

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 760 748**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

H02J 3/18 (2006.01)

H02J 3/46 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **06.04.2018 E 18020138 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.11.2019 EP 3396156**

54 Título: **Método de control para una planta eólica, y planta eólica asociada**

30 Prioridad:

28.04.2017 ES 201700563

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

14.05.2020

73 Titular/es:

**SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY
INNOVATION & TECHNOLOGY, S.L. (100.0%)
Avenida de la Innovación 9-11
31621 Sarriguren (Navarra), ES**

72 Inventor/es:

**BERASAIN BALDA, JOSÉ IGNACIO;
LÓPEZ SEGURA, CÉSAR ANTONIO;
MENDIZÁBAL ABASOLO, PATXI y
BERASAIN BALDA, ALBERTO**

ES 2 760 748 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

Método de control para una planta eólica, y planta eólica asociada

5 Sector de la técnica

La presente invención se relaciona con métodos de control para plantas eólicas conectadas a una red eléctrica, ante perturbaciones en la red eléctrica, y con plantas eólicas asociadas.

10 Estado de la técnica

15 Hoy en día el uso de la energía eólica como fuente de energía eléctrica es ampliamente conocido. La energía eólica se obtiene a partir de aerogeneradores, que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica, y dicha energía mecánica en energía eléctrica. Los aerogeneradores comprenden generalmente una torre, una góndola situada en el vértice de la torre, y un rotor que está soportado en la góndola por medio de un eje. Una pluralidad de generadores de diferentes aerogeneradores puede además agruparse, para formar una planta eólica.

20 El crecimiento significativo en la aceptación de la generación de energía eólica ha llevado a varios países y operadores de red eléctrica a implementar requisitos estrictos de conexión a la red para las plantas eólicas, requisitos que también se conocen como códigos de red. Algunos códigos de red, como los códigos de red impuestos en países como Alemania y España, por poner dos ejemplos, requieren que los generadores de los aerogeneradores de una planta eólica, de forma continua y antes, durante y después de la perturbación, cumplan determinados requisitos, tanto en régimen estacionario como durante perturbaciones de la red eléctrica, de forma que la planta eólica permanezca conectada a la red durante una perturbación de la red, y así como que realice un control de reactiva en su punto de acoplamiento común (PCC, "*Point of Common Coupling*"), de acuerdo con un perfil de inyección basado en la caída de tensión durante la perturbación de red.

35 En el estado de la técnica actual, la respuesta de las plantas eólicas durante perturbaciones en la red eléctrica que modifiquen el voltaje del punto de acoplamiento común de la planta eólica tal que fuera del rango de operación permanente se realiza de forma local, en cada uno de los elementos que forman parte de la planta eólica (aerogeneradores y/o unidades de compensación de reactiva tales como STATCOM ("*STATIC synchronous COMPensator*") si las hubiera, por ejemplo). Esta solución utiliza la rápida capacidad de respuesta de cada uno de los elementos dinámicos de la planta, pero esta respuesta no está optimizada ya que cada uno de estos elementos no se comunica con el resto de elementos ni tiene acceso a las medidas del punto de acoplamiento común.

45 Con esta solución no es posible asegurar un funcionamiento adecuado del conjunto de la planta eólica, sino que se asegura un funcionamiento adecuado de cada uno de los elementos controlables de la planta eólica individualmente, y es necesario extrapolar cuál será el funcionamiento de la planta eólica en su conjunto definiendo un comportamiento estimado de todos los elementos de la planta eólica, tales como: viento en cada aerogenerador, número de aerogeneradores en operación, y estado de los elementos variables de subestación (unidades de compensación, condensadores, inductancias, interruptores, etc.). Esta estimación debe realizarse para un único escenario, por lo que no siempre representa el estado actual de la planta eólica y no garantiza el cumplimiento adecuado de requisitos en el punto de acoplamiento común.

50 Esta limitación se compensa negociando las posibles desviaciones que pueden ocurrir en el punto de acoplamiento común con el operador y transportista de la planta eólica (TSO,

"Transmission System Operator"), y si la negociación no es posible, instalando una mayor capacidad de generación controlable en la planta eólica que permita cubrir el peor escenario (utilizando más las capacidades de los aerogeneradores, y/o instalando aerogeneradores de mayores prestaciones, y/o instalando unidades de compensación tales como STATCOM, por ejemplo, y/o aumentando las capacidades de las unidades de compensación, por ejemplo).

En el documento de patente US2015/137520A1 se describe una planta eólica y un método de control del mismo. Un controlador de planta central está configurado para controlar una salida eléctrica de la planta eólica en caso de una falla transitoria de bajo voltaje de la red eléctrica. El controlador central de la planta se configura, después de una etapa de falla en respuesta a la detección de una falla de bajo voltaje durante la cual los aerogeneradores atraviesan la falla de la red, para controlar la planta eólica durante una etapa de soporte posterior a la falla para proporcionar solo energía real, o realizar un control de voltaje. El controlador de planta central está configurado para reanudar el control de la planta eólica de acuerdo con el modo de operación de la red nominal, que prevaleció antes de la falla de bajo voltaje, en una etapa de operación de red nominal.

