(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 926 916**

(51) Int. CI.:

H02J 3/48 (2006.01)
H02J 3/50 (2006.01)
H02P 9/00 (2006.01)
H02J 3/18 (2006.01)

(12) TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA T3

(86) Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **02.02.2015 PCT/ES2015/070070**

(87) Fecha y número de publicación internacional: **11.08.2016 WO16124797**

(96) Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **02.02.2015 E 15712664 (0)**

(97) Fecha y número de publicación de la concesión europea: **22.06.2022 EP 3166197**

(54) Título: **Método de control para un sistema que comprende un convertidor de frecuencia conectado a una red eléctrica**

(45) Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
31.10.2022

(73) Titular/es:

INGETEAM POWER TECHNOLOGY, S.A. (100.0%)
Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 106, 2a planta
48170 Zamudio (Bizkaia), ES

(72) Inventor/es:

GIL LIZARBE, BEATRIZ;
GIRONES REMIREZ, CARLOS y
SANZ CEBALLOS, EDUARDO

(74) Agente/Representante:

IGARTUA IRIZAR, Ismael

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 un sistema que comprende un convertidor de frecuencia conectado a una red eléctrica

SECTOR DE LA TÉCNICA

La presente invención se relaciona con métodos de control para convertidores de frecuencia conectado a una red eléctrica, y más concretamente con métodos de control configurados para compensar las posibles resonancias subsíncronas que puedan aparecer en la red eléctrica.

ESTADO ANTERIOR DE LA TÉCNICA

Las redes eléctricas de energía son la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo, y a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada por las unidades de generación de energía eléctrica. La mayoría de las redes eléctricas instaladas a día de hoy transportan energía en forma de tensión y corriente alterna. Cabe mencionar que en los últimos años ha aumentado el número de redes que transportan energía en forma de tensión y corriente continua debido a las ventajas que ofrecen en cuanto a eficiencia energética en redes de largas distancias. Esto ha sido posible gracias al desarrollo que han experimentado los sistemas de conversión basados en electrónica de potencia, los cuales permiten interconectar los dos tipos de redes, redes de energía alterna y redes de energía continua mediante el uso de las denominadas estructuras de conversión HVDC ("*High Voltage Direct Current*") y HVAC ("*High Voltage Alternative Current*").

De la misma manera, el desarrollo experimentado por la electrónica de potencia está favoreciendo un cambio de rumbo hacia una estructura de generación distribuida de la estructura básica de generación utilizada hasta ahora basada principalmente en grandes plantas de generación térmica, hidráulica o nuclear. Uno de los principales protagonistas en la creciente estructura de generación distribuida es la energía eólica, que en la última década ha experimentado un notable incremento en la instalación de este tipo de generadores. La generación de energía eólica está estrechamente relacionada con la electrónica de potencia, ya que la mayoría de los generadores utilizados para convertir la energía mecánica del viento en energía eléctrica inyectada a la red son controlados por estructuras de conversión basadas en electrónica de potencia, elementos conocidos como convertidores de frecuencia.

Los convertidores de frecuencia se controlan desde unidades de control que, basándose principalmente en captaciones realizadas a través de transductores de corriente y tensión, ejecutan algoritmos de control utilizados para controlar el flujo de energía entre dos sistemas eléctricos. Los sistemas eléctricos pueden ser de diferente naturaleza, pudiendo tratarse de redes eléctricas o máquinas eléctricas, y el flujo de energía puede ser bidireccional, de manera que si la energía es consumida desde la red eléctrica para ser transformada en energía mecánica en el eje de una máquina eléctrica se está ante una aplicación de motorización, como por ejemplo, aplicaciones de bombeo o ventilación. Por el contrario, si la energía se extrae de una máquina eléctrica y se inyecta a la red eléctrica se está ante una aplicación de generación, como por ejemplo, aplicaciones de generación eólica donde la fuente primaria de energía reside en el viento que hace que el eje de la máquina eléctrica gire.

Las redes eléctricas de energía alterna suelen estar compuestas principalmente por cables, medio físico por donde fluye la energía, y transformadores de tensión que permiten la adaptación de los niveles de tensión entre diferentes puntos de conexión. Ambos elementos, cables y transformadores, son elementos de una naturaleza principalmente inductiva y por tanto impondrán una impedancia a la circulación de corriente alterna que exista por los mismos. Dependiendo de las características de cada red eléctrica, la impedancia inductiva existente variará, siendo la longitud de los cables de la red un parámetro importante a tener en cuenta a la hora de cuantificar el valor de la impedancia inductiva. A mayor longitud, mayor será la inductancia de la red y en consecuencia mayor será la impedancia inductiva. La existencia de una alta impedancia inductiva en una red eléctrica supondrá un aumento de la pérdida de capacidad de transmisión de la misma. Este fenómeno es debido a la caída de tensión que se produce en la impedancia inductiva del cable cuando circula corriente por el mismo, y puede llegar a ser importante en determinados casos en los que se sumen factores tales como grandes longitudes de cables y fuertes consumos de energía que producen alta circulación de corriente a través de la red eléctrica.

