uso de una serie de sensores dispuestos en y sobre la turbina eólica. Cada sensor es responsable de detectar un parámetro específico o un grupo de parámetros.

45 El sistema de control está configurado para usar los parámetros detectados por los sensores como entradas en el cálculo de un procedimiento de retroalimentación. De esta manera, una turbina eólica se puede operar de manera automática de acuerdo con un algoritmo predeterminado utilizando parámetros monitorizados, detectados por sensores, para crear una respuesta de retroalimentación la cual a su vez se utiliza para controlar la turbina eólica.

50 Además de utilizar los parámetros detectados por los sensores como entradas en el cálculo de un procedimiento de retroalimentación para controlar la turbina eólica, el sistema de control también se configura, a partir de los parámetros detectados, para determinar si ha ocurrido o no un evento crítico.

Un evento crítico hará que el sistema de control indique a la turbina eólica que se apague, es decir, que lleve la turbina eólica a un estado en el cual el rotor deje de girar de modo que no se produzca potencia.

- 5 Diversos valores de parámetros diferentes detectados por los sensores, o una combinación de estos, pueden conducir a una situación en la cual el sistema de control ha sido predeterminado para identificar un evento crítico y posteriormente apagar la turbina eólica. Cada una de dichas situaciones de evento crítico está asociada con un ID de alarma asociado, el cual identifica qué tipo de evento crítico es la causa de la parada de la turbina eólica.

Típicamente, un sistema de control de una turbina eólica está acoplado a un sistema de monitorización el cual recibe y almacena en un almacenamiento de datos, datos relacionados con el funcionamiento de la turbina eólica.

- 10 Los datos de funcionamiento pueden comprender específicamente información relacionada con el ajuste y reajuste de diversas alarmas que se envían al sistema de control y también las marcas de tiempo que indican el punto en el tiempo de dichos ajustes y reajustes de alarmas.

En consecuencia, los datos de funcionamiento pueden representar información valiosa en el proceso de determinar la cantidad de tiempo en el cual la turbina eólica, o partes específicas de la misma, han estado funcionando de manera adecuada o inadecuada.

- 15 Como ya se ha indicado, dicha información se utiliza al dividir el valor representado por la potencia producida por una turbina eólica entre el operador, que opera la turbina eólica, por un lado, y el o los fabricante(s) de la turbina eólica o partes de esta, por otro lado; o simplemente se utiliza para obtener información detallada sobre el estado de funcionamiento de la turbina eólica.

- 20 Ahora, puede suceder que los datos recibidos por el sistema de monitorización a partir del sistema de control y relacionados con el ajuste y reajuste de diversas alarmas y sus marcas de tiempo asociadas, que indican el punto en el tiempo de dichos ajustes y reajustes de alarmas, no sean transmitidos correctamente a partir del sistema de control de la turbina eólica al sistema de monitorización.

Si esto sucede, los datos registrados por el sistema de monitorización no representan una imagen precisa del estado de funcionamiento de la turbina eólica durante el funcionamiento de esta.

- 25 Está claro que una imagen incorrecta de un estado de funcionamiento de una turbina eólica conducirá a una asignación del valor representado por la potencia producida por una turbina eólica entre el fabricante y el operador de una manera la cual se desvía de la situación real, y, por lo tanto, la asignación real del valor que se calcula no cumple con la intención original estipulada en el contrato acordado entre el operador y el fabricante de la turbina eólica.

- 30 En consecuencia, persiste la necesidad de asegurar una monitorización y almacenamiento más precisos de los datos relacionados con el estado de funcionamiento en el tiempo prudente y la situación de alarma de una turbina eólica o un parque eólico durante su funcionamiento.

La presente invención en sus diversos aspectos busca satisfacer esta necesidad.

- 35 En consecuencia, es un objetivo de la presente invención proporcionar métodos, usos y dispositivos los cuales resuelvan los problemas relacionados con la monitorización y registro de datos asociados con el estado de funcionamiento de tiempo prudente y la situación de alarma de una turbina eólica durante su funcionamiento. Algunos ejemplos de soluciones de la técnica anterior están disponibles en los documentos US 2004/230377 A1, US 2005/090937 A1 y KR 101 789 923 B1.

Breve descripción de la invención.

- 40 Estos objetivos se cumplen de acuerdo con el primer, el segundo, el tercero, el cuarto, el quinto y el sexto aspecto de la presente invención.

En consecuencia, el primer aspecto de la presente invención se refiere a un método para evaluar la confiabilidad de los datos que se originan a partir de la monitorización de una turbina eólica durante el funcionamiento de esta; dicho método comprende las etapas de:

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

- 45 con respecto a uno o más sensores, transmitir dicho valor de parámetro detectado a un sistema de control;

permitir que dicho sistema de control registre una condición de alarma en caso de que un valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetros detectados, representen una situación en la cual se desea apagar la turbina eólica de acuerdo con uno o más criterios predeterminados;

- 50 permitir que dicho sistema de control proporcione un valor de alarma; en donde dicho valor de alarma se selecciona a partir del grupo que comprende: ajustar dicha alarma y reajustar dicha alarma; en donde tal condición de alarma está asociada con un ID de alarma específico;

en donde dicho método con respecto a uno o más IDs de alarma comprende además las etapas de:

- 5 i) con respecto a un intervalo de tiempo específico, detectar uno o más valores de alarma que representan uno o más ajustes y/o uno o más reajustes que tiene dicho ID de dicha alarma; y al mismo tiempo registrar una marca de tiempo asociada relacionada con el punto en el tiempo correspondiente a la aparición de dichos uno o más ajustes y/o uno o más reajustes de dichos IDs de alarma;
- 10 ii) con respecto a dicho intervalo de tiempo, detectar información que represente un valor de producción de potencia de dicha turbina eólica en función del tiempo, seleccionándose dicho valor de producción de potencia a partir del grupo que comprende; información que indica que dicha turbina eólica está produciendo potencia, e información que indica que dicha turbina eólica no está produciendo potencia;
- 15 iii) con respecto a dicho intervalo de tiempo, o una porción del mismo, correlacionar la información que representa dicho valor de producción de potencia en función del tiempo, por un lado; con las marcas de tiempo de uno o más ajustes y/o reajustes con respecto a dicho ID de alarma, por otro lado;
- iv) determinar si existe o no una discrepancia entre dicha información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo, por un lado; y dichas marcas de tiempo detectadas con respecto a dichos uno o más ajustes y/o reajustes con respecto a dicho ID de alarma, por otro lado;
- v) en caso de que se determine una discrepancia en la etapa iv); anotar dicho valor de alarma específico con respecto a dicho ID de alarma como no confiable en dicho intervalo de tiempo o en dicha porción de este.

20 En un segundo aspecto, la presente invención se refiere a un producto de programa informático, el cual cuando se carga y/o funciona en un ordenador, está configurado 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 Adquisición de Datos y Control de Supervisión) que comprende un producto de programa informático como se define con respecto al segundo aspecto de la presente invención.

25 En un cuarto aspecto, la presente invención se refiere al uso de una correlación entre información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo de una turbina eólica, por un lado; y las marcas de tiempo de uno o más ajustes y/o uno o más reajustes con respecto a un ID de alarma detectado en el funcionamiento de dicha turbina eólica, por otro lado, para evaluar la confiabilidad de los datos que se originan a partir de la monitorización de dicha turbina eólica durante el funcionamiento de la misma.

30 En un quinto aspecto, la presente invención se refiere al uso de una correlación entre la información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo de una turbina eólica, por un lado; y las marcas de tiempo de uno o más ajustes y/o uno o más reajustes con respecto a un ID de alarma detectado en el funcionamiento de dicha turbina eólica, por otro lado, para corregir marcas de tiempo erróneas de valores de alarma.

35 En un sexto aspecto, la presente invención se refiere al uso de datos corregidos obtenidos de acuerdo con el método del primer aspecto de la presente invención para calcular la cantidad de tiempo con respecto al cual dicha turbina eólica, o partes de esta, ha funcionado de manera adecuada y/o inadecuada, con respecto a un tipo específico de condición que activa una alarma que tiene un ID de alarma específico.