En el documento de patente WO2015078472A1 se describe un control con el que se controlan la inyección y la absorción de potencia reactiva en una planta eólica. Además de los aerogeneradores, la planta eólica aquí descrita comprende dispositivos de regulación de potencia reactiva (unidades de compensación de reactiva), tales como dispositivos de MSU ("Mechanically Switched Unit") y STATCOM. La potencia reactiva generada por los dispositivos de regulación se controla mediante el controlador de planta, de manera que la cantidad combinada de potencia reactiva producida por los aerogeneradores y por los dispositivos de regulación satisface la cantidad deseada de potencia reactiva. En caso de fallo de comunicación entre el controlador de planta y uno de los dispositivos de regulación, el controlador de planta es reconfigurado para compensar la capacidad de dicho dispositivo e inyectar o absorber la cantidad de potencia reactiva necesaria en/desde la red.

En el documento de patente WO2015086022A1 se divulga un método para controlar la inyección de comente reactiva en una planta eólica durante un fallo de red. Se mide la cantidad de corriente reactiva que tiene que inyectar la planta eólica a la red durante el fallo, se determina una diferencia entre la comente reactiva que se está inyectando y comente reactiva que se tiene que inyectar, y se controlan los aerogeneradores de la planta eólica para generar la diferencia de corriente activa determinada.

Descripción de la invención

El objeto de la invención es el de proporcionar un método de control para una planta eólica, y una planta eólica asociada, según se define en las reivindicaciones. La invención se define en las reivindicaciones dependientes.

Las realizaciones preferidas de la invención se definen en las reivindicaciones dependientes. Un primer aspecto de la invención se refiere a un método de control para una planta eólica que está conectada a una red eléctrica y que comprende una pluralidad de unidades de generación, tales como aerogeneradores, por ejemplo, y un controlador local asociado a cada unidad de generación. Con el método se determina de manera dinámica y recurrente la presencia o ausencia de una perturbación en la tensión de la red eléctrica. Cuando se determina la presencia de una perturbación, se implementa una fase de control de manera dinámica y recurrente mientras dura dicha presencia, durante la cual se controlan las unidades de generación para que controlen la potencia (activa y/o reactiva) sobre el punto de acoplamiento común de la planta eólica y participen así en la estabilización de la tensión de la red. Una vez se determina la desaparición de dicha perturbación, el método deja de implementar la fase de control.

5 Cuando se determina la desaparición de la perturbación, y en ausencia de otra perturbación, además de dejarse de implementar la fase de control, se implementa una fase de estabilización de manera dinámica y recurrente durante un intervalo de tiempo limitado. El intervalo de tiempo limitado se puede predeterminar en base a experiencias y/o estudios previos, por ejemplo, donde se estima o mide el tiempo que transcurre entre la desaparición de una perturbación y la estabilización completa de la red, aunque, por ejemplo, también podría determinarse en tiempo real en base a mediciones (preferentemente de características eléctricas de la red). Esto provoca que el intervalo de tiempo limitado pueda variar de unas plantas a otras, y de unos casos a otros, siendo mayor en caso de redes débiles y/o plantas eólicas de gran tamaño y/o perturbaciones más bruscas. Habitualmente, este intervalo de tiempo limitado es del orden de algunos segundos. En la fase de estabilización, mientras se siguen controlando las unidades de generación para que controlen la potencia sobre el punto de acoplamiento común de la planta eólica, de tal manera que se provee un transitorio controlado y suave hasta que la tensión de la red se estabiliza. Características obligatorias adicionales del método según la invención se definen en la reivindicación 1.

20 En resumen, de acuerdo con algunas características de la reivindicación 1, con el método propuesto se determina de manera dinámica y recurrente la presencia o ausencia de una perturbación en la tensión de la red eléctrica, y:

- cuando se detecta una perturbación, se implementa una fase de control de manera dinámica y recurrente durante la presencia de la misma; y
- 25 – cuando se detecta la desaparición de dicha perturbación, se deja de implementar la fase de control y se implementa una fase de estabilización de manera dinámica y recurrente, durante un intervalo de tiempo limitado suficiente para la estabilización de la red.

30 Mientras no se determine la presencia de una perturbación (y no se esté ejecutando la fase de estabilización), el método implementa una fase de régimen permanente en la que su objetivo es cumplir con los requisitos que aplican a la red mediante las unidades de generación.

35 A diferencia de lo que ocurre en algunos sistemas conocidos donde, para estabilizar la red eléctrica, sólo se actúa de forma independiente durante la presencia de una perturbación en dicha red, con el método propuesto no sólo se ayuda en la estabilización de la red durante la presencia de perturbaciones utilizando las unidades de generación de forma coordinada sino que también se ayuda a estabilizar la red durante el transitorio que ocurre entre la desaparición de dichas perturbaciones y el estado en régimen permanente de la red eléctrica, asegurándose en mayor medida una correcta estabilización de la red sin que ello afecte además a las capacidades de la planta eólica una vez desaparecida la perturbación. Esto evita además cambios bruscos en la generación de la planta eólica, por ejemplo, evita cambios bruscos que podrían repercutir negativamente en la red a la que está conectada.

