

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 693 978**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **30.10.2014 PCT/DK2014/050355**

87 Fecha y número de publicación internacional: **04.06.2015 WO15078470**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.10.2014 E 14792383 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **03.10.2018 EP 3077662**

54 Título: **Supervisión de red básica de una central eléctrica eólica**

30 Prioridad:

28.11.2013 DK 201370727

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

17.12.2018

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

GARCIA, JORGE MARTINEZ

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 693 978 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

Supervisión de red básica de una central eléctrica eólica

Campo de la invención

5 La presente invención se refiere a un método para la supervisión de una medición eléctrica en una central eléctrica eólica, con una pluralidad de generadores de turbina eólica. Además, la presente invención se refiere a un controlador de central eléctrica del tipo mencionado anteriormente.

Antecedentes de la invención

10 Una central eléctrica eólica tiene habitualmente una pluralidad de turbinas eólicas para convertir energía eólica en electricidad. Para suministrar electricidad a los usuarios finales de electricidad, la central eléctrica eólica está conectada a una red eléctrica. Sin embargo, antes de que la central eléctrica eólica pueda conectarse a una red eléctrica, la central eléctrica eólica debe cumplir los requisitos de rendimiento eléctrico de la central eléctrica eólica especificados por los códigos de red. Un requisito es un tiempo de respuesta inicial de la central eléctrica eólica para diversos parámetros tales como tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva.

15 A menudo, una central eléctrica eólica se refiere a un grupo de generadores de turbina eólica que están conectados comúnmente a una red eléctrica a través de un punto de conexión común, conocido también como punto de acoplamiento común (PCC). Generalmente, la central eléctrica eólica tiene un controlador de central eléctrica eólica que monitoriza una tensión de red eléctrica y compara la tensión de red eléctrica con un punto de consigna externo. Una diferencia entre la tensión de red eléctrica real y el punto de consigna externo (por ejemplo, una señal de error) se usa para calcular una orden de producción de potencia reactiva para la central eléctrica eólica. Esta orden se
20 envía desde el controlador de central eléctrica eólica hasta las turbinas eólicas individuales que a su vez responderán (por ejemplo, producirán más o menos energía con el fin de ajustar la tensión de red eléctrica) tras recibir la orden. La señal de error puede estar provocada por un cambio en la tensión de red eléctrica real o un cambio en el punto de consigna externo. El tiempo de respuesta inicial de la central eléctrica eólica va a entenderse como el periodo de tiempo que se inicia tras la detección de un cambio en la tensión de red eléctrica o un cambio en
25 el punto de consigna externo y que termina tan pronto como responde la primera turbina eólica de la pluralidad de turbinas eólicas de la central eléctrica eólica (tan pronto como se detecte una respuesta).

A menudo, el controlador de central eléctrica funciona con algunas restricciones. Estas restricciones pueden estar relacionadas con limitaciones de corriente o tensión, pero en la práctica los límites se implementan a menudo como una restricción a la potencia reactiva suministrada desde la central eléctrica eólica hasta la red a través de un punto
30 de acoplamiento común. Esta restricción puede ser o bien un límite de potencia reactiva estricto con un valor numérico de VAR o p.u. o un valor de factor de potencia, que significa que la potencia reactiva está limitada a un máximo superior definido según la presente producción de potencia activa.

En la teoría de control clásica con bucles de realimentación, se ha conocido tener una referencia y compararla con una medición. La diferencia entre la referencia y la medición, conocida también como el error, se usa como la
35 entrada para un controlador. El controlador es, a menudo, un controlador de PID, PI o incluso P. A menudo, grandes errores conducen al controlador a una situación menos estable, ya que puede producirse saturación en la parte integrante del controlador o se produce saturación ya que pueden alcanzarse límites máximo o mínimo de los valores de salida.

De entre la técnica anterior relevante están los documentos US 2012/313593 A1 y US 2012/271470 A1.

40 Sumario de la invención

Este sumario se proporciona para introducir una selección de conceptos de forma simplificada que se describen adicionalmente a continuación en la descripción detallada. Este sumario no pretende identificar características clave o características esenciales del tema reivindicado, ni pretende usarse como una ayuda para determinar el alcance del tema reivindicado.

45 Un objeto de la presente invención es tener un método para evitar una saturación de controlador en general durante un funcionamiento normal, ya que deben evitarse grandes errores de control en el funcionamiento normal.

Mejorar la supervisión de la red eléctrica a la que está conectada la central eléctrica eólica garantiza un mejor rendimiento de la central eléctrica eólica, ya que un control mejorado por el controlador de central eléctrica es uno de los beneficios de la presente invención.

50 Por tanto, se pretende que se obtengan el objeto descrito anteriormente y varios otros objetos en un primer aspecto de la invención proporcionando un método para la supervisión de una medición eléctrica en una central eléctrica eólica, con una pluralidad de generadores de turbina eólica, comprendiendo el método:

a) medir una medición de un parámetro eléctrico (311) en la central eléctrica eólica,

- b) determinar una diferencia entre la medición y un valor de referencia,
- c) en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral, aumentar un contador de fenómenos,
- d) en caso de que se aumente el contador de fenómenos, activar un primer indicador de advertencia.
- e) determinar un signo de la diferencia,
- 5 f) en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral y el signo de una diferencia anterior para una muestra anterior haya pasado de negativo a positivo o de positivo a negativo, aumentar un contador de parpadeo (*flicker*),
- g) en caso de que se aumente el contador de parpadeo, iniciar una ventana de parpadeo con una segunda duración de tiempo predeterminada,
- 10 h) repetir las etapas a) a g) una vez cada periodo de tiempo de muestra predefinido,
- i) en caso de que el contador de parpadeo sea mayor que un valor límite predeterminado, activar un indicador de advertencia de parpadeo,
- j) restablecer el contador de parpadeo cuando expire la ventana de parpadeo.

15 La invención es particularmente, pero no exclusivamente, ventajosa puesto que permite que el controlador de central eléctrica monitorice mediciones comparadas con las señales de referencia. Establecer advertencias siempre que las mediciones excedan el valor umbral ayuda al controlador de central eléctrica a supervisar el estado del sistema eléctrico. Una ventaja es que las funciones de supervisión constituyen una monitorización efectiva de parpadeo y/u oscilaciones.

Según una realización de la invención, el método comprende además:

- 20 – en caso de que se aumente el contador de fenómenos, iniciar un temporizador de fenómenos con una duración de tiempo predeterminada,
- repetir las etapas a), b), c) y d) una vez cada periodo de tiempo de muestra predefinido,
- en caso de que el contador de fenómenos sea mayor que un valor límite predeterminado, activar un segundo indicador de advertencia,
- 25 – restablecer el contador de fenómenos cuando expire el temporizador de fenómenos.

Una ventaja de la realización anterior es que, al repetirse las etapas, se realiza la supervisión de manera discreta y, por tanto, la medición se sigue de manera continuada.

30 Según una realización de la invención, la medición eléctrica es una medición de tensión o una medición de potencia reactiva. Una ventaja de esta realización es que se conoce que las mediciones tanto de tensión como de potencia reactiva cambian con el paso del tiempo.

Según una realización de la invención, la medición es un valor instantáneo del parámetro eléctrico. Una ventaja de esta realización es que la supervisión puede detectar transitorios rápidos más rápido de lo que pueden propagarse a través del controlador, y de ese modo el controlador de central eléctrica estará informado de ellos antes.