40 La presente invención en sus diversos aspectos proporciona la evaluación de la confiabilidad de los datos de funcionamiento que se suministran a partir de un sistema de control de una turbina eólica a un sistema de monitorización correspondiente. En realizaciones especiales, la presente invención proporciona además la corrección de dichos datos poco confiables que se suministran a partir de un sistema de control de una turbina eólica a un sistema de monitorización correspondiente.

Por lo tanto, la calidad operacional de la turbina eólica se puede evaluar posterior al funcionamiento de la turbina eólica.

Breve descripción de las figuras

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

La Figura 2 ilustra un ejemplo de la correlación de diversa información en el método de acuerdo con el método del primer aspecto de la presente invención.

50 La Figura 3 ilustra otro ejemplo de la correlación de diversa información en el método de acuerdo con el método del primer aspecto de la presente invención.

Descripción detallada de la invención

El primer aspecto de la presente invención.

El primer aspecto de la presente invención se refiere a un método para evaluar la confiabilidad de los datos que se originan a partir de la monitorización de una turbina eólica durante su funcionamiento; dicho método comprende las etapas de:

- 5 permitir que una matriz de sensores detecte uno o más valores de parámetros específicos de dicha turbina eólica; con respecto a uno o más sensores, transmitir dicho valor de parámetro detectado a un sistema de control; permitir que dicho sistema de control registre una condición de alarma en caso de que un valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetros detectados, representen una situación en la cual se desea apagar la turbina eólica de acuerdo con uno o más criterios predeterminados;
- 10 permitir que dicho sistema de control proporcione un valor de alarma en caso de que se registre una condición de alarma; en donde dicho valor de alarma se selecciona a partir del grupo que comprende: ajustar dicha alarma y reajustar dicha alarma; en donde dicha condición de alarma está asociada con un ID de alarma específico; en donde dicho método con respecto a uno o más IDs de alarma comprende además las etapas de:
 - 15 i) con respecto a un intervalo de tiempo específico, detectar uno o más valores de alarma que representan uno o más ajustes y/o uno o más reajustes de dicho tipo de alarma; y al mismo tiempo registrar una marca de tiempo asociada relacionada con el punto en el tiempo correspondiente a la aparición de dichos uno o más ajustes y/o uno o más reajustes de dichos IDs de alarma;
 - 20 ii) con respecto a dicho intervalo de tiempo, detectar información que represente un valor de producción de potencia de dicha turbina eólica en función del tiempo, seleccionándose dicho valor de producción de potencia a partir del grupo que comprende: información que indica que dicha turbina eólica está produciendo potencia, e información que indica que dicha turbina eólica no está produciendo potencia;
 - 25 iii) con respecto a dicho intervalo de tiempo, o una porción del mismo, correlacionar la información que representa dicho valor de producción de potencia en función del tiempo, por un lado; con las marcas de tiempo de uno o más ajustes y/o reajustes con respecto a dicho ID de alarma, por otro lado;
 - iv) determinar si existe o no una discrepancia entre dicha información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo, por un lado; y dichas marcas de tiempo detectadas con respecto a dichos uno o más ajustes y/o reajustes con respecto a dicho ID de alarma, por otro lado;
 - v) en caso de que se determine una discrepancia en la etapa iv); anotar dicho valor de alarma específico con respecto a dicho ID de alarma como no confiable en dicho intervalo de tiempo o en dicha porción de este.
- 30 En consecuencia, la presente invención en un primer aspecto proporciona la utilización de información disponible para evaluar la confiabilidad de los datos recibidos por un sistema de monitorización a partir del sistema de control de la turbina eólica en relación con el estado de funcionamiento de tiempo prudente y la situación de alarma de la turbina eólica durante el funcionamiento de esta.

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

- 35 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 "ajustado" o "reajustado". Un valor "ajustado" indica que se ha detectado un evento crítico, lo cual hace que el sistema de control apague la turbina eólica. Un valor "reajustado" con respecto a una alarma específica indica una situación en la cual el valor crítico, que estableció la alarma en primer lugar, ya no está presente.
- 40 Marca de tiempo: Una marca de tiempo con respecto al ajuste o reajuste de una alarma se interpretará como el punto en el tiempo en el cual se ajusta o reajusta la alarma, de acuerdo como sea el caso.

Discrepancia: Una discrepancia se interpretará en el sentido de que existe una incoherencia entre la información que indica que, con respecto a un período de tiempo determinado, la turbina eólica está produciendo potencia, por un lado; e información que indique que se ha ajustado una alarma en ese mismo período de tiempo, por otro lado.
- 45 En la descripción y en las reivindicaciones adjuntas, la definición de la invención del primer aspecto incluye el término "permitir" seguido de una acción en la cual se permite realizar. A este respecto, cabe señalar 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 utiliza en las definiciones de la presente invención, debe interpretarse de tal manera que, en la invención, la acción que sigue el término "permitir" se lleve a cabo (obviamente, teniendo en cuenta cualquier
- 50 requisito previo condicional declarado o implícito).

- En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el sistema está conectado a un sistema de monitorización, en donde dicho sistema de monitorización está configurado, con respecto a uno o más IDs de alarma, para recibir y almacenar datos relacionados con dichos valores de alarma y marcas de tiempo asociadas, detectados en la etapa i) y datos relacionados con dicha información que representan un valor de producción de potencia en función del tiempo, detectados en la etapa ii).
- Por lo tanto, se puede mantener un registro de los datos monitorizados el cual permite una evaluación posterior, es decir, no en tiempo real, de la confiabilidad de los datos monitorizados.
- En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, las etapas iii), iv) y v), y de manera opcional también las etapas i) y ii) están siendo realizadas por dicho sistema de monitorización.
- En una realización 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 IDs de alarma de dicha turbina eólica se selecciona de manera independiente a partir de los rangos de 5 a 2000 o más, tales como 10 - 1000, por ejemplo, 25 - 900, tales como 50 - 800, por ejemplo 100 - 800, por ejemplo 200 - 700, tales como 300 - 600 o 400 - 500.
- Dichos números de sensores son comunes en las turbinas eólicas modernas.
- En una realización 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; tales como el nivel bajo no deseado de aceite de engranaje, la temperatura alta no deseada del cojinete, el actuador de paso atascado, la desalineación de guiñada alta no deseada; y/o
- problemas con la red, tales como la frecuencia de red baja no deseada, el voltaje de red alto no deseado, la asimetría de fase; y/o
- problemas con el medio ambiente, tales como la velocidad del viento alta no deseada, la temperatura ambiente baja no deseada, la velocidad del viento baja no deseada; y/o
- comandos externos, tales como instrucciones de parada remota; y/o
- funcionamiento normal, tal como cables desenrollados, la realización de autocomprobación, el estado del componente calefactor;
- la presencia de condensado en el sistema eléctrico, tal como en el convertidor.
- Estos tipos de problemas típicamente pueden activar uno o más IDs de alarma.
- En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, la representación de la producción de potencia en función del tiempo, la cual se detecta en la etapa ii) se refiere a uno de los siguientes: potencia producida, tal como la potencia promedio producida en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; el torque exhibido por el eje del rotor de la turbina eólica, tal como el torque promedio exhibido por el eje del rotor de la turbina eólica en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; la velocidad angular medida con respecto al eje del rotor de la turbina eólica, tal como velocidad angular promedio medida con respecto al eje del rotor de la turbina eólica en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; la corriente inducida en el generador de la turbina eólica, tal como la corriente promedio inducida en el generador de la turbina eólica en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; el voltaje inducido en el generador de la turbina eólica, tal como el voltaje promedio inducido en el generador de la turbina eólica en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; información general de que el estado de funcionamiento de la turbina eólica es correcto o incorrecto.
- Este tipo de representaciones de producción de potencia en función del tiempo son adecuadas para ser empleadas en el método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.
- En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el intervalo de tiempo tiene una duración de 1 a 600 minutos, tal como 2 a 550 minutos, por ejemplo, 3 a 500 minutos, tal como 4 a 450 minutos, tal como 5 - 400 minutos, por ejemplo, 6 - 350 minutos, tal como 7 - 300 minutos, por ejemplo 8 - 250 minutos, por ejemplo, 9 - 200 minutos, tal como 10 - 150 minutos, por ejemplo 15 - 120 minutos, tal como 30 - 90 minutos o 45 - 60 minutos.
- Estas duraciones de intervalos de tiempo son adecuadas para ser empleadas en el método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.
- En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, la discrepancia determinada en la etapa iv) es causada por la falta de detección de un reajuste de dicho ID de alarma, o es causada por la falta de detección de un ajuste de dicho ID de alarma.