45 Un segundo aspecto de la invención se refiere a una planta eólica que está conectada a una red eléctrica y que comprende una pluralidad de unidades de generación. La planta eólica está adaptada y configurada para soportar e implementar un método de acuerdo con el primer aspecto de la invención, obteniéndose así las mismas ventajas que se han comentado para dicho método.

50 Estas y otras ventajas y características de la invención se harán evidentes a la vista de las figuras y de la descripción detallada de la invención.

Descripción de los dibujos

La figura 1 muestra esquemáticamente una realización de una planta eólica según la invención.

5 Descripción detallada de la invención

Un primer aspecto de la invención se refiere a un método de control para una planta eólica 100 que está conectada a una red 1 eléctrica y que comprende una pluralidad de unidades de generación 2, tales como aerogeneradores, por ejemplo, y un controlador local 3 asociado a cada unidad de generación 2. La planta eólica 100 comprende además un convertidor 2a asociado a cada unidad de generación 2, actuando cada controlador local 3 sobre su convertidor 2a asociado para controlar la generación de potencia de la correspondiente unidad de generación 2.

15 El método se ejecuta de manera dinámica y recurrente. En la figura 1 se muestra una realización de la planta eólica 100, que comprende además un controlador de planta 5 que actúa como controlador de la planta eólica 100. El controlador de planta 5 está comunicado con los controladores locales 3, de tal manera que se posibilita controlar la generación de las unidades de generación 2 a través de los respectivos controladores locales 3.

20 Con el método se determina la presencia o ausencia de una perturbación en la tensión de la red 1, y se realiza un control específico sobre las unidades de generación 2 de la planta eólica 100 cuando se determina la presencia de una perturbación para estabilizar la red 1, manteniendo las unidades 2 conectadas a la red 1. En el contexto de la invención, por perturbación en la tensión de la red 1 hay que interpretar lo que se conoce comúnmente como perturbación de baja tensión o LVRT ("*Low Voltage Ride Through*") o como perturbación de alta tensión o HVRT ("*High Voltage Ride Through*").

30 Para determinar la presencia o ausencia de una perturbación, el método implementa las siguientes mediciones de manera dinámica y recurrente:

- 35 – al menos una característica eléctrica de la red 1 en el punto de acoplamiento común PCC de la planta eólica 100, preferentemente la tensión eléctrica en dicho punto de acoplamiento común PCC, es medida, siendo dicho punto de acoplamiento común PCC el punto común a través del cual son acopladas todas las unidades de generación 2 a dicha red 1; y
- 40 – al menos una característica eléctrica en un punto de acoplamiento LV local asociado a cada unidad de generación 2, preferentemente la tensión eléctrica en dicho punto de conexión LV, es medida.

En general, se determina la presencia de una perturbación cuando el valor medido de al menos una de las características eléctricas medidas supera un valor umbral máximo predeterminado asociado respectivo o está por debajo de un umbral mínimo predeterminado asociado respectivo, determinándose la ausencia de una perturbación en caso contrario. En particular:

- 50 – Cuando el valor medido en el punto de acoplamiento común PCC supera el valor umbral máximo predeterminado correspondiente o está por debajo del valor umbral mínimo predeterminado correspondiente, el controlador de planta 5 determina la presencia de una perturbación y el controlador de planta 5 se dispone en estado de perturbación.
- Cuando el valor medido en un punto de acoplamiento LV supera el valor umbral máximo predeterminado correspondiente o está por debajo del valor umbral mínimo

5 predeterminado correspondiente, el controlador local 3 correspondiente determina la presencia de una perturbación local y dicho controlador local 3 se dispone en estado de perturbación. Dicho controlador local 3 transmite además esta información al controlador de planta 5, que de esta manera conoce en cada momento si alguno de los controladores locales 3 está o no en estado de perturbación, y el controlador de planta 5 puede pasar también a estado de perturbación en función del número de controladores locales 3 en estado de perturbación en cada caso. Preferentemente, se exige un número específico de controladores locales 3 que detecten una perturbación para el controlador de planta 5 (o un porcentaje de los controladores locales 3 totales presentes en la planta eólica 100) es requerido, y este número (o porcentaje) se puede predeterminar para cada caso en base, por ejemplo, a ensayos y/o estudios previos. Si un controlador local 3 no determina ninguna perturbación, dicho controlador local 3 está en estado estacionario y actúa sobre la unidad de generación 2 correspondiente en función de dichas consignas.

15 Diferentes controladores 3 pueden determinar simultáneamente la presencia de una perturbación local, pero sólo el controlador 5 puede determinar la presencia de una perturbación a nivel general de la planta eólica.