Son conocidas diferentes soluciones al problema mencionado de pérdida de capacidad de transmisión en redes eléctricas que presentan una alta impedancia inductiva. Una de las soluciones aplicadas comúnmente ha sido la compensación de las mencionadas redes eléctricas altamente inductivas mediante la inserción en serie de elementos capacitivos o condensadores. Esto permite compensar la impedancia inductiva propia de la red eléctrica mediante la inserción de una impedancia capacitiva en serie obteniendo como resultado final la reducción de la impedancia total equivalente. Esta técnica minimiza la problemática de la caída de tensión en la red eléctrica y en consecuencia contribuye a mantener la capacidad de transmisión de energía de la misma. En la figura 1 se muestra a modo de ejemplo un esquema eléctrico unifilar de una red eléctrica compensada con condensadores 15 en serie. Los diferentes elementos que componen la red eléctrica son una unidad central de generación de energía 13 representada en la figura mediante una planta de generación de energía eólica, una inductancia equivalente 14 de las líneas de transmisión o cables de la red eléctrica, unos condensadores 15 introducidos en serie en la red eléctrica para compensar la inductancia equivalente de la red eléctrica, y unos colectores 16 presentes en la red eléctrica que unen líneas de transmisión provenientes de diferentes puntos.

La inserción de condensadores en serie en redes eléctricas altamente inductivas es efectiva a la hora de dar solución a la problemática de pérdida de capacidad de transmisión de una red, pero a su vez tiene un efecto muy importante a tener en cuenta desde el punto de vista de la estabilidad de la propia red eléctrica que ha sido compensada. En concreto, la inserción de un condensador en serie con una red de carácter inductivo hace que el circuito equivalente de esa red presente una frecuencia natural de resonancia según la fórmula descrita por:

$$f_R = f_0 \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$$

Donde:

f_R : Frecuencia de resonancia natural de la red compensada,

f_0 : Frecuencia de base de la red eléctrica,

X_c : Impedancia capacitiva del condensador serie insertado en la red eléctrica, y

X_L : Impedancia inductiva de la red eléctrica.

Dependiendo del grado de compensación que se haya aplicado a la red eléctrica, es decir, del porcentaje de impedancia capacitiva insertada en forma de condensadores en serie con respecto a la impedancia inductiva propia de la red eléctrica, el valor resultante de la frecuencia de resonancia de la red eléctrica variará. La relación de impedancias capacitiva e inductiva aplicadas comúnmente en compensaciones de redes eléctricas suele otorgar valores de frecuencias de resonancia inferiores a la frecuencia base de la red. La literatura técnica utiliza el término SSI ("*Sub Synchronous Interactions*") para describir la condición de una red eléctrica que posee estas características.

Las redes que presentan resonancias subsíncronas (corrientes y tensiones de resonancia subsíncronas) son redes eléctricas potencialmente peligrosas para la integración de elementos de generación basados en turbinas de generación con ejes rotativos que presentan oscilaciones mecánicas de baja frecuencia. Es el caso de generadores síncronos con ejes largos, ejemplo típico de centrales de generación, en los que el reparto de masas a lo largo del eje que a su vez gira movido por una fuente primaria de par vapor, agua, etc., que presentan comúnmente modos oscilantes mecánicos de frecuencias inferiores a la frecuencia base de la red eléctrica a la que se conectan. En el caso de que la red conectada a un generador que reúna las mencionadas características sea compensada con un valor determinado de condensadores en serie, que hagan que la frecuencia natural de resonancia subsíncrona resultante coincida con la frecuencia oscilante del eje mecánico, podría provocar efectos negativos sobre el eje, ya que la amplitud de la oscilación mecánica del eje podría verse amplificada con un amortiguamiento negativo. Es decir, se produciría una oscilación de amplitud creciente con el tiempo, pudiendo llegar incluso al extremo de provocar la rotura de eje del generador. Este caso corresponde a una problemática propia de la interacción natural de dos partes de un sistema eléctrico, la red eléctrica compensada con condensadores y el generador, donde la masa mecánica de un generador síncrono resuena con la frecuencia subsíncrona que presenta la red. Este fenómeno se conoce en la literatura técnica con el término SSR ("*Sub Synchronous Resonance*").

Además de la mencionada posibilidad de coincidencia de la frecuencia de resonancia natural de una red eléctrica compensada con la frecuencia de resonancia mecánica natural de generadores que inyectan energía a esa red, la creciente presencia de convertidores de frecuencia conectados a la red añade un nuevo aspecto a tener en cuenta desde el punto de vista de la estabilidad de las redes. Se trata de la interacción del control de los convertidores de frecuencia con las redes compensadas, fenómeno que puede provocar la pérdida de control del flujo de la energía a través del convertidor, pudiendo llegar a inestabilizar la propia red eléctrica. Este fenómeno se conoce en la literatura con el término SSCI ("*Sub Synchronous Control Instability*").

El fenómeno SSCI ocurre cuando el control de los convertidores de frecuencia conectados a redes compensadas con condensadores en serie, hace que los convertidores se comporten como sistemas eléctricos cuya resistencia equivalente adquiere valores negativos en el rango de frecuencias inferiores a la frecuencia base de la red. El fenómeno SSCI puede llegar a tener efectos similares al del fenómeno SSR, pero para ello es necesario que el número de convertidores de frecuencia conectados a redes compensadas sea elevado. El uso cada vez más extendido de convertidores de frecuencia conectados a la red, unido a la existencia de redes eléctricas compensadas con condensadores en serie, hace que este escenario potencialmente peligroso se haya convertido en una realidad.