Estas dos causas son causas las cuales pueden detectarse de acuerdo con el método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención.

En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el método comprende además la siguiente etapa:

- 5 vi) en caso de que no se determine ninguna discrepancia en la etapa iv); anotar dicho valor de alarma específico de dicho ID de alarma como confiable en dicho intervalo de tiempo o en dicha porción de este.

De este modo, el método puede utilizarse para reconocer la confiabilidad de los datos transmitidos a partir del sistema de control al sistema de monitorización.

- 10 En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el método se realiza de manera automática.

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

Estas dos realizaciones aseguran de manera conveniente una evaluación continua de la confiabilidad de los datos en cuestión.

- 15 En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el método comprende además corregir un valor de alarma, el cual en la etapa v) se ha anotado como no confiable.

A la vez que el método del primer aspecto de la presente invención, como se describe en las realizaciones anteriores, se refiere simplemente a la evaluación de la confiabilidad de los datos, esta última realización permite además la corrección de datos los cuales se han encontrado que no son confiables.

- 20 En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, la discrepancia determinada en la etapa iv) es causada por la falta de detección de un reajuste de dicho ID de alarma; en donde dicha corrección de dicho valor de alarma comprende las siguientes etapas:

- 25 a) a partir de la detección de la información que representa un valor de producción de potencia como se detectó en la etapa ii), determinar el primer punto en el tiempo, posterior a la marca de tiempo que representa el ajuste del ID de alarma, en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que no se está produciendo potencia a indicar que se está produciendo potencia;

b) definir como el tiempo de reajuste corregido del ID de alarma, un momento en el tiempo que sigue a dicho primer punto en el tiempo, como se determina en la etapa a).

De este modo, pueden corregirse los datos relacionados con la falta de reajuste de una alarma.

- 30 En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, la información que representa un valor de producción de potencia se proporciona como valores promediados que se promedian durante un segmento de tiempo; y en donde la etapa b) comprende:

definir como el tiempo de reajuste corregido del ID de alarma, un momento en el tiempo que cae en un rango de tiempo que tiene un punto de inicio y un punto final;

- 35 en donde dicho punto de inicio de dicho rango de tiempo es el primer tiempo, en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que no se está produciendo potencia a indicar que se está produciendo potencia, como se determina en la etapa a); y

donde dicho punto final de dicho rango de tiempo es un punto en el tiempo que cae posterior a dicho punto de inicio en una duración correspondiente a la duración de dicho segmento de tiempo.

- 40 Esta realización establece una manera sencilla de corregir los datos relacionados con la falta de reajuste de una alarma.

En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, la discrepancia determinada en la etapa iv) es causada por la falta de detección de un ajuste de dicho ID de alarma; en donde dicha corrección de dicho valor de alarma comprende las siguientes etapas:

- 45 a) a partir de la detección de la información que representa un valor de producción de potencia como se detectó en la etapa ii), determinar el primer punto en el tiempo, antes de la marca de tiempo que representa el reajuste del ID de alarma, en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que se está produciendo potencia a indicar que no se está produciendo potencia;

- 50 b) definir como un tiempo de ajuste corregido del ID de alarma, un momento en el tiempo que precede a dicho primer punto en el tiempo, como se determina en la etapa a).

De este modo, se pueden corregir los datos relacionados con la falta del ajuste de una alarma.

En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, la información que representa un valor de producción de potencia se proporciona como valores promediados que se promedian durante un segmento de tiempo; en donde la etapa b) comprende:

- 5 definir como un tiempo de ajuste corregido del ID de alarma, un momento en el tiempo que cae en un rango de tiempo que tiene un punto de inicio y un punto final;

en donde dicho punto final de dicho rango de tiempo es el primer punto en el tiempo, en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que se está produciendo potencia a indicar que no se está produciendo potencia, como se determina en la etapa a);

- 10 en donde dicho punto de inicio de dicho rango de tiempo es un punto en el tiempo que cae antes de dicho punto final en una duración correspondiente a la duración de dicho segmento de tiempo.

Esta realización establece una manera sencilla de corregir los datos relacionados con la falta del ajuste de una alarma.

- 15 En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención, el segmento de tiempo tiene una duración de 0.1 segundos - 600 minutos, tal como 0.5 segundos - 550 minutos, por ejemplo, 1 segundo - 500 minutos, tal como 5 segundos - 450 minutos, por ejemplo, 10 segundos - 400 minutos, tal como 15 segundos - 350 minutos, tal como 30 segundos - 300 minutos, por ejemplo, 45 segundos - 250 minutos, por ejemplo, 1 minuto - 200 minutos, tal como 5 minutos - 150 minutos, por ejemplo 10 minutos - 100 minutos, tal como 15 minutos - 45 minutos.

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

- 20 En una realización 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 relacionado con una o más de las siguientes entradas: los valores de alarma detectados, que incluyen la marca de tiempo correspondiente; la información que identifica el ID de alarma con respecto a qué valores de alarma se están detectando; el intervalo de tiempo con respecto al cual se anota un valor de alarma específico como no confiable, cualquier valor de alarma corregido determinado por dicho método, y
- 25 de manera opcional también las correspondientes marcas de tiempo corregidas relacionadas con los ajustes y/o reajustes de un ID de alarma.

Mantener un registro de datos asegura la capacidad de inspeccionar los datos los cuales se han registrado en un punto en el tiempo posterior al tiempo del registro.

- 30 En una realización del método de acuerdo con el primer aspecto de la presente invención y con respecto a uno o más de dichos IDs de alarma, se mantiene un primer registro de datos original el cual registra y almacena los datos originales que se suministran a partir del sistema de control; y en donde se mantiene un segundo registro de datos, el cual registra y almacena datos corregidos los cuales representan datos originales los cuales han sido corregidos por el método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores.

De este modo, los datos originales se pueden distinguir fácilmente de los datos corregidos.

- 35 En una realización de esta realización del primer aspecto de la presente invención, los datos originales y dichos datos corregidos se seleccionan de manera independiente a partir del grupo que comprende: el ID de alarma, las marcas de tiempo originales relacionadas con los tiempos de ajuste y/o tiempos de reajuste de un ID de alarma específico, las marcas de tiempo corregidas relacionadas con el ajuste de tiempos y/o el reajuste de tiempos de un ID de alarma específico; la información relacionada con el valor de producción de potencia en función del tiempo.

- 40 Estos datos son relevantes en la evaluación de los intervalos de tiempo con respecto a los cuales la turbina eólica está funcionando de manera adecuada o no.

- 45 En una realización de esta realización del primer aspecto de la presente invención, el valor de producción de potencia de dicha turbina eólica en función del tiempo, de acuerdo como se determina en la etapa ii) comprende además y/o de manera alternativa: la información que indica que dicha turbina eólica podría producir potencia potencialmente en su estado actual, e información que indique que dicha turbina eólica no podría producir potencia potencialmente en su estado actual.

- 50 Esta realización asegura que en un caso donde la turbina eólica sea capaz de producir potencia o no sea capaz de producir potencia, pero actualmente no lo haga, por ejemplo, debido a que el viento es demasiado débil, el sistema de control podría proporcionar información de que la turbina eólica es capaz de producir potencia o no es capaz de producir potencia, de acuerdo como sea el caso. De este modo se asegura que la correlación realizada en la etapa iii) tenga sentido incluso aunque la turbina eólica actualmente no produzca potencia.

El segundo aspecto de la presente invención

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

El tercer aspecto de la presente invención

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

El cuarto aspecto de la presente invención.

- 10 El cuarto aspecto de la presente invención se refiere al uso de una correlación entre la información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo de una turbina eólica, por un lado; y las marcas de tiempo de uno o más ajustes y/o uno o más reajustes con respecto a un ID de alarma que se detecta en el funcionamiento de dicha turbina eólica, por otro lado, para evaluar la confiabilidad de los datos que se originan a partir de la monitorización de dicha turbina eólica durante el funcionamiento de esta.