20 Cuando se determina la presencia de una perturbación, sea cual sea el controlador 3 y 5 que la ha determinado, se activa una fase de control que se ejecuta de manera dinámica y recurrente, mientras se siga determinando la presencia de la perturbación. Durante dicha fase de control, en paralelo se sigue determinando la presencia o ausencia de una perturbación de la manera mencionada anteriormente, de tal manera que con el método se puede determinar cuándo desaparece una perturbación, y la fase de control se desactiva (o deja de implementarse) cuando se determina dicha desaparición.

25 Cuando se determina dicha desaparición (y no se determina la presencia de ninguna otra perturbación), además de desactivarse la fase de control, se activa una fase de estabilización que se ejecuta de manera continua y recurrente durante un intervalo de tiempo limitado. Al pasar a la fase de estabilización, el controlador de planta 5 pasa del estado de perturbación a un estado de estabilización.

30 En la fase de control, se controlan las unidades de generación 2 de la planta eólica 100 para que cumplan los requisitos de potencia exigidos para la planta eólica 100 ante la presencia de una perturbación (por ejemplo, la generación de corriente y/o potencia a inyectar en la red 1). Dicho control está bajo la responsabilidad del controlador de planta 5 a través del controlador local 3 correspondiente en cada caso, o es el propio controlador local 3 que no sigue las posibles instrucciones que pudiera recibir por parte del controlador de planta 5, tal y como se detalla más adelante. Cuando la responsabilidad cae en el propio controlador local 3, en el contexto de la invención se dice que dicho controlador local 3 actúa de manera independiente o en modo local.

35 En la fase de estabilización, se siguen controlando las unidades de generación 2 de la planta eólica 100 para cumplir los requisitos de potencia, con el propósito de proveer un transitorio controlado y suave después que desaparece la perturbación hasta que la tensión de la red 1 se estabiliza en régimen permanente.

40 En general, durante la perturbación y a la salida de la misma (durante la ejecución de las fases de control y de estabilización) la planta eólica 100 tiene que producir, preferentemente, corriente y/o potencia reactiva para estabilizar la tensión de la red 1. La corriente y/o potencia reactiva tiene que suministrarse además de manera dinámica de acuerdo con las medidas realizadas y a las capacidades de las unidades de generación 2.

5 Mientras no se determine la presencia de alguna perturbación (y no se esté ejecutando la fase de estabilización), el método implementa una fase de régimen permanente en la que su objetivo es cumplir con los requisitos que aplican a la red 1 (aumentar/disminuir la potencia reactiva, seguir una instrucción, etc.), mediante las unidades de generación 2. En la fase de régimen permanente, todos los controladores 3 y 5 están en un estado estacionario.

10 Durante la implementación del método, el controlador de planta 5 genera unas instrucciones de generación en todo momento, independientemente de si se ha determinado alguna perturbación o no, y las transmite a los controladores locales 3, como corresponda. En la fase de régimen permanente, estas instrucciones se refieren a la potencia a generar por las unidades de generación 2, y los controladores locales 3 actúan sobre las correspondientes unidades de generación 2 en función de dichas instrucciones recibidas.

15 Durante las fases de control y estabilización del método, sin embargo, los controladores locales 3 podrán seguir o no estas instrucciones, tal y como se detalla más adelante, pero en cualquier caso esta generación de instrucciones permite que el controlador de planta 5 tome el mando de las unidades de generación 2 lo antes posible y de la mejor manera posible cuando termina el modo local de los controladores locales 3 correspondientes, momento en el cuál los controladores locales 3 actúan sobre las unidades de generación 2 respectivas en función de las instrucciones recibidas (el controlador de planta 5 actúa como maestro).

20 En una primera realización, en las fases de control y estabilización los controladores locales 3 actúan en modo local, no siguiendo las instrucciones recibidas desde el controlador de planta 5.

25 En una segunda realización, al inicio de la fase de control y/o de la fase de estabilización, y durante un intervalo de tiempo limitado (un transitorio) establecido por el controlador local 3 correspondiente para estabilizar el valor de las variables locales, los controladores locales 3 actúan en modo local, y transcurrido dicho intervalo de tiempo dichos controladores locales 3 actúan en función de las instrucciones que reciben desde el controlador de planta 5. En la segunda realización, se considera que el transitorio (intervalo de tiempo) ha terminado o se ha estabilizado cuando se cumplen las siguientes condiciones al mismo tiempo (en el momento en el que se dan todas ellas):

35 – Ha transcurrido un intervalo de tiempo predeterminado desde la activación de la fase de control o fase de estabilización. El intervalo de tiempo se puede predeterminar en base a experiencias previas y/o estudios, por ejemplo, pudiendo variar de unas plantas a otras, y habitualmente es del orden de milisegundos (inferior a 1 segundo).

40 – Las medidas realizadas son estables.

45 – Las unidades de generación 2 están listas (o tienen capacidad para) seguir las instrucciones generadas por el controlador de planta 5, actuados por el controlador local 3 correspondiente. Esto permite, además, que el controlador de planta 5 tome el control de las unidades de generación 2 que estén listas para seguir sus instrucciones, pero no del resto, pudiendo así darse la circunstancia de que algunas unidades de generación 2 están controlados por el controlador de planta 5 a través de sus controladores locales 3 correspondientes, mientras que otras no están controladas por dicho controlador de planta 5 y actúan en modo local.