35 Según una realización de la invención, el método comprende además: el filtrado de paso bajo de la medición del parámetro eléctrico, de modo que la medición es un valor filtrado del parámetro eléctrico. Una ventaja de esta realización es que la supervisión no verá el transitorio rápido y, por tanto, no alterará el sistema.

40 Según una realización de la invención, el valor umbral se selecciona como combinación de una banda muerta y un margen. Una ventaja de esta realización es que el margen permite a la medición alguna fluctuación y la banda muerta asegura que esas fluctuaciones las cuales pueden ser la consecuencia de una función de red normal, y, por tanto, no son relevantes para hacer saltar una alarma. El usuario tiene la capacidad de establecer la amplitud de estas oscilaciones esperadas normales en la banda muerta según la ubicación de la central eólica.

45 Según una realización de la invención, la supervisión se inhabilita temporalmente según un fenómeno predefinido, tal como un cambio de referencia o un transitorio en el valor de referencia. Una ventaja de esta realización es que el controlador de central eléctrica se interrumpe por fenómenos que se conoce que provocan un comportamiento de transitorio en las mediciones.

Según una realización de la invención, el método comprende además:

- determinar un cambio delta en la medición comparada con la medición de una muestra anterior,

- establecer una duración de la inhabilitación temporal de la supervisión según el cambio delta.

Una ventaja de esta realización es que los sistemas de supervisión saben cuándo ha terminado la inhabilitación temporal y el sistema puede retomar de nuevo el funcionamiento normal.

- 5 Según una realización de la invención, la supervisión se inhabilita según un fenómeno predefinido. Una ventaja de esta realización es que el controlador de central eléctrica se interrumpe por fenómenos que se conoce que provocan un comportamiento transitorio en las mediciones.

Según una realización de la invención, el fenómeno predefinido es una situación en la que un porcentaje de la pluralidad de generadores de turbina eólica en un modo de funcionamiento está por debajo de un porcentaje predeterminado.

- 10 En un segundo aspecto, la presente invención se refiere a al menos un producto de programa informático que puede cargarse directamente en la memoria interna de al menos un ordenador digital, que comprende partes de código de software para realizar las etapas del método según cualquiera de las realizaciones dadas a conocer en el presente documento, cuando dicho al menos un producto se ejecuta en dicho al menos un ordenador.

- 15 En un tercer aspecto, la presente invención se refiere a un controlador de central eléctrica dispuesto para supervisar una central eléctrica eólica, la central eléctrica eólica comprende una pluralidad de generadores de turbina eólica, en la que el controlador de central eléctrica está dispuesto para:

medir un parámetro eléctrico en la central eléctrica eólica,

determinar una diferencia entre el parámetro eléctrico medido y un valor de referencia, y

en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral, aumentar un contador de fenómenos, y

- 20 en caso de que se aumente el contador de fenómenos, activar un primer indicador de advertencia

determinar un signo de la diferencia,

en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral y el signo de una diferencia anterior para una muestra anterior haya pasado de negativo a positivo o de positivo a negativo, aumentar un contador de parpadeo,

- 25 en caso de que se aumente el contador de parpadeo, iniciar una ventana de parpadeo con una segunda duración de tiempo predeterminada,

repetir las etapas anteriores una vez cada periodo de tiempo de muestra predefinido,

en caso de que el contador de parpadeo sea mayor que un valor límite predeterminado, activar un indicador de advertencia de parpadeo,

restablecer el contador de parpadeo cuando expire la ventana de parpadeo.

- 30 Los aspectos primero, segundo y tercero de la presente invención pueden combinarse cada uno con cualquiera de los otros aspectos. Estos y otros aspectos de la invención serán evidentes a partir de y dilucidarse con referencia a las realizaciones descritas a continuación en el presente documento.

- 35 Muchas de las características relacionadas se apreciarán más fácilmente a medida que las mismas pasen a entenderse mejor por referencia a la siguiente descripción detallada considerada conjuntamente con los dibujos adjuntos. Las características preferidas pueden combinarse según sea apropiado, como resultará evidente para un experto en la técnica, y pueden combinarse con cualquiera de los aspectos de la invención.

Breve descripción de los dibujos

La figura 1 muestra una estructura general de una turbina eólica,

la figura 2 muestra una central eléctrica eólica según la presente invención,

- 40 la figura 3 muestra un trazado de tiempo de una medición con oscilaciones,

la figura 4 muestra un trazado de tiempo de una medición, y

la figura 5 muestra un diagrama de flujo según el método de la invención.

Descripción detallada de la invención

- 45 Ahora se explicará la presente invención en mayor detalle. Aunque la invención es susceptible a diversas modificaciones y formas alternativas, se han dado a conocer realizaciones específicas por medio de ejemplos. Debe

entenderse, sin embargo, que no se pretende que la invención se limita a las formas particulares dadas a conocer. Más bien, la invención debe cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que se encuentran dentro del alcance de la invención tal como se define mediante las reivindicaciones adjuntas.

5 La idea para esta presente invención es implementar un mecanismo de supervisión para detectar una anomalía en un punto de medición (PoM) 211 en un sistema eléctrico. Normalmente, un PoM está asociado siempre con al menos un bucle de control. En un sistema eléctrico, tal como una central eléctrica eólica (WPP) un PoM se refiere a menudo a una medición eléctrica, es decir, tensión/tensiones y/o corriente(s), a partir de la que pueden derivarse muchas otras medidas, tal como frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia (PF) y muchas otras.

10 Cuando se activa un control reactivo (PF, Q, VSC, Vpi), las mediciones de potencia reactiva y tensión se monitorizan en la ejecución del bucle de control reactivo. Se activarán una advertencia y, finalmente, una alarma al controlador de central eléctrica para que tome medidas adicionales si existen desviaciones con respecto a lo que se esperaba.

La presente invención supervisa las señales medidas frente a un valor esperado, en este caso lo que se espera sigue el valor de referencia de controlador correspondiente.

15 El controlador está dotado de valores de medición desde un punto de medición, valores que se modifican según valores estimados en un punto de acoplamiento común, y valores de referencia asociados (por ejemplo, V_{ref} , f_{ref} , Q_{ref} , etc.) para el punto de medición.

Las realizaciones de la presente invención pertenecen a un controlador de central eléctrica de un sistema de energía eólica con una pluralidad de generadores de turbina eólica.

20 El generador de turbina eólica que suministra energía a una red eléctrica puede equiparse con una capacidad de regulación frente a un nivel de tensión, una frecuencia de red y fluctuaciones de potencia activa. "Red eléctrica" o "red" es una red de distribución de energía eléctrica fuera del límite y del punto de acoplamiento común de una central eléctrica eólica; cuando se hace referencia a la red dentro de una central eléctrica eólica, se crea una expresión con indicación explícita a la central eléctrica eólica, por ejemplo, "red de central eléctrica eólica".