El quinto aspecto de la presente invención

- 15 El quinto aspecto de la presente invención se refiere al uso de una correlación entre la información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo de una turbina eólica, por un lado; y las marcas de tiempo de uno o más ajustes y/o uno o más reajustes con respecto a un ID de alarma que se detecta en el funcionamiento de dicha turbina eólica, por otro lado, para corregir marcas de tiempo erróneas de valores de alarma.

El sexto aspecto de la presente invención.

- 20 El sexto aspecto de la presente invención se refiere al uso de datos corregidos obtenidos de acuerdo con el método del primer aspecto de la presente invención para calcular la cantidad de tiempo con respecto al cual dicha turbina eólica, o partes de esta, ha estado funcionando de manera adecuada y/o inadecuada, con respecto a un tipo específico de condición que activa una alarma que tiene un ID de alarma específico.

- 25 Con referencia a las figuras, con el fin de ilustrar mejor la presente invención, la Figura 1 es un diagrama esquemático el cual de una manera muy simplificada ilustra el funcionamiento de una turbina eólica.

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

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

Se envía diversa información de funcionamiento OI a un sistema de monitorización MS durante el funcionamiento de la turbina eólica.

- 35 Además de simplemente recibir valores de parámetros a partir de los sensores $S_1, S_2, S_3, \dots S_N$ y proporcionar una retroalimentación del funcionamiento de la turbina eólica, el sistema de control CS también se configura, a partir de los valores de parámetros recibidos a partir de los sensores $S_1, S_2, S_3, \dots S_N$, para determinar si se ha encontrado o no un evento crítico el cual pueda poner en peligro la integridad a corto y/o largo plazo de la turbina eólica o de sus componentes. La determinación de si ha ocurrido o no un evento crítico se proporciona de acuerdo con un algoritmo predeterminado.

- 40 En caso de que el sistema de control detecte que está presente un evento crítico, el sistema de control instruye a la turbina eólica WT para que se apague.

- 45 Diversos valores de los parámetros transmitidos a partir de los sensores $S_1, S_2, S_3, \dots S_N$, o una combinación de tales valores, pueden representar un evento crítico el cual resulte en apagar 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 ajuste de una alarma. El valor de alarma con respecto a un ID X de alarma determinado puede ser el ajuste del ID X de alarma o el reajuste del ID X de alarma.

- 50 En consecuencia, además de proporcionar al sistema de monitorización MS información de funcionamiento OI, también se proporciona información de alarma AI al sistema de monitorización MS. Dicha información de alarma puede, con respecto a un ID X de alarma determinado, relacionarse con la identidad del ID X de alarma en cuestión, es decir, un ID X, y la marca de tiempo asociada con el tiempo de ajuste del ID X de alarma, es decir, $ST(X)$, y la marca de tiempo asociada con el tiempo de reajuste del ID X de alarma, es decir, $RST(X)$.

La información de funcionamiento OI y la información de alarma AI recibidas por el sistema de monitorización MS pueden registrarse en un registro de datos DL. A partir del registro de datos DL se puede recuperar un informe de funcionamiento OR, que establece detalles relacionados con el funcionamiento de la turbina eólica, especialmente la duración de los períodos de tiempo en los cuales la turbina eólica WT o componentes específicos de la misma funcionan de manera adecuada o no.

El informe de funcionamiento OR se utiliza 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 de esta, por otro lado.

En una situación en la cual, por cualquier motivo, el sistema de monitorización MS no recibe información correcta relacionada a un evento crítico a partir del sistema de control CS, está claro que el registro de datos DL, a partir del cual se recupera el informe de funcionamiento OR, no reflejará las verdaderas condiciones de funcionamiento de la turbina eólica WT.

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

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

La presente invención busca resolver los problemas del modo de trabajo anterior de la turbina eólica WT.

Esta solución se consigue porque la información no confiable recibida por el sistema de monitorización MS a partir del sistema de control CS y representada en el informe de funcionamiento se identifica y corrige. De este modo, se puede obtener un informe de funcionamiento corregido COR como se indica en la Figura 1 por el rectángulo punteado.

Cabe señalar que los sensores $S_1, S_2, S_3, \dots S_N$ en la Figura 1 se muestran separados de la turbina eólica WT. Esto es solo por simplicidad. En una situación de la vida real, diversos de los sensores $S_1, S_2, S_3, \dots S_N$ estarán ubicados dentro o sobre la propia turbina eólica WT.

Ejemplo 1

Este ejemplo ilustra una realización de la presente invención, donde se monitoriza una turbina eólica durante su funcionamiento y donde el origen de datos a partir de dicha monitorización de la turbina eólica no es confiable y se corrige posteriormente.

La turbina eólica en este ejemplo comprende una matriz de sensores dispuestos en diversas partes y componentes de la turbina eólica y cada uno de estos sensores está configurado para proporcionar a un sistema de control, datos de parámetros relacionados con el parámetro detectado por el sensor individual.

La turbina eólica, a su vez, está configurada para registrar que un evento crítico está presente en caso de que un valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetros detectados, represente una situación en la cual se desea apagar la turbina eólica. En consecuencia, un evento crítico siempre hará que el sistema de control apague la turbina eólica.

Cuándo y cuando no apagar la turbina eólica se integra en el sistema de control de acuerdo con uno o más criterios predeterminados.

La razón para desear apagar la turbina eólica es que el evento crítico que se detecta ya sea a corto o largo plazo, representa una condición insalubre para la turbina eólica o la integridad de esta, o peor aún, que el evento crítico puede representar un peligro para el personal que se encuentre en las proximidades de la turbina eólica.

Cuando se encuentra una condición operativa la cual corresponde a un evento crítico el cual está siendo registrado por ese sistema de control, y también cuando dicha condición crítica deja de estar presente, el sistema de control proporciona un valor de alarma. El valor de alarma que se selecciona a partir del grupo que comprende: el ajuste de la alarma y el reajuste de la alarma.

Además de comprender un sistema de control para controlar la turbina eólica, la turbina eólica también está acoplada a un sistema de monitorización el cual está configurado para registrar y almacenar diversos datos.

En este ejemplo simplificado, los datos los cuales se registran y almacenan por el sistema de monitorización son el valor de alarma de una alarma específica (es decir, el ajuste de un ID de alarma específico y el reajuste de un ID de alarma específico y las marcas de tiempo asociadas con el ajuste y el reajuste de ese ID de alarma).

Además, el sistema de monitorización también registra y almacena información que representa un valor de producción de potencia de dicha turbina eólica en función del tiempo; es decir, información que indica si dicha turbina eólica produce potencia o si dicha turbina eólica no produce potencia.

5 Como se verá más adelante, correlacionar las marcas de tiempo del ajuste y reajuste de un ID de alarma con información relacionada con un valor de producción de potencia permite evaluar la confiabilidad de las marcas de tiempo de dichos ajustes y reajustes de un ID de alarma, y en caso de que tales marcas de tiempo se anoten como poco confiables, se proporciona además la corrección de tales marcas de tiempo.

La invención se ilustra además con referencia a las Figuras 2a y 2b.

10 La Figura 2a es una ilustración gráfica que representa datos los cuales han sido registrados y almacenados por un sistema de monitorización. Los datos recibidos por el sistema de monitorización se reciben a partir del sistema de control que controla la turbina eólica.

La Figura 2a ilustra que se ha monitorizado una turbina eólica durante un intervalo de tiempo que varía a partir de aproximadamente las 10:00 a aproximadamente las 12:10.

15 Se han monitorizado los valores de alarma y parece que aproximadamente a las 10:17 se detecta el ajuste del ID 45 de alarma. El ajuste del ID 45 de alarma dura aproximadamente hasta las 12:09. Este ajuste del ID 45 de alarma está representado por la barra sólida en la Figura 1a.