La capacidad de afectar a la frecuencia de resonancia del sistema puede tener efectos negativos si dicha interacción amplifica la resonancia, pero también puede utilizarse para amortiguar o compensar dichos efectos tal y como se describe por ejemplo en los documentos de patente EP2317134A2, US20130214536A1 y WO2011112571A2.

En el documento de patente US20130176751A1, del propio solicitante, se divulga un método para un sistema que comprende un convertidor de frecuencia conectado a una red eléctrica, en el que también se emplea la capacidad de afectar a la frecuencia de resonancia del sistema para amortiguar o compensar los efectos negativos que pueda causar la resonancia subsíncrona, actuando sobre las consignas de corriente. El sistema 1000, mostrado a modo de ejemplo en la figura 2, comprende al menos una turbina 900 eólica y un convertidor de frecuencia 4 que está gobernado por una unidad central de control 10, generando dicha unidad central de control 10 unos comandos de disparos 11 y 12 para un rectificador 5 y un inversor 6 del convertidor de frecuencia 4.

En el método divulgado en dicho documento de patente US20130176751A1 se mide la tensión de red para identificar las frecuencias resonantes existentes en la propia red y para emplearla en los lazos de regulación del convertidor de frecuencia, con el propósito de generar unas consignas de corriente de amortiguación 40 y 41 que sirvan para amortiguar la resonancia subsíncrona en la red. A partir de la medida de la tensión de red 38 se obtienen sus componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys}, de un modo convencional como el mostrado en la figura 3 por ejemplo, y que se explica a continuación. La tensión de red 38 se procesa matemáticamente mediante las transformadas de Clarke 42 y el resultado se procesa matemáticamente mediante las transformadas Parke 43, generándose representación vectorial de la tensión de red 38. Dicha representación vectorial es utilizada por un bloque de identificación de componentes subsíncronas 44 de la tensión, utilizando para ello filtros que permitan diferenciar la frecuencia base de la red eléctrica, típicamente 50 o 60Hz, del resto de frecuencias que puedan existir. Las salidas del bloque de identificación de componentes subsíncronas 44 son las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} de la tensión de red 38. Los ajustes de los filtros utilizados para la obtención de las componentes subsíncronas de la tensión de red 38 están predefinidos por defecto para poder obtener las componentes subsíncronas de la tensión de cualquier red eléctrica a la que se conecte el convertidor de frecuencia 4, sin necesidad de conocer el valor de resonancia subsíncrona teórica correspondiente a la red a la que el convertidor de frecuencia 4 se conecta, valor éste que podría identificarse si se conocieran los valores de impedancias propias de la red eléctrica y que varía de una red a otra. Un experto en la materia conoce que las impedancias propias de una red eléctrica son identificables si se conocen los elementos de los que se compone esa red eléctrica.

En el método divulgado en dicho documento de patente US20130176751A1, las componentes subsíncronas se utilizan en un bloque posterior, el bloque de regulación de consignas de amortiguamiento 45, que calcula las consignas de corriente de amortiguación 40 y 41. Dichas consignas de corriente de amortiguación 40 y 41 se calculan en componentes activa y reactiva (consigna de corriente de amortiguación 40 y consigna de corriente de amortiguación 41 respectivamente).

Las consignas de corriente de amortiguación 40 y 41 se determinan en un lazo de amortiguamiento de las resonancias subsíncronas 39 mostrado en la figura 4 a modo de ejemplo, que incluye las transformadas 42 y 43, el lazo 44 y el bloque 45, preferentemente, a partir de dichas componentes subsíncronas de la tensión de red, puesto que dichas componentes subsíncronas representan la frecuencia subsíncrona de la red. Dichas consignas de corriente de amortiguación 40 y 41 se suman a unas consignas de corriente 22 y 32 propias del sistema 1000, tal y como se muestra a modo de ejemplo en la figura 5, de tal manera que a la hora de generar los comandos de disparos 11 y 12 se tienen en cuenta también las frecuencias resonantes, compensándose dichas frecuencias a través de la corriente.

En la figura 6 se muestra un modo convencional de generación de consignas de corriente 22 y 32 a modo de ejemplo, divulgado en dicho documento de patente US20130176751A1. En dicha figura se muestran, representados a modo de diagramas de bloques, un lazo de regulación de potencia activa 17 y un lazo de regulación de potencia reactiva 27, que son implementados en la unidad central de control 10 a modo de algoritmos de regulación. Cada uno de dichos lazos de regulación 17 y 27 comprende a su vez un lazo de regulación de potencia 17a y 27a conocido como lazo externo, que dan como resultado las consignas de corriente 22 y 32 (consignas de corriente activa y reactiva respetivamente), y un lazo de regulación de corriente 17b y 27b conocido como lazo interno, que da como resultado una consigna de tensión activa y reactiva 26 y 36. La estructura compuesta por los dos lazos de regulación 17 y 27 es equivalente tanto para el lazo de regulación de potencia activa 17 como para el lazo de regulación de potencia reactiva 27.

El lazo de regulación de potencia activa 17 se basa en la comparación de una consigna de potencia activa 18 con el valor de potencia activa real 19 medido en el sistema 1000. El error resultante 20 de la comparación es procesado por un regulador de potencia activa 21 que otorga a su salida la consigna de corriente activa 22 necesaria a regular por el lazo de corriente activa 17b que le sigue. El lazo interno de regulación de corriente activa 17b recibe la consigna de corriente activa 22 impuesta en la salida del regulador de potencia activa 21, y compara dicho valor con el valor real de la corriente activa medida 23 en el sistema correspondiente. El error resultante 24 de la comparación de ambos valores de corriente 22 y 23 es procesado por un regulador de corriente activa 25 que otorga a su salida las consignas de tensión activa 26 a imponer en la salida del convertidor de frecuencia 4 mediante los comandos de disparo 11 y 12 de los interruptores estáticos impuestos por una etapa de modulación 100.