25 La figura 1 muestra un generador de turbina eólica de velocidad variable (WPS) 1 a modo de ejemplo que es uno de de una pluralidad de generadores de turbina eólica de una central eléctrica eólica (WPP) 2. Tiene un rotor 3 con un buje en el que están montadas, por ejemplo, tres palas 4. El ángulo de paso de las palas de rotor 4 puede variarse por medio de actuadores de paso. El rotor 3 se soporta por una góndola 5 y acciona un generador 12 a través de un árbol principal 8, una caja de engranajes 10 y un árbol de alta velocidad 11. Esta estructura es a modo de ejemplo; otras realizaciones, por ejemplo, usan un generador de accionamiento directo 15.

30 El generador 12 (por ejemplo, generador asíncrono o síncrono) produce energía de salida eléctrica de una frecuencia relacionada con la velocidad de rotación del rotor 3, que se convierte en la frecuencia de red (por ejemplo, aproximadamente 50 ó 60 Hz) mediante un convertidor 19. La tensión de la energía eléctrica así producida se transforma por elevación por un transformador 9. La salida del transformador 9 es los terminales 9a del generador de turbina eólica. La energía eléctrica desde el generador de turbina eólica 1 y desde los otros generadores de turbina eólica de la central eléctrica eólica 2 se alimenta a una red de central eléctrica eólica 18 (simbolizada por "a" en la figura 1). La red de central eléctrica eólica 18 está conectada en un punto de acoplamiento común 21 y un transformador elevador adicional opcional 22 a una red de distribución de energía eléctrica externa de central eléctrica eólica 20. La red 20 está equipada con capacidad de regulación frente a fluctuaciones de frecuencia de red, por ejemplo en forma de productores convencionales que pueden aumentar y bajar la producción en un lapso corto de tiempo para controlar la frecuencia.

35 Un sistema de control incluye un controlador de turbina eólica 13 y un controlador de central eléctrica eólica 23. El controlador de turbina eólica 13 controla el funcionamiento del generador de turbina eólica individual 1, por ejemplo selecciona el modo de funcionamiento de carga completa o carga parcial, es decir, dependiendo de la velocidad de viento actual, provoca, en el modo de carga parcial, el funcionamiento del generador de turbina eólica en el punto de funcionamiento óptimo ajustando el ángulo de pala y controlando la relación de velocidad periférica con respecto a la óptima aerodinámica a la velocidad de viento actual, y controla el convertidor 19 para producir electricidad según las prescripciones del controlador de parque eólico, por ejemplo una instrucción para proporcionar una cantidad determinada de potencia reactiva además de la potencia activa, etc. El controlador de turbina eólica 13 usa diferentes señales de entrada para realizar sus tareas de control, por ejemplo señales que representan condiciones de viento actuales (por ejemplo, de un anemómetro 14 y una veleta 15), señales de realimentación que representan ángulo de paso, posición de rotor, amplitudes y fases de la tensión y corriente en el generador 12 y los terminales 9a, etc., y señales de orden desde el controlador de central eléctrica eólica 23. El controlador de central eléctrica eólica 23 recibe señales representativas de la tensión, la corriente y la frecuencia en el punto de acoplamiento común 21 (parámetros que pueden considerarse que representan la tensión, la corriente y la frecuencia en la red de distribución de energía eléctrica 20) y, opcionalmente, recibe información o señales de orden desde el proveedor de red de distribución de energía eléctrica (en "c" en la figura 1). Basándose en algunos de estos (y, opcionalmente, adicionales) parámetros de entrada, el controlador de central eléctrica eólica 23 monitoriza la estabilidad de red y,

5 tras la detección de una reducción de estabilidad de red, ordena los controladores de turbina eólica 13 del generador de turbina eólica 1 y los otros generadores de turbina eólica de la central eléctrica eólica 2 (en “b” en la figura 1) que cambien el funcionamiento limitando las fluctuaciones de la potencia de salida suministrada. Tras la recepción de una orden de este tipo, el controlador de turbina eólica 13, tras el aumento de la velocidad de viento, acorta el pico de salida alta que entonces se producirá en una operación de carga parcial normal con una eficiencia máxima, por ejemplo, ajustando el ángulo de paso de pala hacia la posición de indicador, para obedecer a la orden de límite de fluctuación del controlador de parque eólico. Por tanto, en la realización a modo de ejemplo de la figura 1, la tarea de control del sistema de control para limitar fluctuaciones de salida se comparte por el controlador de central eléctrica eólica 23 y el controlador de turbina eólica 13. En otras realizaciones, esta tarea de control se realiza por el controlador de turbina eólica 13 solo; en esas realizaciones, el “sistema de control” está representado solamente por el controlador de turbina eólica 13, sin un controlador de central eléctrica eólica. Toda la energía eléctrica generada por los generadores de turbinas eólicas individuales en el parque eólico se consolidan y se suministran a la red eléctrica mediante un punto de acoplamiento común (PCC) 21.

15 La figura 2 muestra los enlaces de comunicación/control 202 y señales de medición 203 relevantes. El objetivo del PPC 250 es cumplir el requisito de código de red en el PCC 210 en cuanto al rendimiento eléctrico de la central. Por tanto, el PoM 211 para corrientes y tensiones trifásicas coincide en la mayoría de los casos con el PCC 210, a menos que haya distancias muy largas entre el PCC y la ubicación del PPC 250. La colocación del PCC 210 también puede variar según los requisitos de proyecto específicos.

20 El PPC, como el controlador principal de la WPP, se ocupa de los bucles de control de potencia, tales como controles de tensión, potencia reactiva y frecuencia usando los objetivos de referencia enviados por, por ejemplo, el operador de red. El PPC 250 envía además las referencias de potencia activa y potencia reactiva a las turbinas y las referencias de potencia reactiva a las turbinas y el equipo de compensación de potencia reactiva adicional.

25 El controlador de central eléctrica (PPC) 250 está basado en un controlador de automatización programable. Un protocolo de comunicación, que se dirige a los WTG dentro de la central eléctrica, está integrado con el PPC. Las señales de control principales transmitidas a través del protocolo son los puntos de consigna de potencia activa y reactiva, la potencia activa y reactiva disponible y las señales de estado de las turbinas.

30 Un medidor de potencia (no mostrado en las figuras) está ubicado habitualmente en el PPC o puede conectarse de manera remota por un canal de comunicación de fibra óptica rápido dedicado. Aparte de algunas funciones de filtrado, el medidor de potencia calcula los valores rms de las señales de realimentación recibidas desde los sensores (PoM) 211. Además, el medidor de potencia puede registrar fenómenos de red, tales como fallos.

La invención se refiere a diferentes tipos de fenómenos o anomalías. En este caso, se explican dos ejemplos de tipos de anomalía, es decir, cómo se monitorizan y cómo se activan diferentes niveles de advertencia y alarma basándose en la frecuencia de aparición.

35 Para la implementación de la presente invención, se usan diferentes niveles de alarma dependiendo de cómo la señal ha excedido la condición.

La primera vez que la medición excede el límite, una advertencia es un indicador de advertencia de indicador. Después de que se produzcan más fenómenos, se activa un segundo indicador de advertencia. Para la situación con oscilaciones o parpadeo, en este caso se activa una advertencia de parpadeo.

40 La tabla 1 muestra el esquema de advertencia/alarma en relación con los diferentes tipos de fenómenos o anomalías que pueden gestionarse en una realización.