20 El sistema de monitorización de este ejemplo también registra y almacena información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo el cual indica si se está produciendo potencia o no. En el presente ejemplo, la información que representa un valor de producción de potencia tiene la forma de una producción de potencia promedio, promediada en segmentos de tiempo sucesivos, cada uno de una duración de 10 minutos. La información que representa un valor de producción de potencia se ve como la curva inferior en la Figura 1a.

Ahora, se ve que aproximadamente de las 10:20 a las 10:40 la producción de potencia promedio es cero, correspondiendo correctamente al registro del ID 45 de alarma aproximadamente a las 10:17, cuyo evento provocará que el sistema de control de la turbina eólica apague la turbina eólica.

25 Sin embargo, también se ve a partir de la curva de potencia promedio de la Figura 1a, que entre las 10:40 y las 10:50, la turbina eólica comienza a producir potencia de nuevo. Esta reanudación de producción de potencia es incompatible con el ID 45 de alarma que tiene un valor establecido en el período de tiempo entre las 10:40 y hasta aproximadamente las 12:09.

30 Por lo tanto, como la turbina eólica entre las 10:40 y las 10:50 ha reanudado la producción de potencia, se puede concluir que el ID 45 de alarma no puede tener un valor establecido (ya que cada valor establecido registrado se origina a partir de un evento crítico el cual hará que el sistema de control de la turbina eólica se apague).

En consecuencia, a partir de los datos correspondientes a la Figura 1a se puede deducir que el valor del ID 45 de alarma no puede ser correcto en el rango de tiempo completo de aproximadamente las 10:17 a las 12:09.

35 Por lo tanto, de acuerdo con el método de la presente invención, el valor del ID 45 de alarma se anota como no confiable.

hecho, se puede deducir además a partir de la Figura 1a que, dado que la producción de potencia se reanuda en un punto en el tiempo entre las 10:40 y las 10:50, no se ha recibido un valor de reajuste con respecto al ID 45 de alarma en este período de tiempo a partir de las 10:40 a las 10:50.

40 En consecuencia, en el conjunto de datos recibido a partir del sistema de control, que controla la turbina eólica, por el sistema de monitorización, falta un valor de reajuste asociado con el ID 45 de alarma en algún lugar entre las 10:40 y las 10:50.

El método de acuerdo con la presente invención en una realización adicional proporciona la corrección del valor de alarma no confiable con respecto al ID 45 de alarma.

Esto se ilustra con referencia a la Figura 2b.

45 La Figura 2b ilustra el mismo intervalo de tiempo que varía a partir de aproximadamente las 10:00 a aproximadamente las 12:10 para el rango de tiempo de la Figura 1a.

Como se ha aprendido anteriormente, falta un valor de reajuste faltante con respecto al ID 45 de alarma en un punto en el tiempo entre las 10:40 y las 10:50, la siguiente etapa será proporcionar una marca de tiempo corregida relacionada con el reajuste del ID 45 de alarma.

50 Se llega a esta marca de tiempo corregida determinando el primer punto en el tiempo, posterior a la marca de tiempo que representa el ajuste del ID 45 de alarma (aproximadamente a las 10:17), en el cual el valor de producción de

potencia (potencia promedio) cambia de indicar que no se está produciendo potencia a indicar que se está produciendo potencia (a las 10:40), y luego definiendo como el tiempo de reajuste corregido de la alarma, un momento en el tiempo seguido de ese primer punto en el tiempo.

5 En el presente ejemplo, el valor de producción de potencia es la producción de potencia promediada en segmentos de tiempo de una duración de 10 minutos. Por lo tanto, en el presente ejemplo, la marca de tiempo corregida relacionada con el reajuste del ID 45 de alarma se selecciona como a las 10:40 más la mitad del segmento de tiempo sobre el cual se promedia la potencia producida (10 minutos/2). De este modo se llega a una marca de tiempo corregida relacionada con el reajuste del ID 45 de alarma a las 10:45.

10 Esto se ingresa en el registro de datos corregidos en el sistema de monitorización de funcionamiento como una marca de tiempo corregida del reajuste del ID 45 de alarma.

Por lo tanto, la duración corregida del ID 45 de alarma será aproximadamente de las 10:17 a las 10:45 como se indica mediante la barra sólida en la Figura 2b.

15 Cabe señalar que en las Figuras 2a y 2b se ve que la producción de potencia promedio se reduce a cero en el período de tiempo a partir de las 11:20 a las 11:40. Sin embargo, esto puede deberse a que en este ejemplo no se está considerando el ajuste de otro ID de alarma.

Ejemplo 2

Este ejemplo ilustra otra realización del método de la presente invención utilizando la misma turbina eólica que tiene los mismos componentes y configuración que la turbina eólica del Ejemplo 1.

20 A la vez que el Ejemplo 1 ilustró una situación en la cual faltaba una marca de tiempo de reajuste, el Ejemplo 2 ilustra una situación en la cual faltan más marcas de tiempo de ajustes.

Con referencia a la Figura 3a, esta Figura ilustra una situación en la cual el ID 45 de alarma se ha ajustado y reajustado tres veces en el intervalo de tiempo de aproximadamente a partir de las 10:00 a las 12:10.

25 El ID de alarma se ajusta la primera vez aproximadamente a las 10:17 y luego se reajusta nuevamente a las 10:45. Estos eventos se indican con los números (1) y (2), respectivamente. Posteriormente, el ID 45 de alarma se ajusta de nuevo aproximadamente a las 11:12 y se reajusta de nuevo aproximadamente a las 11:23. Estos eventos se indican con los números (3) y (4), respectivamente. Por último, el ID 45 de alarma se ajusta una vez más aproximadamente a las 11:29 y se reajusta una vez más aproximadamente a las 11:36. Estos eventos se indican con los números (5) y (6), respectivamente.

30 En un caso donde, por alguna razón, los ajustes del ID 45 de alarma (es decir, el evento (1), (3) y (5) en la Figura 3a) no fueron recibidos por el sistema de monitorización a partir del sistema de control, no se sabría durante qué período de tiempo el ID 45 de alarma realmente estaba causando un apagado de la turbina eólica.

Sin embargo, el empleo de otro aspecto del método de la presente invención resuelve este problema.

Esto se ilustra en la Figura 3b.

35 En caso de que sólo se reciban los eventos de reajuste (2), (4) y (6) (y no los eventos de ajuste (1), (3) y (5)) con respecto al ID 45 de alarma y no se reciban otros IDs de alarma, se sabe que el ID 45 de alarma se debe haberse ajustado en algún punto en el tiempo y, por lo tanto, que la turbina eólica se habría apagado, ya que se registra que la producción de potencia promedio se reduce a cero entre aproximadamente las 10:20 y las 10:40 y luego nuevamente entre las 11:20 y las 11:40.

40 En consecuencia, se puede concluir que el valor de alarma con respecto al ID 45 de alarma (suponiendo que no se recibieron las marcas de tiempo del ajuste del ID 45 de alarma en (1), (3) y (5)) no es confiable en el intervalo de tiempo que va a partir de aproximadamente las 10:00 a las 12:10.

Mediante el uso del método de la presente invención, se pueden corregir las marcas de tiempo faltantes o poco confiables relacionadas con el ajuste del ID 45 de alarma.

45 Esto se hace utilizando información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo, nuevamente representado por una producción de potencia promedio dentro de segmentos de tiempo de 10 minutos.

Observando la producción de potencia promedio en función del tiempo en la Figura 3b, se ve que a las 10:20 la producción de potencia se reduce a cero, lo que significa que no se está produciendo potencia a partir de este punto en el tiempo.

50 Como una marca de tiempo corregida con respecto al ajuste (1) se define el primer punto en el tiempo que precede a la marca de tiempo que representa el reajuste (a las 10:40) de la alarma en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que se está produciendo potencia a indicar que no se está produciendo potencia (a las 10:20).