De forma análoga a lo descrito para el lazo de regulación de potencia activa 17, el principio de funcionamiento del lazo de regulación de potencia reactiva 27 se basa en la comparación de una consigna de potencia reactiva 28 con el valor de potencia reactiva real 29 medido en el sistema 1000. El error resultante 30 de esa comparación es procesado por un regulador de potencia reactiva 31, que otorga a su salida la consigna de corriente reactiva 32 necesaria a regular por el lazo de corriente reactiva 27b que le sigue. El lazo interno de regulación de corriente

reactiva 27b recibe la consigna de corriente reactiva 32 impuesta en la salida del regulador de potencia reactiva 31, y compara este valor con el valor real de la corriente reactiva 33 medido en el sistema correspondiente. El error resultante 34 de la comparación de ambos valores de corriente 32 y 33 es procesado por el regulador de corriente reactiva 35, que otorga a su salida las consignas de tensión reactiva 36 a imponer en la salida del convertidor de frecuencia 4 mediante los comandos de disparo 11 y 12 de los interruptores estáticos impuestos por la etapa de modulación 100.

La consigna de tensión activa 26 y la consigna de tensión reactiva 36 son procesadas por la etapa de modulación 37 que define los comandos de disparo 11 y 12 de los interruptores estáticos del convertidor de frecuencia 4.

En el caso de sistemas de generación distribuida como son los parques eólicos por ejemplo, la capacidad de compensación de los convertidores de frecuencia depende en gran medida de la capacidad en corriente o de la potencia que esté entregando el conjunto de turbinas eólicas conectadas a la red. Así, un número mínimo de turbinas eólicas conectadas a la red en el momento del evento serán capaces de amortiguar la resonancia, pero si el número de turbinas acopladas a la red no es suficiente como para compensar la resonancia, ésta se mantendrá independientemente de que las turbinas acopladas tengan implementados algoritmos de compensación (algoritmos de regulación que tienen en cuenta la compensación).

Uno de los inconvenientes a la hora de compensar la resonancia desde cada uno de los convertidores de frecuencia es que cada uno de los controladores desconoce la capacidad total del parque para compensar la resonancia en un momento determinado y cada convertidor aportará una compensación predeterminada que podrá no ser suficiente para amortiguar la resonancia. Si cada uno de los convertidores dispusiera de información del estado de cada una de las turbinas eólicas del parque, podría adaptar la compensación, pero este dato no es conocido. Por otro lado, hacer llegar la información al controlador de cada convertidor por comunicaciones no sería una solución que asegure un tiempo de respuesta lo suficientemente rápido.

EXPOSICIÓN DE LA INVENCIÓN

El objeto de la invención es el de proporcionar un método de control para un convertidor de frecuencia conectado a una red eléctrica, tal y como se describe en la reivindicación independiente 1 y una generación de potencia eléctrica con las características técnicas de la reivindicación independiente 8.

El método de control de la invención está adaptado para un sistema que comprende un convertidor de frecuencia y un generador conectados a una red eléctrica. En el método se obtienen unas componentes subsíncronas de las tensiones de red basándose en unas capturas de dichas tensiones, y se determinan unas consignas de corriente de amortiguación en función de dichas componentes subsíncronas para compensar las resonancias subsíncronas de la red. Dichas consignas de corriente de amortiguación llegan posteriormente al convertidor de frecuencia, y éste las regula para conseguir amortiguar o compensar las resonancias subsíncronas de la red eléctrica.

Las consignas de corriente de amortiguación se determinan mediante unos medios de regulación que reciben las componentes subsíncronas y devuelven las consignas de corriente de amortiguación. Los medios de regulación comprenden al menos un regulador con al menos una ganancia de amortiguamiento variable que se ajusta dinámicamente en base a al menos una variable eléctrica del sistema que refleja la frecuencia subsíncrona de la red eléctrica a la que está conectado el sistema, de tal manera que se permite adaptar el nivel de compensación requerido al convertidor de frecuencia para amortiguar la resonancia subsíncrona de la red. Dicha variable eléctrica se selecciona entre los componentes subsíncronos de la tensión de red, la corriente homopolar en un punto del sistema donde sea posible determinar la corriente homopolar, y la tensión de bus del convertidor de frecuencia. Para ajustar la ganancia de amortiguamiento se determina al menos el módulo de dicha variable eléctrica, calculándose la ganancia de amortiguamiento en base a dicho módulo por medio de un regulador que recibe dicho módulo como entrada y que devuelve la ganancia de amortiguamiento.

De esta manera, el método emplea un algoritmo de compensación que permite amortiguar las resonancias de la red independientemente del número de sistemas (turbinas eólicas) acopladas a la misma y de la potencia que está generando cada una de ellas, eliminándose el riesgo de no poder compensar debidamente dichas componentes en algunas situaciones, como por ejemplo cuando el número de turbinas conectado a la red no es elevado, y las consecuencias derivadas de ello. El algoritmo de compensación es un algoritmo de autoajuste, que adapta el control para contribuir a la estabilidad de la red en función de la potencia total generada y la capacidad de cada una las turbinas eólicas acopladas a la red, independientemente del número de turbinas conectadas a la red en el momento del evento.