Caso	Anomalía	Primera advertencia	Advertencia de repetición	Alarma
1	Valor filtrado fuera de margen	ADVERTENCIA1	ADVERTENCIA2	ALARMA
2	Valor instantáneo fuera de margen	ADVERTENCIA1	ADVERTENCIA2	ALARMA
3	Valor instantáneo está oscilando	NA	NA	ALARMA

Tabla 1

Los casos anómalos se definen para un ejemplo de la siguiente manera:

- Los valores de señal filtrados están fuera de margen

45 Para la supervisión de potencia reactiva, se aplican las siguientes ecuaciones, donde $Q_{measLPF}$ significa que el error de Q_{meas} se filtra a través de un filtro de paso bajo, LPF.

Estas señales se calculan internamente en un digital o el LPF se implementa en el hardware de medición.

$Q_{measLPF}$ – Q_{meas} filtrado con una constante de tiempo igual a $T_{establecimiento}$

$V_{measLPF}$ – V_{meas} filtrado con una constante de tiempo igual a $T_{establecimiento}$

Estas son señales de filtrado calculadas mediante el uso de un LPF.

$$Q_{measLPF} < Q_{ref} - Q_{bandamuertaInferior} - Q_{Margen},$$

5

$$Q_{measLPF} > Q_{ref} + Q_{bandamuertaSuperior} - Q_{Margen}$$

Aunque la potencia reactiva puede supervisarse todo el tiempo, sólo tiene sentido hacerlo cuando el controlador de central eléctrica está en PF-Q-Control de pendiente de tensión. Esto se aplica a cualquier clase de supervisión de señal de potencia reactiva.

10

En una realización, el Q_{ref} usado en las ecuaciones anteriores es la referencia de potencia reactiva después de que la referencia de potencia reactiva se limite por límites definidos por el usuario, tales como límites de factor de potencia y límites de potencia reactiva.

En otra realización, el Q_{ref} se usa sin tener en cuenta los límites definidos por el usuario.

Para la supervisión de tensión, se aplican las siguientes ecuaciones, donde $V_{measLPF}$ significa que el error de V_{meas} se filtra a través de un filtro de paso bajo

15

$$V_{measLPF} < V_{ref} - V_{bandaMuerta} - V_{measMargen},$$

$$V_{measLPF} > V_{ref} + V_{bandaMuerta} + V_{measMargen}$$

La supervisión de tensión sólo se realiza cuando el controlador de central eléctrica está en el modo de control de tensión, aunque puede aplicarse en modos de orden.

20

De manera similar que para los valores de señal filtrados, se realiza una supervisión de los valores instantáneos y siempre que las señales están fuera de margen, se activan las advertencias y/o alarmas.

$$Q_{meas} < Q_{ref} - Q_{bandamuertaInferior} - Q_{measMargen},$$

$$Q_{meas} > Q_{ref} + Q_{bandamuertaSuperior} - Q_{measMargen}$$

$$V_{meas} < V_{ref} - V_{bandaMuerta} - V_{measMargen},$$

$$V_{meas} > V_{ref} + V_{bandaMuerta} + V_{measMargen}$$

25

Tanto para la potencia reactiva como para la situación de tensión se aplica que las señales supervisadas o el error han de encontrarse dentro de una banda muerta y un margen, la suma de la banda muerta y el margen puede verse como un valor umbral.

La banda muerta se establece por el usuario, y normalmente indica el intervalo próximo a la referencia en el que el control no debe reaccionar.

30

Esto se aplica a todas las bandas muertas mencionadas en las ecuaciones anteriores.

Si se establece la banda muerta al 0,1%, entonces si el error está por debajo del 0,1% el controlador no reaccionará.

En una realización, hay una primera advertencia (indicador). La primera advertencia (indicador) se establece o se activa cuando una medición está en el límite, un temporizador (temporizador de fenómenos) con una duración predefinida de tiempo se inicia en esta situación.

35

El *temporizador de fenómenos* es el periodo en el que se desencadena la supervisión y se monitoriza activamente fuera de margen. Si el número de veces que el valor de medición está fuera de margen durante este periodo excede un contador predeterminado (valor límite) se desencadena una alarma y se emprende una acción en el PPC.

El valor límite es un contador que establece el número máximo de veces que el valor de medición está fuera de margen y banda muerta antes de que se desencadene una alarma y se emprende una acción

40

En una realización, el *temporizador de fenómenos* se establece en 300 segundos.

En una realización, el *temporizador de fenómenos* se define por el usuario en un intervalo de 1 a 3000 segundos

En una realización, hay una *advertencia de repetición* que se desencadena cada vez que el *contador de fenómenos* se aumenta de nuevo dentro del *temporizador de fenómenos*.

En una realización, hay una alarma (segundo indicador de advertencia) que se desencadena cuando el *contador de*

fenómenos excede el *valor de límite* dentro del periodo de tiempo del *temporizador de fenómenos* o el valor permanece en la condición de fuera de margen hasta que ha expirado el temporizador de *fenómenos*.

Si no se produce de nuevo ningún fenómeno nuevo dentro del *temporizador de fenómenos*, el temporizador se restablece y el *recuento de fenómenos* y los indicadores de advertencia primero y segundo se quitan.

5 En una realización, el *valor límite* se establece en el número tres.

En una realización, el *valor límite* se selecciona por el usuario en un intervalo de 1 a 10.

En una realización, hay un margen predefinido (310, 320) para mediciones de potencia reactiva, error de Qmeas (filtrado o instantáneo) cuando se compara con la referencia de potencia reactiva, Qref.

En una realización, el margen para el error de Qmeas se establece en 0,05 p.u.

10 En una realización, el margen para el error de Qmeas se establece en un intervalo de 0,01 p.u. a 0,15 p.u.

En una realización, hay un margen predefinido (310, 320) para mediciones de tensión, error de Vmeas (filtrado o instantáneo) cuando se compara con la referencia de tensión, Vref.

En una realización, el margen para el error de Vmeas se establece en 0,05 p.u.

En una realización, el margen para el error de Vmeas se establece en un intervalo de 0,01 p.u. a 0,15 p.u.

15 En una realización hay un valor para monitorizar, el valor establece un porcentaje mínimo del WTG o los WTG en línea en un modo de funcionamiento (definido como una relación entre WTG en funcionamiento y WTG activado) para usar la supervisión.

En una realización, el porcentaje mínimo en línea se establece en el 95% de los generadores de turbina eólica en la central eléctrica eólica. El valor puede seleccionarse entre el 0% y el 100%, aunque es más difícil monitorizar la potencia reactiva y señal de tensión en porcentajes más bajos ya que hay menos potencia en la red y el sistema será más sensible a las perturbaciones.

20 Como las bandas muertas y el margen son los mismos para los valores filtrados que para los valores instantáneos, es evidente que es más probable que las señales instantáneas desencadenen una señal de advertencia, dado que los transitorios de alta frecuencia se eliminan por filtración en las señales filtradas.

25 Es importante monitorizar el valor instantáneo para detectar un comportamiento oscilante/parpadeante.

Se detecta parpadeo cuando el valor de medición se alterna entre fenómenos negativo y positivo múltiples veces (3 veces) dentro de un periodo corto de tiempo predeterminado (2 s).

Fenómeno negativo: $Q_{meas} < Q_{measMín}$

Fenómeno positivo: $Q_{meas} > Q_{measMáx}$

30 Fenómeno negativo: $V_{meas} < V_{measMín}$

Fenómeno positivo: $V_{meas} > V_{measMáx}$

La ventana de parpadeo es una ventana en movimiento para detectar los fenómenos de parpadeo.