50 En términos generales, en las fases de control y estabilización la actuación de la planta eólica 100 como respuesta a cualquier perturbación es mejorada cuando el controlador de planta 5 controla los controladores locales 3, pero la respuesta transitoria ante dicha perturbación es más rápida si los controladores locales 3 actúan en modo local. Con la segunda realización se

obtiene una combinación de ambas ventajas, de una manera óptima. En la segunda realización, se mejora así el comportamiento dinámico y la controlabilidad de la planta eólica 100, lo que la puede convertir en la solución óptima para redes 1 débiles y para cuando se requieren tiempos de respuesta estrictos, por ejemplo.

5 Cada controlador local 3 está configurado para provocar que la unidad de generación 2 correspondiente siga las instrucciones generadas por el controlador de planta 5, o para que dicha unidad de generación 2 actúe en modo local, tal y como se ha comentado previamente. De manera general:

10 – Ante la ausencia de perturbaciones y con la tensión de la red 1 en régimen permanente (en fase de régimen permanente), cada controlador local 3 está en estado estacionario y está configurado para provocar que la unidad de generación 2 correspondiente cumpla los requisitos de potencia establecidos por el controlador de planta 5 (los controladores locales 3 siguen las instrucciones recibidas desde dicho controlador de planta 5).

15 – Cuando se está ejecutando la fase de control o la fase de estabilización, si un controlador local 3 está en estado estacionario provoca que la unidad de generación 2 correspondiente cumpla los requisitos de potencia establecidos por el controlador de planta 5, y si está en estado de perturbación o de estabilización, dicho controlador local 3 está configurado para actuar en modo local (primera realización), para seguir las instrucciones recibidas desde el controlador de planta 5, o para combinar los dos modos (segunda realización).

20 Cuando un controlador local 3 determina la presencia de una perturbación, y opera en modo local, dicho controlador local 3 activa un modo de generación de potencia reactiva para la unidad de generación 2 sobre la que actúa si se cumple alguna de las siguientes condiciones:

25 – el valor de la característica eléctrica medida a partir de la cual se ha determinado dicha presencia es superior a un valor de referencia y está dentro de un rango determinado de valores por encima de dicho valor de referencia, manteniéndose dicho estado mientras dure dicha perturbación y dicho valor se mantenga dentro de dicho rango,

30 – el valor de la característica eléctrica medida a partir de la cual se ha determinado dicha presencia es inferior a dicho valor de referencia y está dentro de un rango determinado de valores por debajo de dicho valor de referencia, manteniéndose dicho estado mientras dure dicha perturbación y dicho valor se mantenga dentro de dicho rango.

35 Dicho controlador local 3 activa un modo de generación de corriente reactiva para dicha unidad de generación 2 si dicho valor está fuera de ambos rangos, manteniéndose dicho modo de generación de corriente reactiva mientras dure dicha perturbación y dicho valor se mantenga fuera de ambos rangos. Dicha unidad de generación 2 genera así potencia de acuerdo a una referencia local de potencia reactiva cuando el controlador local 3 está en modo de generación de potencia reactiva, y genera potencia de acuerdo a una referencia local de corriente reactiva cuando el controlador local 3 está en modo de generación de comente reactiva. El valor de referencia puede ser un valor previsto para dicha característica eléctrica, o el valor medido de dicha característica eléctrica antes de determinarse la presencia de una perturbación, por ejemplo.

40 Cuando un controlador local 3 está en modo de generación de corriente o potencia reactiva, actúa sobre la unidad de generación 2 correspondiente para que dicha unidad de generación 2 genere una corriente o potencia reactiva, respectivamente, en función de dicho valor medido,

dado que dicho valor cambia gradualmente a medida la reactiva es generada (la red 1 estabiliza gradualmente), modificándose así las necesidades de reactiva.

5 La corriente y potencia reactiva generadas por una unidad de generación 2 se monitorizan en todo momento, y en el momento en el que el controlador local 3 correspondiente determina la presencia de una perturbación, el valor monitorizado en ese momento de la corriente y/o potencia reactiva generada se congela, pudiéndose emplear opcionalmente el valor congelado correspondiente en el modo de generación de corriente reactiva (en el caso del valor congelado de la corriente reactiva) para determinar la corriente reactiva a producir, y en el modo de
10 generación de potencia reactiva (en el caso del valor congelado de la potencia reactiva) para determinar la potencia reactiva a producir. En particular, el valor congelado se le puede sumar a un valor de compensación predeterminado ("offset"), tal y como se representa con las siguientes ecuaciones:

$$15 \quad I = I_{\text{compensación}} + I_{(\text{Vmedido})}$$

$$Q_{\text{compensación}} + Q_{(\text{Vmedido})}$$

En donde:

20 I : corriente reactiva a producir.

$I_{\text{compensación}}$: valor congelado de corriente reactiva.

25 $I_{(\text{Vmedido})}$: valor de corriente reactiva a producir, proporcional al valor medido.