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 un esquema eléctrico unifilar de una red eléctrica compensada con condensadores en serie.

La figura 2 muestra un esquema eléctrico en representación unifilar de un sistema que comprende un convertidor de frecuencia conectado a una red eléctrica, en particular para una aplicación de generación de energía eólica basada en una topología doblemente alimentada, donde se puede implementar el método de la invención.

La figura 3 muestra un diagrama de bloques que representa un modo de generación de las componentes subsíncronas de la tensión de red.

La figura 4 muestra un diagrama de bloques que describe el lazo de amortiguamiento de resonancias subsíncronas de un convertidor de frecuencia del estado de la técnica.

La figura 5 muestra un diagrama de bloques donde se representa la generación de las consignas de corriente total en el estado de la técnica, a partir de la generación de unas consignas de corriente activa y reactiva.

La figura 6 muestra un diagrama de bloques donde se representa la generación de consignas de corriente activa y reactiva en el estado de la técnica, mediante un lazo de regulación de potencia activa y un lazo de regulación de potencia reactiva.

La figura 7 muestra una realización del método de la invención en base a una representación a modo de diagrama de bloques, en donde las consignas de corriente de amortiguamiento se generan en base a una ganancia de amortiguamiento a partir de las componentes subsíncronas de la tensión de red.

La figura 8 muestra variación de la ganancia de amortiguamiento aplicando el método representado en la figura 7, dependiendo del número de turbinas eólicas conectadas a la red.

La figura 9 muestra una realización del método de la invención en base a una representación a modo de diagrama de bloques, en donde las consignas de corriente de amortiguamiento se generan en base a una ganancia de amortiguamiento a partir de la corriente homopolar de la red, del convertidor de frecuencia o del estátor del generador de la turbina.

La figura 10 muestra la potencia activa total generada por un parque eólico ante un evento de resonancia subsíncrona, para diferentes números de turbinas del parque acopladas a la red, vista desde un sistema donde se aplica el método del estado de la técnica para compensar dicha resonancia subsíncrona.

La figura 11 muestra la potencia activa total generada por un parque eólico ante un evento de resonancia subsíncrona, para diferentes números de turbinas del parque acopladas a la red, vista desde un sistema donde se aplica una realización del método de la invención, en el que la ganancia de amortiguamiento para determinar las consignas de corriente de amortiguamiento se calcula a partir de las componentes subsíncronas de la tensión de red.

La figura 12 muestra la potencia activa total generada por un parque eólico ante un evento de resonancia subsíncrona, para diferentes números de turbinas del parque acopladas a la red, vista desde un sistema donde se aplica una realización del método de la invención, en el que la ganancia de amortiguamiento para determinar las consignas de corriente de amortiguamiento se calcula a partir de la corriente homopolar de la red, del convertidor de frecuencia o del estátor del generador de la turbina.

EXPOSICIÓN DETALLADA DE LA INVENCIÓN

La descripción de la invención toma como referencia una aplicación de generación de energía basada en la topología doblemente alimentada. Un experto en la materia podría entender que la invención descrita es aplicable a cualquier aplicación que incluya al menos un convertidor de frecuencia 4 conectado a la red, aunque no estuviese basada en la topología doblemente alimentada. Como ejemplo se pueden citar aplicaciones de generación o consumo de energía en las que toda la energía fluya a través del convertidor de frecuencia 4 "*full converter*", aplicaciones HVDC para distribución de energía eléctrica o aplicaciones HVAC para distribución de energía eléctrica.

La topología doblemente alimentada se compone de un generador asíncrono doblemente alimentado en el que los terminales del estator se conectan directamente a la red eléctrica y donde los terminales del rotor se conectan a un convertidor de frecuencia 4 que a su vez se conectará a la red eléctrica.

El documento de patente US20130176751A1 se incorpora por referencia. El método de la invención está adaptado para implementarse en sistemas de generación de energía eléctrica de diferentes aplicaciones tal y como se ha comentado anteriormente, como el mostrado en la figura 2 por ejemplo. Dicha figura 2 muestra un sistema 1000 de generación de energía eléctrica con una turbina 900 que incluye un generador 1 doblemente alimentado, cuyo estátor está conectado a la red mediante un contactor 2 y un transformador 3. El transformador 3 adapta la tensión de salida del estátor al valor de tensión de la red. El rotor del generador 1 doblemente alimentado está conectado a un convertidor de frecuencia 4 que comprende un convertidor de lado de red o rectificador 5 y un convertidor de lado de máquina o inversor 6. El sistema 1000 comprende además una unidad central de control 10 para generar los comandos de disparo 11 de los interruptores del rectificador 5 y para generar los comandos de disparo 12 de los interruptores del inversor 6. En una realización, el inversor 6 y el rectificador 5 pueden incluir interruptores estáticos

del tipo IGBT, cuyo cierre y apertura están gobernados por los comandos de disparos 11 y 12 generados por la unidad central de control 10 (mediante unos algoritmos de regulación correspondientes).