- De nuevo, en este ejemplo, el valor de producción de potencia es la producción de potencia promediada en segmentos de tiempo de una duración de 10 minutos. Por lo tanto, en el presente ejemplo, la marca de tiempo corregida relacionada con el ajuste (1) del ID 45 de alarma se selecciona como a las 10:20 menos la mitad del segmento de tiempo sobre el cual se promedia la potencia producida (10 minutos/2). De este modo se llega a una marca de tiempo corregida relacionada con el ajuste (1) del ID 45 de alarma a las 10:15.
- 5 Esto se ingresa en el registro de datos en el sistema de monitorización como una marca de tiempo corregida del ajuste (1) del ID 45 de alarma.
- Por lo tanto, las marcas de tiempo corregidas asociadas con el ajuste (1) y el reajuste (2) del ID 45 de alarma serán a las 10:15 y aproximadamente a las 10:42, respectivamente.
- 10 Pasando al ajuste (3) faltante del ID 45 de alarma en la Figura 3b, se emplea el mismo método.
- Como una marca de tiempo corregida del ajuste (3) del tiempo que falta del ID 45 de alarma, se define un punto en el tiempo que sigue al primer punto en el tiempo que precede a la marca de tiempo que representa el reajuste (en el evento (4) a las 11:23) de la alarma en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que se está produciendo potencia a indicar que no se está produciendo potencia (a las 11:20).
- 15 Como el valor de producción de potencia en este ejemplo es la producción de potencia promediada en segmentos de tiempo de una duración de 10 minutos, la marca de tiempo corregida relacionada con el ajuste (3) del ID 45 de alarma se selecciona como a las 11:20 menos la mitad del segmento de tiempo sobre el cual se promedia la potencia producida (10 minutos/2). De este modo se llega a una marca de tiempo corregida relacionada con el ajuste del ID 45 de alarma a las 11:15.
- 20 Esto se ingresa en el registro de datos en el sistema de monitorización como una marca de tiempo corregida del ajuste (3) del ID 45 de alarma.
- Con respecto al ajuste (5) faltante del ID 45 de alarma en la Figura, 3b, se ve que el primer punto en el tiempo que precede a la marca de tiempo representa el reajuste (6) (aproximadamente a las 11:36) de la alarma en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que se está produciendo potencia a indicar que no se está produciendo potencia (a las 11:10), lo cual corresponde al ajuste (3) del ID 45 de alarma.
- 25 Por esta razón, el valor de ajuste del ID 45 de alarma continúa a partir de la marca de tiempo asociada con el ajuste (3) a las 11:12 hasta la marca de tiempo asociada con el reajuste (6) a las 11:36. Por lo tanto, la marca de tiempo (4) y (5) relacionada con el reajuste (4) y el ajuste (5) del ID 45 de alarma en los tiempos a las 11:30 y las 11:23, respectivamente, estarán muy cerca o incluso coincidirán.
- 30 El alcance de la invención está definido por las reivindicaciones adjuntas.
- Lista de numerales de referencias
- WT Turbina eólica
- CS Sistema de control
- MS Sistema de monitorización
- 35 DL Registro de datos
- CDL Registro de datos corregido
- OR Informe de funcionamiento que se origina a partir del registro de datos
- COR Informe de funcionamiento corregido que se origina a partir del registro de datos corregido
- AI Información de alarma
- 40 OI Información de funcionamiento
- S₁ Sensor número 1 que monitoriza el funcionamiento de la turbina eólica
- S₂ Sensor número 2 que monitoriza el funcionamiento de la turbina eólica
- S₃ Sensor número 3 que monitoriza el funcionamiento de la turbina eólica
- S_N Sensor número N que monitoriza el funcionamiento de la turbina eólica
- 45 A_{ID 1} Información relacionada con las alarmas a partir del ID 1 de alarma

$A_{ID\ 2}$ Información relacionada con las alarmas a partir del ID 2 de alarma

$A_{ID\ 3}$ Información relacionada con las alarmas a partir del ID 3 de alarma

$A_{ID\ M}$ Información relacionada con las alarmas a partir del ID M de alarma

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

5 ST(2) Marca de tiempo con respecto al ajuste de ID 2 de alarma

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

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

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

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

10 RST (3) Marca de tiempo con respecto al reajuste de ID 3 de alarma

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

REIVINDICACIONES

1. Un método para evaluar la confiabilidad de los datos que se originan de monitorizar una turbina eólica (WT) durante su operación; comprendiendo dicho método las etapas de:

- 5 permitir que una matriz de sensores ($S_1, S_1, S_3, \dots S_N$) detecten uno o más valores de parámetros específicos de dicha turbina eólica;
con respecto a uno o más sensores ($S_1, S_1, S_3, \dots S_N$), transmitir dicho valor de parámetro que se detecta a un sistema de control (CS);
- 10 permitir que dicho sistema de control (CS) registre una condición de alarma en caso de que un valor de parámetro detectado, o una combinación de dos o más valores de parámetros detectados, representen una situación en la cual se desea apagar la turbina eólica de acuerdo con uno o más criterios predeterminados;
- 15 permitir que dicho sistema de control proporcione un valor de alarma asociado con dicha condición de alarma;
en donde dicho valor de alarma se selecciona a partir del grupo que comprende: ajustar dicha alarma y reajustar dicha alarma; en donde dicha condición de alarma está asociada con un ID de alarma específico;
- 20 en donde dicho método con respecto a uno o más IDs de alarma comprende además las etapas de:
 - i) con respecto a un intervalo de tiempo específico, detectar uno o más valores de alarma que representan uno o más ajustes y/o uno o más reajustes de dicha alarma que tiene dicho ID de alarma; y al mismo tiempo registrar una marca de tiempo asociada relacionada con el punto en el tiempo correspondiente a la aparición de dichos uno o más ajustes y/o uno o más reajustes de dichos IDs de alarma;
 - 25 ii) con respecto a dicho intervalo de tiempo, detectar información que represente un valor de producción de potencia de dicha turbina eólica en función del tiempo, seleccionándose dicho valor de producción de potencia a partir del grupo que comprende: información que indica que dicha turbina eólica está produciendo potencia, e información que indica que dicha turbina eólica no está produciendo potencia;
 - 30 iii) con respecto a dicho intervalo de tiempo, o una porción de este, correlacionar la información que representa dicho valor de producción de potencia en función del tiempo, por un lado; con las marcas de tiempo de uno o más ajustes y/o reajustes con respecto a dicho ID de alarma, por otro lado;
 - iv) determinar si existe o no una discrepancia entre dicha información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo, por un lado; y dichas marcas de tiempo detectadas con respecto a dichos uno o más ajustes y/o reajustes con respecto a dicho ID de alarma, por otro lado;
 - 35 v) en caso de que se determine una discrepancia en la etapa iv); anotar dicho valor de alarma específico con respecto a dicho ID de alarma como no confiable en dicho intervalo de tiempo o en dicha porción de este.

2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en donde dicho sistema de control (CS) está conectado a un sistema de monitorización (MS), en donde dicho sistema de monitorización está configurado, con respecto a uno o más IDs de alarma, para recibir y almacenar datos relacionados con dichos valores de alarma y marcas de tiempo asociadas, como se detecta en la etapa i) y datos relacionados con dicha información que representan un valor de producción de potencia en función del tiempo, como se detecta en la etapa ii);
- 40 de manera opcional en donde la etapa iii), iv) y v), y de manera opcional también la etapa i) y ii) se están realizando mediante dicho sistema de monitorización (MS).

3. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde uno o más de dicho uno o más sensores se refieren a sensores para detectar:
 - 45 problemas con la mecánica; tales como el nivel bajo no deseado de aceite de engranaje, temperatura alta no deseada del cojinete, actuador de paso atascado, desalineación de guñada alta no deseada; y/o
 - problemas con la red, tales como la frecuencia de red baja no deseada, el voltaje de red alto no deseado, la asimetría de fase; y/o
 - 50 problemas con el medio ambiente, tales como la velocidad del viento alta no deseada, la temperatura ambiente baja no deseada, la velocidad del viento baja no deseada; y/o
 - comandos externos, tales como las instrucciones de parada remota; y/o
 - el funcionamiento normal, tal como cables desenrollados, la realización de autocomprobación, el estado del componente calefactor;
 - la presencia de condensación en el sistema eléctrico, tal como en el convertidor.

4. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicha representación de producción de potencia en función del tiempo, la cual se está detectando en la etapa ii), se refiere a uno de los siguientes: producción de potencia, tal como el promedio de potencia producida en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; el torque exhibido por el eje del rotor de la turbina eólica (WT), tal como el torque promedio exhibido por el eje del rotor de la turbina eólica (WT) en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; la velocidad angular medida con respecto al eje del rotor de la turbina eólica (WT), tal como la velocidad angular promedio medida con respecto al eje del rotor de la turbina eólica (WT) en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; la corriente inducida en el generador de la turbina eólica (WT), tal como la corriente promedio inducida en el generador de la turbina eólica (WT) en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; el voltaje inducido en el generador de la turbina eólica (WT), tal como el voltaje promedio inducido en el generador de la turbina

eólica (WT) en un segmento de tiempo de una duración predeterminada; la información general de que el estado de funcionamiento de la turbina eólica es correcto o incorrecto;

y/o

en donde dicha discrepancia determinada en la etapa iv) es causada por la falta de detección de un reajuste de dicho ID de alarma, o es causada por la falta de detección de un ajuste de dicho ID de alarma;

y/o

en donde dicho método comprende además la siguiente etapa:

vi) en caso de que no se determine ninguna discrepancia en la etapa iv); anotar dicho valor de alarma específico de dicho ID de alarma como confiable en dicho intervalo de tiempo o en dicha porción de este.

5. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicho método se realiza de manera automática;

y/o

en donde dicho método se realiza de manera continua o regular con respecto a los intervalos de tiempo sucesivos.

6. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicho método comprende además corregir un valor de alarma, el cual en la etapa v) se ha anotado como no confiable;

en donde de manera opcional dicha discrepancia determinada en la etapa iv) es causada por la falta de detección de un reajuste de dicho ID de alarma; en donde dicha corrección de dicho valor de alarma comprende las siguientes etapas:

a) a partir de la detección de la información que representa un valor de producción de potencia como se detectó en la etapa ii), determinar un primer punto en el tiempo, posterior a la marca de tiempo que representa el ajuste del ID de alarma, en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que no se está produciendo potencia a indicar que se está produciendo potencia;

b) definir como el tiempo de reajuste corregido del ID de alarma, un momento en el tiempo que sigue a dicho primer punto en el tiempo, como se determina en la etapa a).

7. Un método de acuerdo con las reivindicaciones 4 y 6, en donde la información que representa un valor de producción de potencia se proporciona como valores promediados que se promedian durante un segmento de tiempo; y en donde la etapa b) comprende:

definir como el tiempo de reajuste corregido del ID de alarma, un momento en el tiempo que cae en un rango de tiempo que tiene un punto de inicio y un punto final;

en donde dicho punto de inicio de dicho rango de tiempo es el primer punto en el tiempo, en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que no se está produciendo potencia a indicar que se está produciendo potencia, como se determina en la etapa a); y en donde dicho punto final de dicho rango de tiempo es un punto en el tiempo que cae posterior a dicho punto de inicio en una duración correspondiente a la duración de dicho segmento de tiempo.

8. Un método de acuerdo con la reivindicación 6, en donde dicha discrepancia determinada en la etapa iv) es causada por la falta de detección de un ajuste de dicho ID de alarma; en donde dicha corrección de dicho valor de alarma comprende las siguientes etapas:

a) a partir de la detección de la información que representa un valor de producción de potencia como se detectó en la etapa ii), determinar el primer punto en el tiempo, antes de la marca de tiempo que representa el reajuste del ID de alarma, en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que se está produciendo potencia a indicar que no se está produciendo potencia;

b) definir como un tiempo de ajuste corregido del ID de alarma, un momento en el tiempo que precede a dicho primer punto en el tiempo, como se determina en la etapa a).

9. Un método de acuerdo con las reivindicaciones 4 y 8, en donde la información que representa un valor de producción de potencia se proporciona como valores promediados que se promedian durante un segmento de tiempo; en donde la etapa b) comprende:

definir como un tiempo de ajuste corregido del ID de alarma, un momento en el tiempo que cae en un rango de tiempo que tiene un punto de inicio y un punto final;

en donde dicho punto final de dicho rango de tiempo es el primer punto en el tiempo, en el cual el valor de producción de potencia cambia de indicar que se está produciendo potencia a indicar que no se está produciendo potencia, como se determina en la etapa a);

en donde dicho punto de inicio de dicho rango de tiempo es un punto en el tiempo que cae antes de dicho punto final por una duración correspondiente a la duración de dicho segmento de tiempo.

10. 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 relacionados con una o más de las siguientes entradas:

- los valores de alarma que se están detectando, que incluye la marca de tiempo correspondiente; la información que identifica el ID de alarma con respecto a qué valores de alarma se están detectando; el intervalo de tiempo con respecto al cual se anota un valor de alarma específico como no confiable, cualquier valor de alarma corregido determinado por dicho método, y de manera opcional también las correspondientes marcas de tiempo corregidas relacionadas con los ajustes y/o reajustes de un ID de alarma;
- 5 en donde de manera opcional, con respecto a uno o más de dichos IDs de alarma, se mantiene un primer registro de datos (DL) original el cual registra y almacena los datos originales que se suministran a partir del sistema de control; y en donde se mantiene un segundo registro de datos (CDL), el cual registra y almacena datos corregidos los cuales representan datos originales los cuales han sido corregidos por el método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores;
- 10 donde de manera opcional dichos datos originales y dichos datos corregidos de manera independiente se seleccionan a partir del grupo que comprende: el ID de alarma, las marcas de tiempo originales relacionadas con los tiempos de ajuste y/o tiempos de reajuste de un ID de alarma específico, las marcas de tiempo corregidas relacionadas con los tiempos de ajuste y/o tiempos de reajuste de un ID de alarma específico; información relacionada al valor de producción de potencia en función del tiempo.
- 15 11. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde dicho valor de producción de potencia de dicha turbina eólica en función del tiempo, como se determina en la etapa ii) comprende además y/o de manera alternativa: información que indica que dicha turbina eólica podría producir potencia potencialmente en su estado actual, e información que indique que dicha turbina eólica no podría producir potencia en su estado actual.
- 20 12. Un producto de programa informático que comprende instrucciones las cuales, cuando el programa es ejecutado por un ordenador, hacen que el ordenador lleve a cabo las etapas de un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores.
- 25 13. Un sistema SCADA (Sistema de Adquisición de Datos y Control de Supervisión) que comprende un producto de programa informático como se define en la reivindicación 12.
- 30 14. Uso de una correlación entre la información que representa un valor de producción de potencia en función del tiempo de una turbina eólica por un lado; y las marcas de tiempo de uno o más ajustes y/o uno o más reajustes con respecto a un ID de alarma que se detecta en el funcionamiento de dicha turbina eólica, por otro lado, para, de acuerdo con el método de la reivindicación 1, evaluar la confiabilidad de datos que se originan a partir de la monitorización de dicha turbina eólica durante el funcionamiento de la misma; o para corregir marcas de tiempo erróneas de valores de alarma.
- 35 15. Uso de los datos corregidos obtenidos de acuerdo con el método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11 para calcular la cantidad de tiempo con respecto al cual dicha turbina eólica, o partes de esta, ha estado funcionando de manera adecuada y/o inadecuada, con respecto a un tipo de condición específico que activa una alarma que tiene un ID de alarma específico.
- 40