Q : potencia reactiva a producir.

$Q_{\text{compensación}}$: valor congelado de potencia reactiva.

30 $Q_{(\text{Vmedido})}$: valor de potencia reactiva a producir, proporcional al valor medido.

En caso de no emplearse los valores congelados, los términos $I_{\text{compensación}}$ y $Q_{\text{compensación}}$ de las dos ecuaciones anteriores serían igual a cero.

35 Por lo general, es preferible que un controlador local 3 actúe siempre en el modo de generación de potencia reactiva, pero en algunas realizaciones, a pesar de cumplirse las condiciones para operar en ese modo, se provoca que, en un primer momento de la fase de estabilización y durante un intervalo de tiempo que preferentemente es inferior a 100 ms, dicho controlador 3 actúe en el modo de generación de corriente reactiva para reducir la tensión eléctrica de la red
40 1 (en el caso de que ésta supere el valor de referencia).

La planta eólica 100 donde se implementa el método puede comprender además al menos una unidad de compensación 4 con un controlador local 6 asociado, para aportar reactiva (corriente y/o potencia) a la red 1 cuando se requiera, tal y como se representa en la Figura 1. El controlador local 6 está comunicado con el controlador de planta 5. Una unidad de compensación 4 puede ser una STATCOM o una bancada de condensadores, por ejemplo.

50 En este caso, en el método los controladores locales 6 determinan también la presencia o ausencia de una perturbación de manera similar a la de los controladores locales 3, y para ello se mide al menos una característica eléctrica en un punto de conexión PC local asociado a cada unidad de compensación 4, preferentemente la tensión en dicho punto de conexión PC, es medida. El funcionamiento de un controlador local 6 es análogo al de un controlador local 3, por lo que lo comentado para dichos controladores locales 3 y las diferentes posibilidades de

operación de dichos controladores locales 3 son también aplicables a los controladores locales 6.

5 Un segundo aspecto de la invención se refiere a una planta eólica 100 mostrada a modo de ejemplo en la Figura 1, que está conectada a una red 1 y que comprende una pluralidad de unidades de generación 2, un controlador local 3 asociado a cada unidad de generación 2 y un controlador de planta 5 comunicado con todos los controladores locales 3. La planta eólica 100 está adaptada y configurada para soportar e implementar el método del primer aspecto de la invención, en cualquiera de sus configuraciones y/o realizaciones. Así, en algunas 10 realizaciones dicha planta eólica 100 puede comprender además una unidad de compensación 4 con su controlador local 6 asociado, como los descritos previamente para el primer aspecto de la invención. El controlador de planta 5 en estos casos está comunicado con el controlador local 6.

15 La planta eólica 100 comprende además un convertidor 2a el cual es asociado a cada unidad de generación 2, actuando el controlador local 3 sobre dicho convertidor 2a para controlar la generación de energía de dicha unidad de generación 2, y en las realizaciones correspondientes, podría comprender además un convertidor 4^a el cual es asociado a cada 20 unidad de compensación 4, tal y como se representa en la Figura 1, para controlar la generación de dicha unidad de compensación 4.

La planta eólica 100 comprende además los sensores S_{PCC} y S_{LV} (y S_{PC} , en su caso) o detectores requeridos para implementar el método, por ejemplo, aquellos requeridos para poder medir las características eléctricas a partir de las cuales se determina la presencia o 25 ausencia de las perturbaciones en la red 1 eléctrica. Estos sensores S_{PCC} y S_{LV} (y S_{PC} , en su caso) están además comunicados con los controladores 3 y 5 correspondientes (y con los controladores locales 6, en su caso).

REIVINDICACIONES

1. Método de control para una planta eólica conectada a una red (1) eléctrica y que comprende una pluralidad de unidades de generación (2) y un controlador local (3) asociado a cada unidad de generación (2), donde la presencia o ausencia de una perturbación en la tensión de la red (1) es determinada de manera dinámica y recurrente, implementándose una fase de control de manera dinámica y recurrente cuando se determina la presencia de una perturbación, y las unidades de generación (2) siendo controladas durante dicha presencia para que generen potencia y participen en la estabilización de la tensión de la red (1) durante dicha fase de control, donde además, cuando se determina la desaparición de dicha perturbación en el método, y en ausencia de otra perturbación, se deja de implementar la fase de control y se implementa de manera dinámica y recurrente una fase de estabilización durante un intervalo de tiempo limitado, mientras que las unidades de generación (2) continúan siendo controladas para generar potencia durante dicha fase de estabilización para proveer un transitorio controlado y suave hasta que la tensión de la red (1) se estabiliza,

donde cuando el controlador local (3, 6) determina la presencia de una perturbación, dicho controlador local (3, 6) opera en modo local al comienzo de la fase de control y al comienzo de la fase de estabilización, por un intervalo de tiempo limitado en cada caso, actuando en su unidad asociada (2, 4) sin seguir instrucciones del controlador de planta (5), y luego actúa, durante dichas fases y después de que haya transcurrido el intervalo de tiempo respectivo, en su unidad asociada (2, 4) siguiendo las instrucciones del controlador de planta (5),