El funcionamiento del sistema 1000 se controla desde la unidad central de control 10, que procesa las medidas realizadas a través de los captadores instalados en dicho sistema 1000 (de tensión y/o corriente), y que ejecuta unos algoritmos de control programados en función de dichas medidas, para controlar el flujo de potencia entre el generador 1 y la red. El resultado final de la ejecución de estos algoritmos se presenta en forma de comandos de disparo 11 y 12 para los interruptores comprendidos tanto en el rectificador 5 como en el inversor 6. Dichos comandos de disparo 11 y 12 se calculan mediante etapas de modulación que utilizan técnicas de modulación de anchura de pulsos para sintetizar a partir de la tensión de la etapa de continua, las tensiones de referencia que deben aplicarse en la salida del inversor 6 y del rectificador 5 para controlar las corrientes de cada uno. Las técnicas de modulación de anchura de pulsos son ampliamente utilizadas en la técnica actual pudiendo variar entre técnicas escalares o técnicas vectoriales. Las técnicas de modulación escalares son aquellas que tienen como base la comparación de señales portadoras con señales modulantes por ejemplo PWM ("*Pulse Width Modulation*"). Las técnicas vectoriales son aquellas que aplican vectores o patrones de conmutación determinados durante tiempos concretos calculados previamente en las mencionadas etapas de modulación por ejemplo SVPWM ("*Space Vector Pulse Width Modulation*").

El método de la invención comprende al menos las etapas de identificar las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} de la tensión de red 38 en base unas capturas de dicha tensión de red 38, y de determinar unas consignas de corriente de amortiguación 400 y 410 en función de dichas componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys}, para compensar las frecuencias de resonancia de la red. Dichas etapas se implementan en la unidad central de control 10. Cómo obtener las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} es algo conocido en el sector, y para ello pueden emplearse las transformadas Clarke y Parke como se ha comentado en el estado de la técnica, por ejemplo, que se representa en la figura 3 y que se explica en el documento de patente US20130176751A1, o cualquier otro procedimiento matemático conocido.

En el método de la invención las consignas de corriente de amortiguación 400 y 410 se determinan mediante unos medios de regulación 450 que reciben las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} de la tensión de red 38 y devuelven las consignas de corriente de amortiguación 400 y 410. Dichos medios de regulación 450 comprenden al menos un regulador con al menos una ganancia de amortiguamiento 460a variable, y dicha ganancia de amortiguamiento 460a variable se ajusta dinámicamente en función de la frecuencia subsíncrona de la red eléctrica en cada momento. Así, los medios de regulación 450 reciben por un lado las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} de la tensión de red 38 y la ganancia de amortiguamiento 460a ajustada, y devuelve como salida las consignas de corriente de amortiguación 400 y 410. De esta manera se permite adaptar el nivel de compensación requerido al convertidor de frecuencia 4 para amortiguar la resonancia subsíncrona de la red, en función de las condiciones actuales de la red a la que está conectado el sistema 1000 y del parque al que pertenece el sistema 1000. Las consignas de corriente de amortiguación 400 y 410 se generan en un lazo de amortiguamiento de las resonancias subsíncronas 390 como el que se muestra mostrado a modo de ejemplo en las figuras 7 y 9, que sustituye al lazo de amortiguamiento de las resonancias subsíncronas 39 del documento de patente US20130176751A1. El bloque de regulación de consignas de amortiguamiento 45 del estado de la técnica se sustituye por los medios de regulación 450, que están adaptados para recibir la ganancia de amortiguamiento 460a variable ajustada, y para generar la ganancia de amortiguamiento 460a variable se incluye además un bloque de regulación de compensación 460, proponiéndose así una modificación en la generación de las consignas de corriente de amortiguamiento 400 y 410, para compensar las frecuencias subsíncronas de la red.

La ganancia de amortiguamiento 460a se ajusta a partir de al menos una variable eléctrica del sistema 1000 que refleja la frecuencia subsíncrona de la red eléctrica a la que está conectado el sistema 1000, siendo dicha variable eléctrica seleccionada entre las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} de la tensión de red 38, la corriente homopolar en un punto del sistema 1000 donde sea posible determinar la corriente homopolar (casos de la propia red, el convertidor de frecuencia 4 o el estátor del generador 1 si hubiese), y la tensión de bus V_{BUS} del convertidor de frecuencia 4. La determinación de la corriente homopolar depende de las captaciones de corriente disponibles en el sistema 1000, y también del régimen de neutro del propio sistema 1000 (tanto de la turbina 900 como del convertidor de frecuencia 4) puesto que para la existencia de una corriente homopolar es necesaria una conexión a un neutro. Los requisitos para que exista una corriente homopolar y la determinación de la misma es algo ya conocido en el estado de la técnica, por lo que no se explica con más detalle.

Para ajustar una ganancia de amortiguamiento 460a a partir de una de dichas variables eléctricas se determina el módulo de dicha variable eléctrica, calculándose la ganancia de amortiguamiento 460a a partir de dicho módulo mediante, preferentemente, un regulador que recibe dicho módulo como entrada y devuelve la ganancia de amortiguamiento 460a y que está comprendido en el bloque de regulación de compensación 460. Dicho regulador puede ser un regulador proporcional, un regulador PI o un regulador PID, cuya ganancia (o ganancias) se determinan previamente en función de la red a la que se conecta el sistema 1000 y al parque al que pertenece (al número de sistemas 1000 que integran dicho parque). En vez de un regulador, el bloque de regulación de compensación 460 puede comprender una tabla de estados por ejemplo, u otra alternativa conocida, para establecer un valor de salida (ganancia de amortiguamiento 460a) en función de las entradas.