En una realización, la ventana de parpadeo se establece por el usuario en un intervalo de 1 a 5 segundos. Preferiblemente, la ventana de parpadeo está en un intervalo de 1 a 3 segundos.

35 Existe un límite para fenómenos de parpadeo durante la ventana de detección. Cuando se excede, se activará una alarma de advertencia de parpadeo.

En una realización, la alarma de parpadeo se establece por el usuario en un intervalo de 1 a 5 fenómenos.

En una realización, hay un conjunto de indicadores para hacer un seguimiento de qué características están habilitadas, hay:

- 40
- un indicador para habilitar/deshabilitar la característica de supervisión global; y
 - un indicador para deshabilitar/habilitar la supervisión de un fenómeno fuera de margen de medición filtrado. Esto sólo se aplica cuando se habilita la supervisión; y finalmente,
 - un indicador para deshabilitar/habilitar la supervisión de un fenómeno fuera de margen de medición instantánea y un fenómeno de parpadeo. Esto sólo se aplica cuando se habilita la supervisión.

El contador de parpadeo cuenta los cambios de la señal por encima o por debajo de los intervalos.

Si el “contador de parpadeo” es mayor que un valor predefinido durante un periodo de temporizador, entonces debe activarse una nueva alarma: “oscilaciones/ruido detectados”.

En una realización, el límite de “contador de signo” de valor predefinido se establece en 3.

5 En una realización, el límite de “contador de signo” de valor predefinido se establece en un intervalo de 2 a 10.

La figura 3 muestra una situación de parpadeo con un trazado de tiempo de una medición 350 (puede ser una tensión o potencia reactiva), la señal de referencia 315 está en estado estacionario en el ejemplo. La ventana de parpadeo se inicia 301 tan pronto como las señales exceden el intervalo superior, intervalo (+) 310. El temporizador que está en la figura se establece en 1 segundo y, por tanto, termina. El primer fenómeno 301 inicia también el contador de parpadeo y lo aumenta a 1, el siguiente fenómeno 302 se produce cuando la señal va por debajo del intervalo inferior, intervalo (-) 320, y el contador de parpadeo se aumenta a 2, el tercer fenómeno 303 ocurre cuando las señales exceden el intervalo superior, intervalo (+) 310, y el contador de parpadeo se aumenta a 3. El temporizador expira en 311, en este ejemplo el contador de parpadeo ya ha alcanzado el valor límite, por tanto debe activarse el indicador de advertencia de parpadeo. Un nuevo fenómeno 304 inicia un nuevo temporizador.

10 La figura 4 muestra un ejemplo con otra señal de medición 450 (que puede ser una tensión o potencia reactiva); la señal de referencia 415 está en estado estacionario en el ejemplo. El contador de fenómenos se inicializa cuando la señal de medición 450 excede el intervalo superior, intervalo (+) 410 en el momento 401, simultáneamente se inicia el temporizador de fenómenos, en este caso se establece en 1 segundo, que expira en el momento 411, la medición se ha establecido con el intervalo definido por el intervalo (+) 410 y el intervalo (-) 420.

20 Se usan varias señales internas para hacer funcionar la supervisión. Estas señales se usan internamente para hacer pruebas y no se exponen al usuario. Se inicializan a un valor apropiado y pueden cambiarse de manera dinámica en el tiempo de ejecución.

En una realización de la presente invención, los fenómenos predefinidos determinados pueden deshabilitar la supervisión.

25 Algunas de las condiciones para deshabilitar una supervisión se enumeran a continuación, la lista puede no ser completa, y otros fenómenos serán obvios para el experto en la técnica.

La supervisión debe detenerse cuando cualquiera de estas condiciones sea verdadera.

– Durante una transferencia sin perturbaciones.

30 ○ Transferencia sin perturbaciones se produce cuando el controlador de central eléctrica conmuta de un modo de funcionamiento a otro, en este caso, se implementa un sistema para reducir transitorios en el sistema de control.

– LVRT está activado

35 ○ LVRT significa suministro ininterrumpido en baja tensión, en este caso, el nivel de tensión en el PCC experimenta grandes caídas de tensión en un periodo más corto o más largo de tiempo, la WPP se designa para soportar estos fenómenos, pero como la recuperación es muy transitoria, se detiene la supervisión.

– Porcentaje real de WTG en línea < porcentaje en línea mínimo

○ Cuando están conectadas muy pocas turbinas.

– STATCOM está configurado pero no en línea

40 ○ En este caso, el PPC puede esperar soporte de red del STATCOM, pero como no está en línea, el rendimiento no es el esperado.

Una vez que estas condiciones se quitan, la supervisión se reiniciará con demora definida por el usuario tras una condición de detención para evitar una detención y un reinicio innecesarios cuando las condiciones de funcionamiento estén cambiando con demasiada frecuencia.

45 Otros fenómenos pueden beneficiarse de un periodo de espera de supervisión, en el que la supervisión está temporalmente deshabilitada.

La supervisión debe demorarse durante un cambio de referencia y el periodo de respuesta de control para evitar una falsa alarma.

Los cambios en potencia reactiva se denominan a continuación DQ, es decir, delta Q.

Para mantener en espera la supervisión, tan pronto como el filtrado o la medición estén fuera de los niveles de delta Q, y antes de que se emita una alarma:

Para la medición instantánea, el temporizador de espera se implementa de la siguiente manera:

- 5 un temporizador de espera debe iniciarse como mínimo a un tiempo similar a la respuesta de tiempo del controlador. En este caso, los DQ deben usarse de la siguiente manera:

$$\text{Valor(es) de temporizador} = \left[- \frac{\ln(DQ')}{2,235 \times T_{estab}^{-1,017}} \right]$$

Cuando el temporizador termina, entonces comprueba si la señal está fuera de los DQ para generar la alarma. Si la medición vuelve a encontrarse dentro de los niveles de DQ durante el periodo de espera, el temporizador se restablece y se cancela la espera.

- 10 Se usa una variable como protección para el valor de temporizador de espera calculado. La ecuación de temporizador de espera producirá un valor negativo para $x > 1$ en el $\ln(x)$. Cuando se produce un valor de temporizador no válido, se usa el mínimo.

Para la medición filtrada, el temporizador de espera se implementa de la siguiente manera:

- 15 Un temporizador de espera debe iniciarse incluyendo la respuesta de filtro. En este caso, los DQ deben usarse de la siguiente manera:

$$\text{Valor(es) de temporizador} = \left[- \ln(0,428 \times DQ') \times T_{estab} \right]$$

Donde

$$DQ' = \frac{DQ_{usuario}}{ABS((Qref_k - Qref_{k-1}) - ((Qm_k - Qm_{k-1})))}$$

Para las señales de tensión, la situación es muy similar, reemplazando DQ en la fórmula anterior por DV, donde

20
$$DV' = \frac{DV_{usuario}}{ABS((Vref_k - Vref_{k-1}) - ((Vm_k - Vm_{k-1})))}$$

Donde

$Qref_k$ es el Qref en la muestra actual, y

$Qref_{k-1}$ es el Qref en la muestra anterior

Qm_k es el Qmeas en la muestra actual, y

- 25 Qm_{k-1} es el Qmeas en la muestra anterior

Lo mismo se aplica para las muestras de tensión.