donde cuando el controlador local (3, 6) actúa en dicho modo local, se activa un modo de generación de potencia reactiva para la unidad asociada (2, 4) si el valor de las características eléctricas medidas en el punto local de acoplamiento (LV), basado en cual perturbación correspondiente se ha determinado, es mayor que un valor de referencia específico para dicha característica eléctrica y está dentro de un rango específico de valores por encima de dicho valor de referencia, o si dicho valor es menor que dicho valor de referencia y está dentro de un rango específico de valores por debajo de dicho valor de referencia, siendo mantenido dicho modo de generación de potencia reactiva mientras dicha perturbación dure y dicho valor es mantenido dentro de uno de dichos rangos, un modo de generación de corriente reactiva siendo activado para dicha unidad (2, 4) si dicho valor está fuera de ambos rangos y siendo mantenido dicho modo de generación de corriente reactiva mientras dicha perturbación dure y dicho valor es mantenido fuera de ambos rangos, dicha unidad (2, 4) generando potencia reactiva de acuerdo con una referencia de potencia reactiva local cuando está en el modo de generación de potencia reactiva y generando corriente reactiva de acuerdo a una referencia de corriente reactiva local cuando está en el modo de generación de corriente reactiva,

donde la potencia o corriente reactiva a producir por una unidad (2, 4) cuando está en el modo de generación de potencia reactiva o en el modo de generación de corriente reactiva, respectivamente, es proporcional al valor medido de dicha característica eléctrica en su punto de acoplamiento (LV),

donde la corriente y potencia reactiva producidas por cada unidad (2, 4) son monitoreadas en todo momento, los valores monitorizados de la corriente y potencia reactiva producidas se congelan cuando el correspondiente controlador local (3, 6) determina la presencia de una perturbación, el valor congelado de la corriente reactiva se agrega a la corriente reactiva que se va a producir proporcionalmente al valor medido de dicha característica eléctrica cuando dicha unidad (2, 4) está en el modo de generación de corriente reactiva, y el valor congelado de la potencia reactiva que se agrega a la potencia reactiva a ser producida proporcional a dicho valor medido cuando dicha unidad (2, 4) es en el modo de generación de potencia reactiva.

2. Método de control para una planta eólica según la reivindicación 1, donde una característica eléctrica de la red (1) en el punto de acoplamiento común (PCC) de la planta eólica (100) y dicha característica eléctrica en un punto de acoplamiento (LV) local asociado a cada unidad de generación (2) de la planta eólica (100) se mide de manera recurrente, el controlador de planta (5) determinando la presencia de una perturbación si la característica eléctrica medida en el punto de acoplamiento común (PCC) supera un valor umbral máximo predeterminado correspondiente o está por debajo de un umbral mínimo predeterminado correspondiente, o si existe un número predeterminado de controladores locales (3) en estado de perturbación local, y un controlador local (3) determinando la presencia de una perturbación local y pasando a estado de perturbación local si la característica eléctrica medida en el punto de acoplamiento (LV) correspondiente supera un valor umbral máximo predeterminado asociado o está por debajo de un umbral mínimo predeterminado asociado.
3. Método de control para una planta eólica según la reivindicación 2, donde la planta eólica (100) comprende además al menos una unidad de compensación (4) para aportar comente y/o potencia reactiva a la red (1) cuando se requiera y un controlador local (6) asociado a dicha unidad de compensación (4), una característica eléctrica de la red (1) en el punto de acoplamiento común (PCC) de la planta eólica (100), una característica eléctrica en un punto de acoplamiento (LV) asociado a cada unidad de generación (2) de la planta eólica (100), y una característica eléctrica en el punto de acoplamiento (PC) del compensador de reactiva (4) a la red (1) siendo medido de manera recurrente, determinando el controlador de planta (5) la presencia de una perturbación si la característica eléctrica medida en el punto de acoplamiento común (PCC) supera un valor umbral máximo predeterminado correspondiente o está por debajo de un umbral mínimo predeterminado correspondiente, o si existe un número predeterminado de controladores locales (3, 6) en estado de perturbación local, y determinando un controlador local (3, 6) la presencia de una perturbación local y pasando a estado de perturbación local si la característica eléctrica medida en el punto de acoplamiento (LV, PC) correspondiente supera un valor umbral máximo predeterminado asociado correspondiente o está por debajo de un umbral mínimo predeterminado asociado correspondiente.
4. Método de control para una planta eólica según la reivindicación 2 o 3, donde cuando un controlador local (3, 6) no ha determinado la presencia de ninguna perturbación y se está implementando la fase de control o la fase de estabilización, dicho controlador local (3, 6) está configurado para actuar sobre su unidad (2, 4) asociada siguiendo instrucciones del controlador de planta (5).
5. Método de control para una planta eólica según cualquiera de las reivindicaciones 2 a 4, donde cuando un controlador local (3, 6) determina la presencia de una perturbación, dicho controlador local (3, 6) está configurado para actuar sobre su unidad (2, 4) asociada siguiendo instrucciones del controlador de planta (5) a lo largo de toda la fase de control y de toda la fase de estabilización.
6. Método de control para una planta eólica según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, donde cuando un controlador local (3, 6) está configurado para actuar en modo local, si el valor medido a partir del cual se ha determinado la presencia de la perturbación correspondiente está fuera de un rango de valores predeterminado, dicho controlador local (3, 6) modifica su configuración y actúa sobre su unidad (2, 4) asociada siguiendo las instrucciones del controlador de planta (5).
7. Método de control para una planta eólica según cualquiera de las reivindicaciones 2 a 6, donde la característica eléctrica que se mide es la tensión en el punto de acoplamiento (PCC, LV, PC) correspondiente.