En una realización mostrada a modo de ejemplo en la figura 7, el bloque de regulación de compensación 460 recibe como entrada para el cálculo del parámetro variable 460a las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} de la tensión de red 38 provenientes del bloque de identificación de resonancias subsíncronas 44, y determina el módulo de dichas componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys}, llegando dicho módulo hasta el regulador del bloque de regulación de compensación 460. La salida del regulador es la ganancia de amortiguamiento 460a. La figura 8 muestra los resultados de una simulación de la variación de la ganancia de amortiguamiento 460a en un sistema 1000 durante un intervalo de tiempo t, aplicando el algoritmo de regulación definido a partir de la figura 7, para un mismo valor del módulo de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} y para diferentes números de turbinas 900 conectadas a la red en el momento del evento (una turbina, evolución E1; cinco turbinas, evolución E5; diez turbinas, evolución E10; quince turbinas, evolución E15; veinte turbinas, evolución E20; veinticinco turbinas, evolución E25; y treinta turbinas, evolución E30). El número de sistemas 1000 conectados a la red no es conocido, y en dicha figura 8 se muestra la evolución de la variación de la ganancia de amortiguamiento 460a para diferentes casos, demostrándose que el bloque de regulación de compensación 460 proporciona una ganancia de amortiguamiento 460a diferente en función de los sistemas 1000 conectados a la red, ajustándose automáticamente a las necesidades del momento sin necesidad de conocer la capacidad total del parque al que pertenece el sistema 1000 para compensar la resonancia en un momento determinado.

En otra realización mostrada a modo de ejemplo en la figura 9, el bloque de regulación de compensación 460 recibe como entrada, para el cálculo de la ganancia de amortiguamiento 460a la corriente homopolar. Un bloque de identificación de la componente homopolar 470 recibe las medidas de corriente de un punto del sistema 1000 (de la corriente de red, de estátor o de convertidor por ejemplo), y en base a dichas medidas calcula la corriente homopolar correspondiente. En el sector se conocen diversas técnicas para calcular la corriente homopolar, pudiendo emplearse cualquiera de ellas en este caso. La corriente homopolar entra al bloque de regulación de compensación 460, y dicho bloque de regulación de compensación 460 calcula el valor de la ganancia de amortiguamiento 460a para el bloque de regulación de las consignas de amortiguamiento 450 en función de dicha corriente homopolar. El bloque de regulación de compensación 460 determina el módulo de dicha corriente homopolar, y dicho módulo llega hasta el regulador comprendido en el propio bloque de regulación de compensación 460.

En otra realización no mostrada en las figuras, el bloque de regulación de compensación 460 puede calcular la ganancia de amortiguamiento 460a a partir de la tensión de bus V_{BUS} del convertidor de frecuencia, debido a que ante una resonancia la tensión de bus V_{BUS} comprende oscilaciones. Dicho bloque de regulación de compensación 460 determina el módulo de la tensión de bus V_{BUS}, y dicho módulo llega hasta el regulador comprendido en el bloque de regulación de compensación 460.

En otras realizaciones no mostradas en las figuras, el bloque de regulación de compensación 460 calcula al menos dos ganancias de compensación 460a, a partir de una de las variables eléctricas seleccionada entre las componentes subsincronas de la tensión de red, la corriente homopolar o la tensión de bus V_{BUS}. El bloque de regulación de compensación 460 determina el módulo de la variable eléctrica correspondiente y su derivada, y dicho módulo y dicha derivada llegan a un regulador respectivo comprendidos en el propio bloque de regulación de compensación 460. Cada regulador calcula una ganancia de amortiguamiento respectiva, y la mayor de ellas es recibida por el bloque de regulación de consignas de amortiguamiento 450 para generar las consignas de corriente de amortiguamiento 400 y 410. Al considerarse la derivada se puede estimar la evolución de la frecuencia subsíncrona, pudiéndose ofrecer una respuesta más rápida (las consignas de corriente de amortiguación 400 y 410 se anticipan).

En otras realizaciones no mostradas en las figuras, se calculan una pluralidad de ganancias de amortiguamiento 460a, en base a las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys}, las componentes homopolares y/o la tensión del bus, cada uno de ellos mediante su bloque de regulación de compensación 460. En el bloque de regulación de consignas de amortiguamiento 450 se aplica preferentemente la mayor ganancia de amortiguamiento 460a calculada para generar las consignas de corriente de amortiguación 400 y 410. Cada bloque de regulación de compensación 460 puede implementarse con sólo el módulo de la variable eléctrica correspondiente, o con el módulo y la derivada de dicha variable eléctrica.

En otras realizaciones no mostradas en las figuras, el bloque de regulación de consignas de amortiguamiento 450 recibe al menos dos ganancias de amortiguamiento 460a: una para la componente subsíncrona V_{xs} y la otra para la componente subsíncrona V_{ys}. Así, una de las consignas de corriente de amortiguación 400 y 410 se determina mediante un primer regulador de los medios de regulación 450 a partir de una de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys}, con la ganancia de amortiguamiento 460a correspondiente, y la otra consigna de corriente de amortiguación 400 y 410 se determina mediante un segundo regulador de los medios de regulación 450 a partir de la otra componente subsíncrona V_{xs} y V_{ys}, con la otra ganancia de amortiguamiento 460a correspondiente. Una de las ganancias de amortiguamiento 460a se calcula a partir de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys}, (preferentemente la que se asocia después a la componente subsíncrona V_{xs}) y la otra ganancia de amortiguamiento 460a se calcula a partir de la corriente homopolar (preferentemente la que se asocia después a la componente subsíncrona V_{xy}). Cómo calcular una ganancia de amortiguamiento 460a a partir de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} y de la corriente homopolar ya se ha comentado previamente.