Cuando ha expirado el temporizador, se comprueban las señales para determinar si se encuentran fuera de los DQ con el fin de generar la alarma. Si la medición filtrada vuelve a encontrarse dentro de los niveles de DQ durante el periodo de espera, se restablece el temporizador y se cancela la espera.

- 30 En una realización de la presente invención, se aplica un margen de seguridad adicional multiplicando un factor 1,1 al temporizador, denominado en este caso factor de mantenimiento. El valor de temporizador se multiplica por un factor de 1,1 solamente para mayor seguridad (dado que las ecuaciones anteriores se calculan para sistemas de primer orden).

En otra realización, el factor de mantenimiento está en un intervalo de 0,5 a 5.

- 35 La figura 5 muestra un diagrama de flujo de un método según la invención para la supervisión de una medición eléctrica en una central eléctrica eólica, con una pluralidad de generadores de turbina eólica, comprendiendo el método: etapa 501 de medir una medición de un parámetro eléctrico en la central eléctrica eólica; etapa 502 de determinar una diferencia entre la medición y un valor de referencia; etapa 503 de aumentar un contador de fenómenos en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral; etapa 504 de activar un primer indicador de advertencia en caso de que se aumente el contador de fenómenos. El método mostrado en la figura 5 puede
40 llevarse a cabo en un controlador de central eléctrica.

5 En resumen la invención se refiere a un método para la supervisión de una medición eléctrica en una central eléctrica eólica, con una pluralidad de generadores de turbina eólica, comprendiendo el método, a) medir una medición de un parámetro eléctrico 311 en la central eléctrica eólica, b) determinar una diferencia entre la medición y un valor de referencia, c) en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral, aumentar un contador de fenómenos, d) en caso de que se aumente el contador de fenómenos, activar un primer indicador de advertencia. La invención se refiere también a un controlador de central eléctrica 250 dispuesto para supervisar una central eléctrica eólica según el método; la central eléctrica eólica comprende una pluralidad de generadores de turbina eólica.

10 Según los aspectos de la presente invención, se proporciona al menos un producto de programa informático que puede cargarse directamente en la memoria interna de al menos un ordenador digital, que comprende partes de código de software para realizar las etapas del método según cualquiera de las realizaciones dadas a conocer en el presente documento, cuando dicho al menos un producto se ejecuta en dicho al menos un ordenador.

Cualquier valor de dispositivo o intervalo dado en el presente documento puede extenderse o alterarse sin perder el efecto buscado, tal como resultará evidente para el experto en la técnica.

15 Se entenderá que los beneficios y las ventajas descritos anteriormente pueden referirse a una realización o pueden referirse a varias realizaciones. Se entenderá adicionalmente que la referencia a “un” elemento puede referirse uno o más de esos elementos.

20 Se entenderá que la descripción anterior de una realización preferida se da sólo a modo de ejemplo y que los expertos en la técnica pueden hacer diversas modificaciones. La memoria descriptiva, los ejemplos y los datos anteriores proporcionan una descripción completa de la estructura y el uso de realizaciones a modo de ejemplo de la invención. Aunque se han descrito anteriormente diversas realizaciones de la invención con un grado determinado de particularidad, o con referencia a una o más realizaciones individuales, los expertos en la técnica pueden hacer numerosas alteraciones a las realizaciones dadas a conocer sin apartarse del alcance de esta invención.

REIVINDICACIONES

1. Método para la supervisión de un parámetro eléctrico (311) en una central eléctrica eólica, comprendiendo la central eléctrica eólica una pluralidad de generadores de turbina eólica, comprendiendo el método:
 - a) medir el parámetro eléctrico (311) en la central eléctrica eólica,
 - 5 b) determinar una diferencia entre el parámetro de medición y un valor de referencia,
 - c) en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral, aumentar un contador de fenómenos, y
 - d) en caso de que el contador de fenómenos se aumente, activar un primer indicador de advertencia,
 - e) determinar un signo de la diferencia,
 - 10 f) en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral y el signo de una diferencia anterior haya pasado de negativo a positivo o de positivo a negativo, aumentar un contador de parpadeo,
 - g) en caso de que se aumente el contador de parpadeo, iniciar una ventana de parpadeo con una segunda duración de tiempo predeterminada,
 - h) repetir las etapas a) a g) una vez cada periodo de tiempo de muestra predefinido,
 - 15 i) en caso de que el contador de parpadeo sea mayor que un valor límite predeterminado, activar un indicador de advertencia de parpadeo, y
 - j) restablecer el contador de parpadeo cuando expire la ventana de parpadeo.
2. Método según la reivindicación 1, en el que el método comprende además:
 - en caso de que se aumente el contador de fenómenos, iniciar un temporizador de fenómenos con una duración de tiempo predeterminada,
 - 20 – repetir las etapas a), b), c) y d) una vez cada periodo de tiempo de muestra predefinido,
 - en caso de que el contador de fenómenos sea mayor que un valor límite predeterminado, activar un segundo indicador de advertencia, y
 - restablecer el contador de fenómenos cuando expire el temporizador de fenómenos.
3. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 2, en el que el parámetro eléctrico es una tensión o potencia reactiva.
4. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que la medición es un valor instantáneo del parámetro eléctrico.
5. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que el método comprende además:
 - 30 – el filtrado de paso bajo de la medición del parámetro eléctrico, de modo que la medición es un valor filtrado del parámetro eléctrico.
6. Método según la reivindicación 1 ó 2, en el que el valor umbral se selecciona como una combinación de una banda muerta y un margen.
7. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en el que la supervisión se inhabilita temporalmente según un fenómeno predefinido, tal como un cambio de referencia o un transitorio en el valor de referencia.
- 35 8. Método según la reivindicación 7, en el que el método comprende además:
 - determinar un cambio delta en la medición comparada con la medición de una muestra anterior, y
 - establecer una duración de la inhabilitación temporal de la supervisión según el cambio delta.
9. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, en el que la supervisión se inhabilita según un fenómeno predefinido.
- 40 10. Método según la reivindicación 9, en el que el fenómeno predefinido es una situación en la que un porcentaje de la pluralidad de generadores de turbina eólica en un modo de funcionamiento está por debajo de un porcentaje predeterminado.
11. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, en el que el método comprende además:

- en caso de que se active un primer indicador de advertencia, un segundo indicador de advertencia o un indicador de advertencia de parpadeo, cambiar la configuración de control y/o ajustes de un controlador de central eléctrica que controla la pluralidad de generadores de turbina eólica.
- 5 12. Al menos un producto de programa informático que puede cargarse directamente en la memoria interna de al menos un ordenador digital, que comprende partes de código de software adaptadas para realizar las etapas del método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11 cuando dicho al menos un producto se ejecuta en dicho al menos un ordenador.
- 10 13. Controlador de central eléctrica (250) dispuesto para supervisar una central eléctrica eólica, comprendiendo la central eléctrica eólica una pluralidad de generadores de turbina eólica, en el que el controlador de central eléctrica está dispuesto para:
- medir un parámetro eléctrico (311) en la central eléctrica eólica,
- determinar una diferencia entre el parámetro eléctrico medido y un valor de referencia, y
- en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral, aumentar un contador de fenómenos, y
- en caso de que se aumente el contador de fenómenos, activar un primer indicador de advertencia,
- 15 determinar un signo de la diferencia,
- en caso de que la diferencia sea mayor que un valor umbral y el signo de una diferencia anterior para una muestra anterior haya pasado de negativo a positivo o de positivo a negativo,
- aumentar un contador de parpadeo,
- 20 en caso de que se aumente el contador de parpadeo, iniciar una ventana de parpadeo con una segunda duración de tiempo predeterminada,
- repetir las etapas anteriores una vez cada periodo de tiempo de muestra predefinido,
- en caso de que el contador de parpadeo sea mayor que un valor límite predeterminado, activar un indicador de advertencia de parpadeo,
- restablecer el contador de parpadeo cuando expire la ventana de parpadeo.
- 25