8. Planta eólica que está conectada a una red (1) eléctrica y que comprende una pluralidad de unidades de generación (2), además comprendiendo un controlador de planta (5), y para cada unidad (2) comprende un controlador local (3) asociado, donde la planta eólica está configurada para realizar un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores.
- 5
9. Planta eólica según la reivindicación 8, donde el controlador de planta (5) está en comunicación con todos los controladores locales (3).
10. Planta eólica según la reivindicación 9, que comprende una unidad de compensación (4) para proporcionar corriente y/o potencia reactiva a la red (1) cuando se requiera y controlador local (6) para la unidad de compensación (4), estando el controlador de planta (5) comunicado además con todos los controladores locales (3, 6).
- 10
11. Planta eólica según cualquiera de las reivindicaciones 8 a 10, que comprende al menos un sensor (S_{PCC}) para medir la característica eléctrica correspondiente al punto de acoplamiento común (PCC), y un sensor (S_{LV} , S_{PC}) respectivo para medir la característica eléctrica correspondiente a cada punto de acoplamiento (LV, PC) local.
- 15

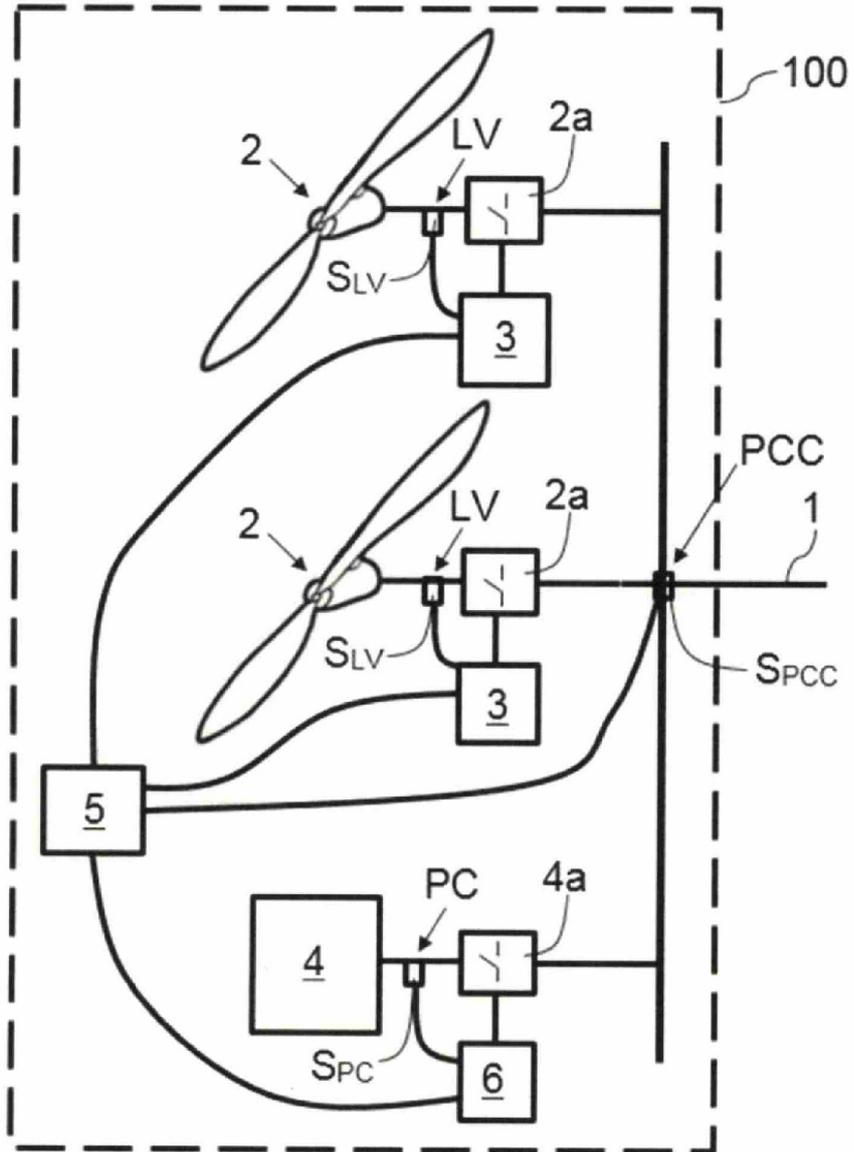


Fig. 1