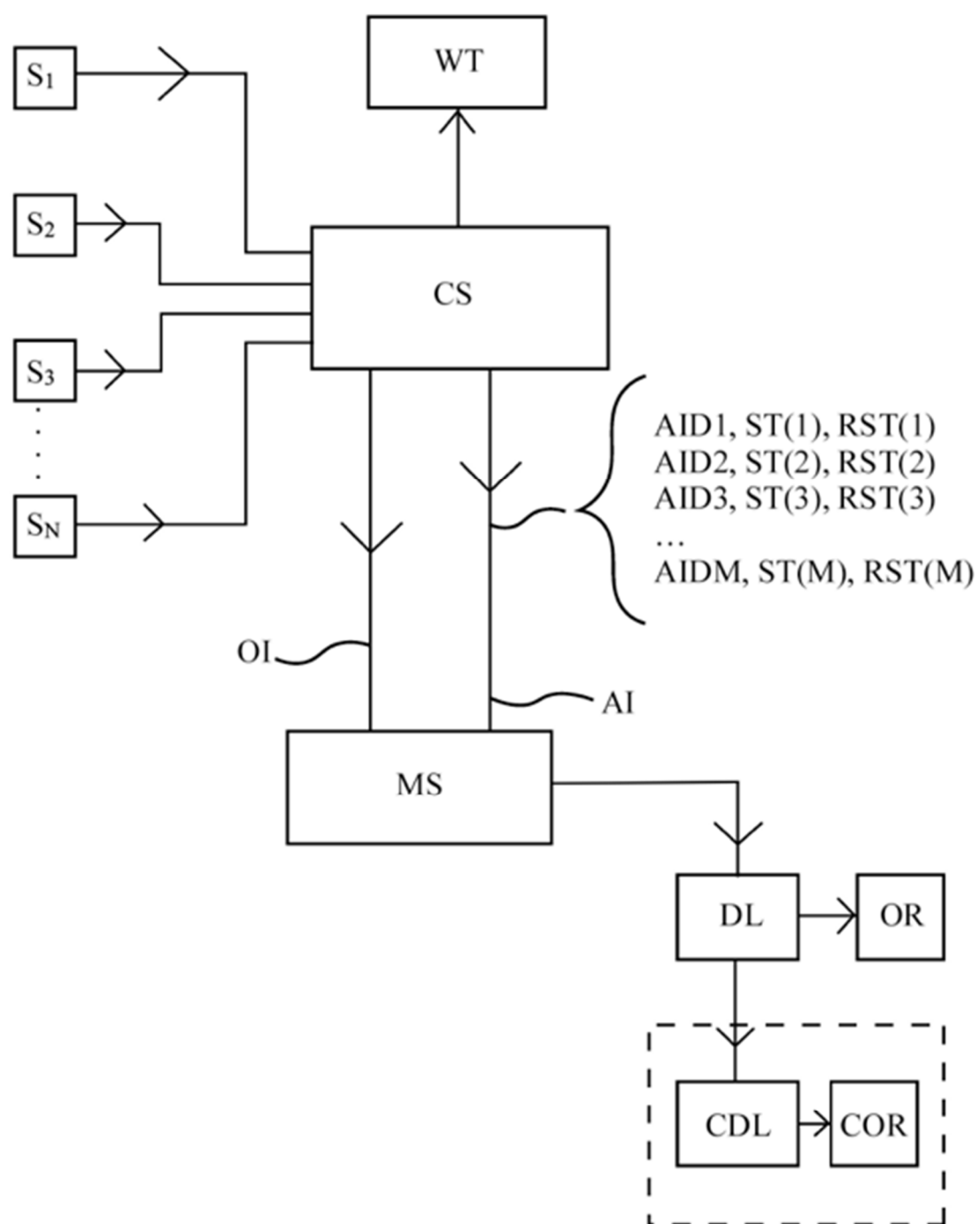


Fig. 1

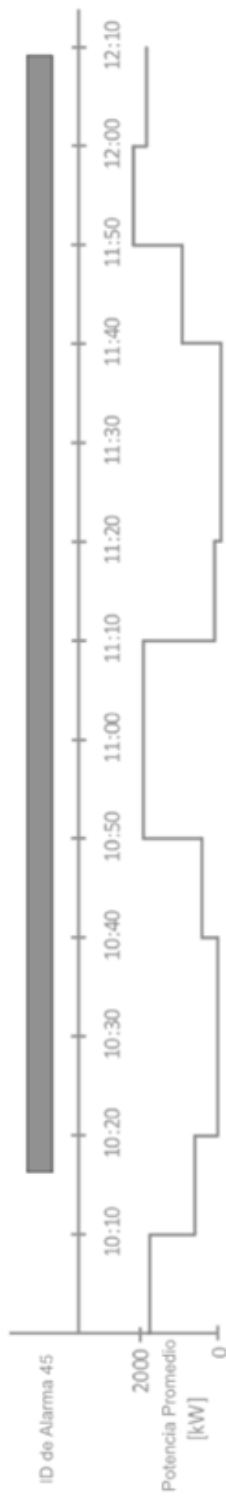


Fig. 2a

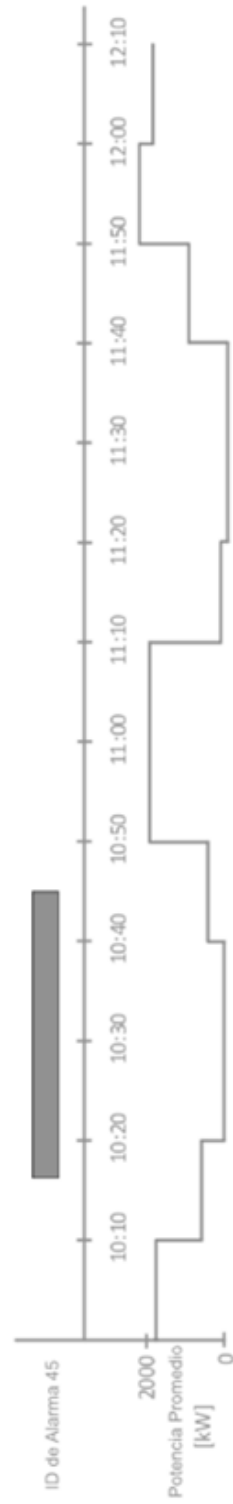


Fig. 2b

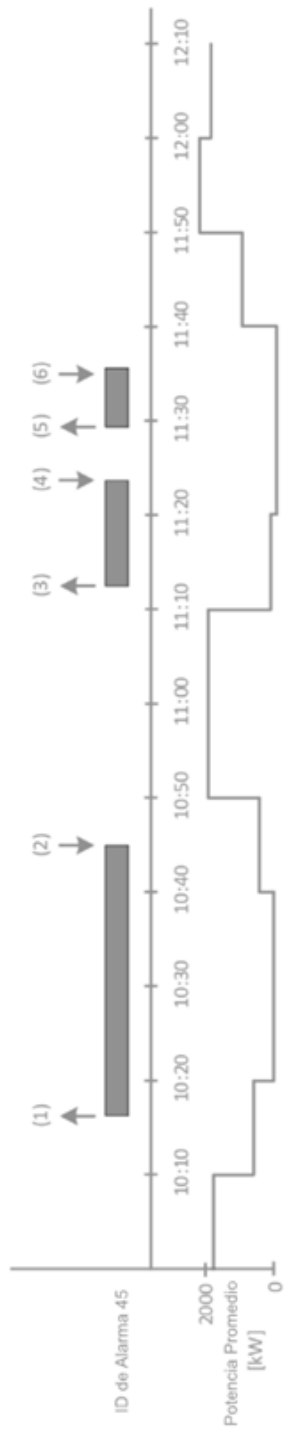


Fig. 3a

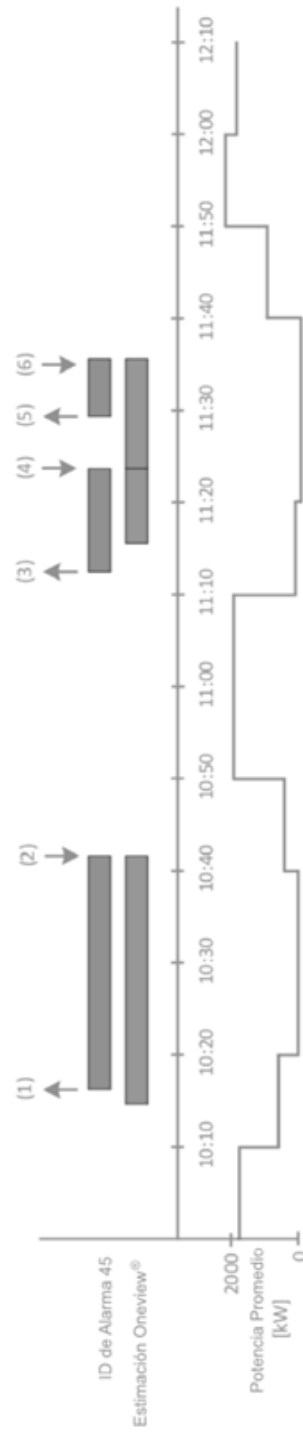


Fig. 3b