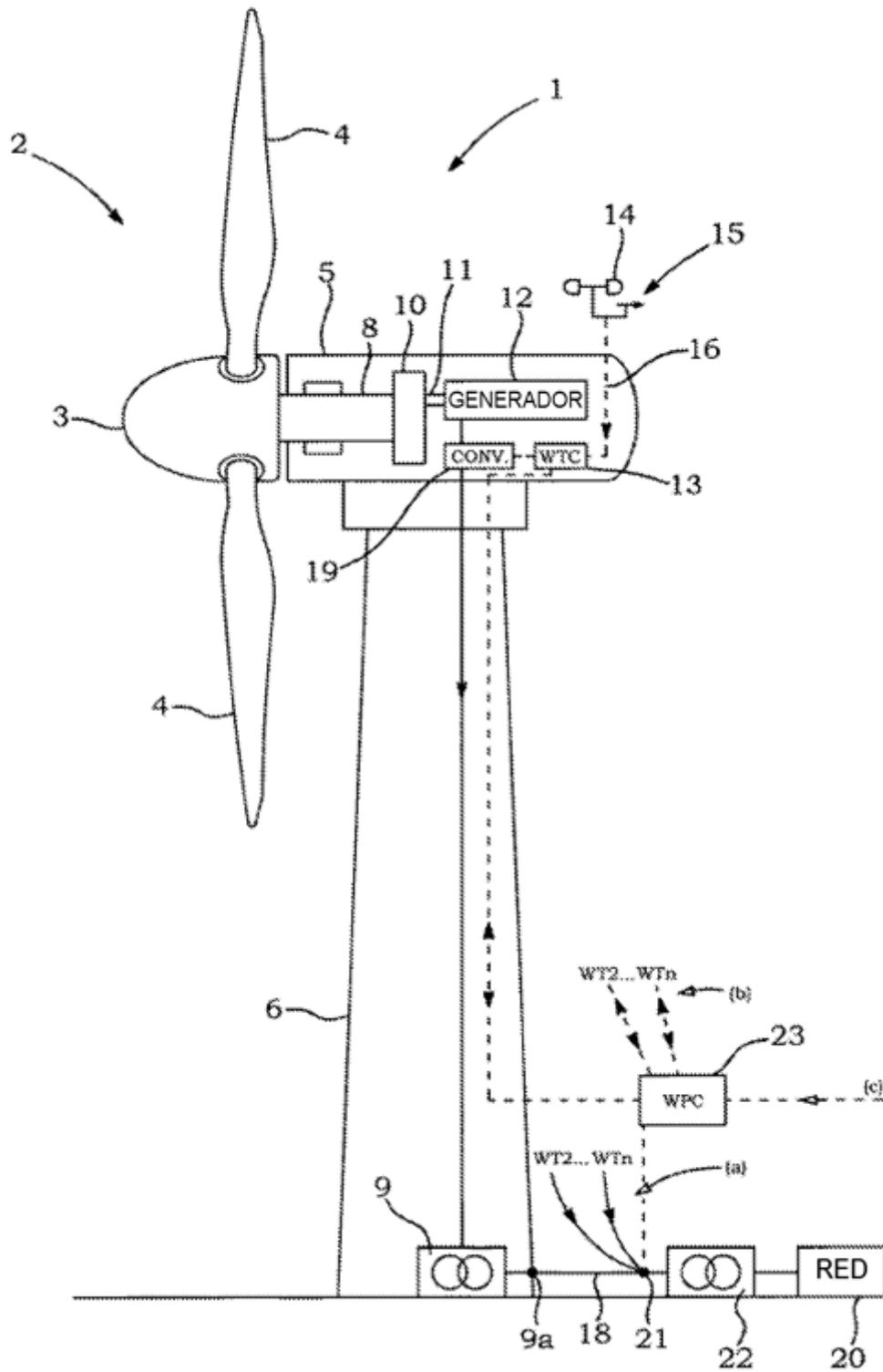


Figura 1

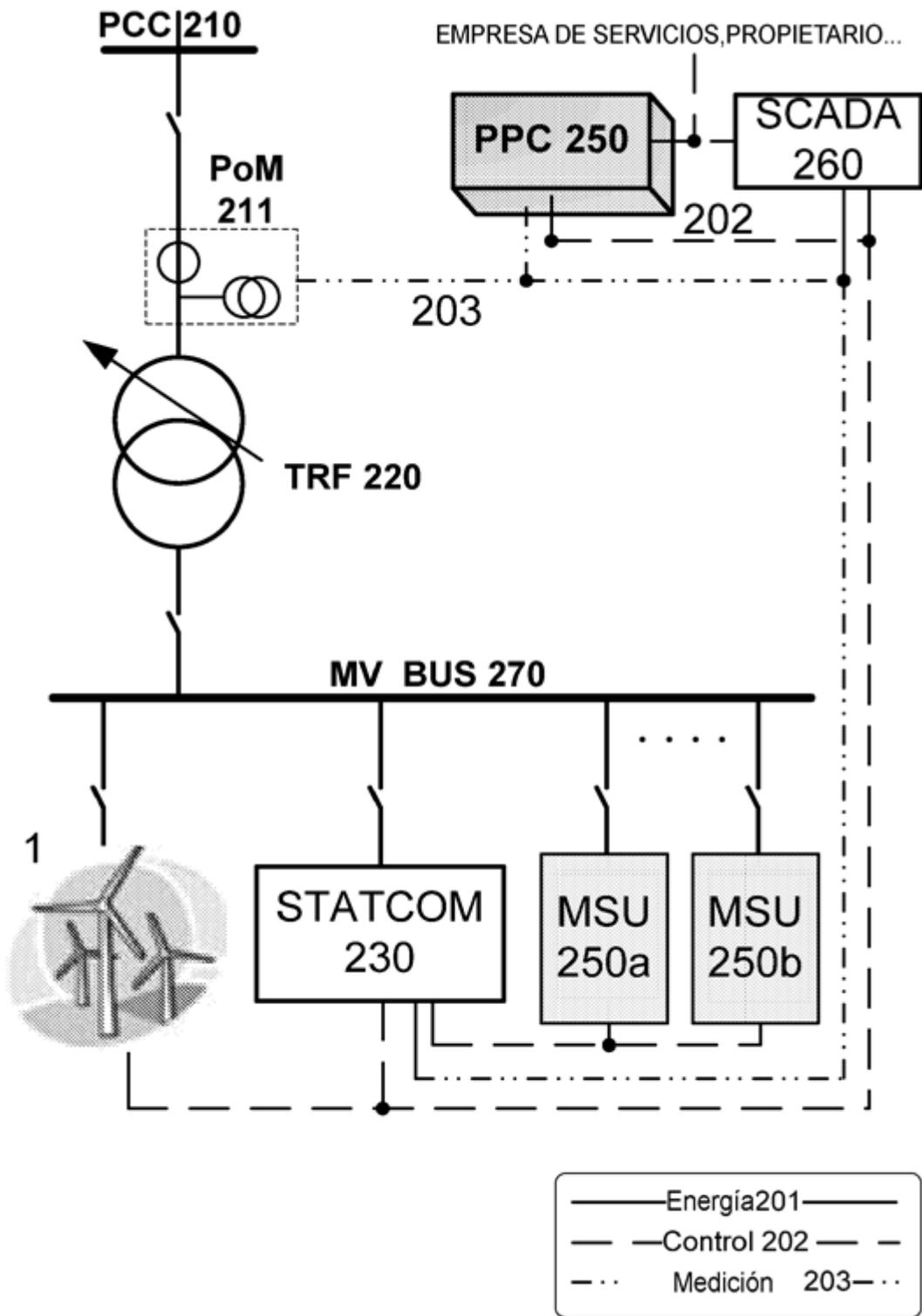


Figura 2

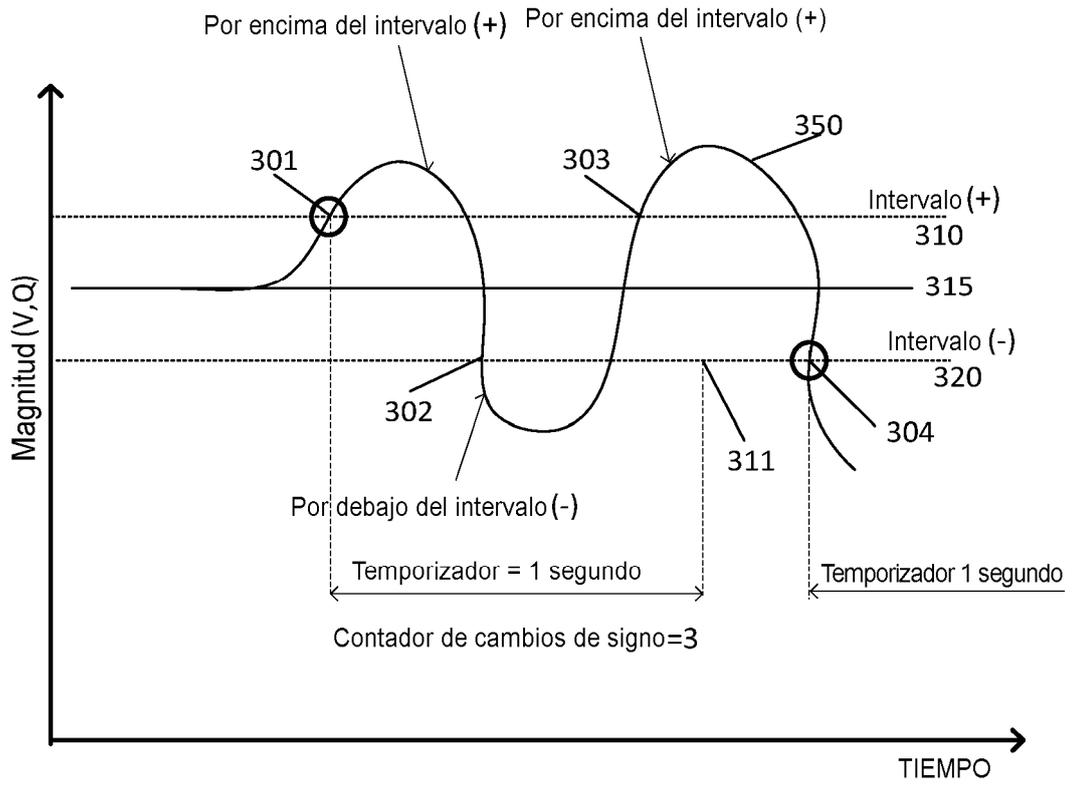


Figura 3

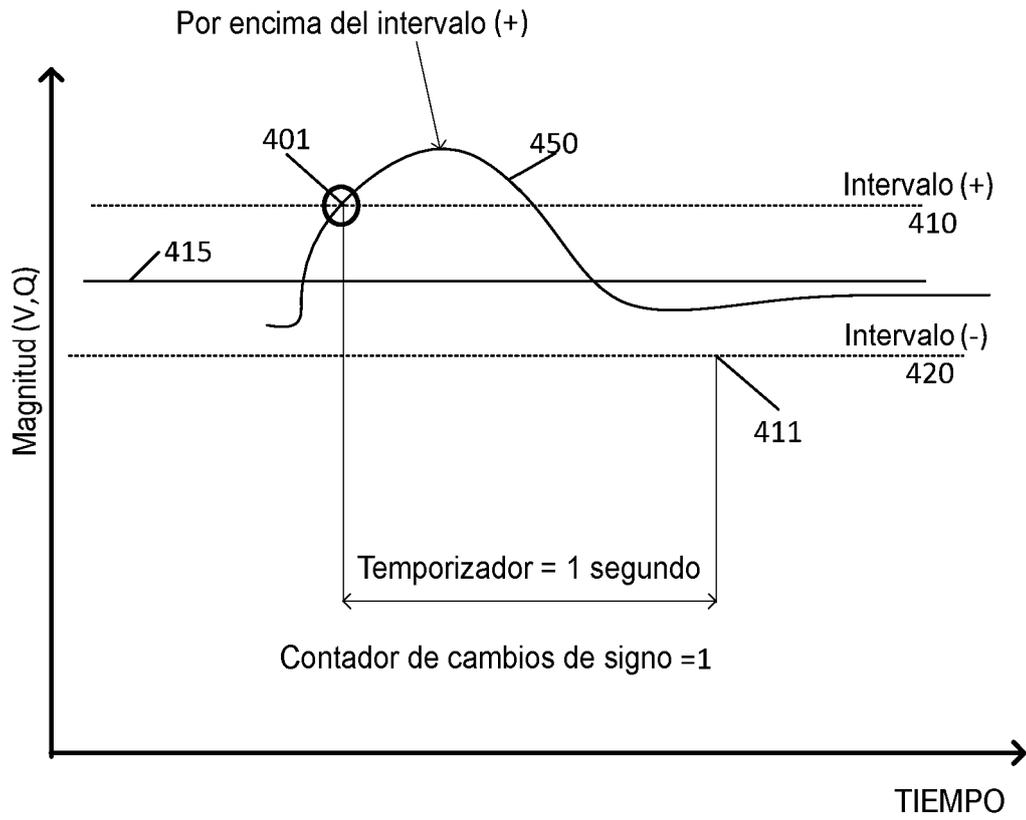


Figura 4

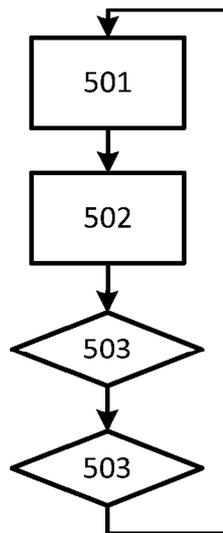


Figura 5