Para el método, en cualquiera de sus realizaciones, preferentemente se establecen previamente un límite máximo y un límite mínimo para cada uno de los parámetros variables. Los límites se establecen en función de las

características de la red y del parque donde está instalada la turbina 900 correspondiente. El límite máximo por ejemplo, se establece en función de la ganancia requerida en caso de que la compensación deba llevarse a cabo mediante una única turbina 900 eólica. El límite mínimo por ejemplo, se establece en función de la ganancia requerida en caso de que la compensación se lleve a cabo mediante todas las turbinas 900 eólicas del parque.

Para establecer los límites también se debe considerar la capacidad de corriente del convertidor de frecuencia 4, debido a que el convertidor de frecuencia 4 debe funcionar en unas condiciones en las que a la consigna de corriente de los lazos de regulación hay que sumarle una componente de compensación subsíncrona. Esta corriente afecta a las pérdidas del convertidor de frecuencia 4, y por lo tanto al comportamiento térmico, debiendo asegurarse en todo momento que se trabaja bajo unas condiciones seguras.

En algunas realizaciones, el método está adaptado además para detener la determinación de las consignas de corriente de amortiguación 400 y 410 y para generar una alarma con la que se provoca, preferentemente, la desconexión de la turbina 900 correspondiente de la red, si se determina que no se puede compensar la resonancia. Para determinar si se puede compensar o no la resonancia se pueden emplear diferentes técnicas, tales como:

- Si se determina que el módulo de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys}, o la derivada de dicho módulo, supera un umbral de seguridad predeterminado, se determina que la resonancia no es compensable. En estas condiciones la parada del sistema sería instantánea.
- Si se determina que el módulo de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys}, o la derivada de dicho módulo, supera un umbral de seguridad predeterminado durante un tiempo de seguridad predeterminado, se determina que la resonancia no es compensable. Los umbrales y tiempo de seguridad predeterminados se establecen en un valor que asegure la operación de los componentes de la turbina 900, tanto eléctricos como mecánicos, en condiciones seguras, así como dependiendo de la existencia y ajuste de las protecciones adicionales del parque eólico. Por ejemplo, podría ajustarse para un caso en el que la componente subsíncrona V_{xs}, V_{ys} de la tensión de red 38 supere un 8% del valor nominal de la tensión durante 10 segundos, o que la derivada sea positiva durante 250ms.
- Si se determina que el valor de la ganancia de amortiguamiento 460a alcanza su límite máximo y mantiene dicho límite máximo durante un tiempo de seguridad predeterminado, se determina que la resonancia no es compensable. El límite máximo podría ajustarse por ejemplo igual a 50, permitiendo compensar la resonancia con un 10% de las turbinas 900 del parque acopladas a la red.

En resumen, el método propuesto, en cualquiera de sus realizaciones, permite variar la compensación de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} a través del bloque de regulación de compensación 460, de manera que a mayor módulo (y/o derivada) de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} de las tensiones de red 38 mayor compensación. En el caso de que todas las turbinas 900 eólicas de un parque estén acopladas, una pequeña compensación de cada una de ellas será suficiente para compensar la resonancia. En el caso contrario en el que unas pocas turbinas 900 estén acopladas, a éstas se les solicitará una mayor componente de compensación. El sistema de regulación llega a un equilibrio en el que la compensación se reparte entre las turbinas 900 eólicas disponibles sin necesidad de conocer la potencia generada por cada una de ellas y la total del parque eólico.

La figura 10 muestra el comportamiento de una aplicación de generación eólica basada en la topología doblemente alimentada controlada por un convertidor de frecuencia 4, cuyo funcionamiento se rige por el algoritmo de regulación con compensación de resonancia considerando la capacidad total del parque disponible (sin implementar la invención). En la figura 10 se muestra la potencia total P generada por un parque eólico ante un evento de resonancia subsíncrona durante un intervalo de tiempo t1 determinado y para un número determinado de turbinas 900 acopladas a la red en cada caso, en el que la resonancia únicamente se compensa y estabiliza para un número mínimo de turbinas 900 acopladas a la red. En concreto los resultados se muestran para los siguientes números de turbinas 900 acopladas a la red: 20 (potencia total P20), 21 (potencia total P21), 22 (potencia total P22), 23 (potencia total P23), 24 (potencia total P24) y 25 (potencia total P25).

La figura 11 muestra el comportamiento del parque eólico con compensación con parámetros variables 460a en función de las componentes subsíncronas V_{xs} y V_{ys} de la tensión de la red eléctrica, durante un intervalo de tiempo t2 determinado y para un número determinado de turbinas 900 acopladas a la red en cada caso. Se comprueba que el comportamiento mejora con respecto al caso anterior del estado de la técnica (figura 10), mejorándose la estabilidad del sistema 1000 independientemente de la potencia que se esté generando y del número de turbina 900 eólicas conectadas a la red. En concreto los resultados se muestran para los siguientes números de turbinas 900 acopladas a la red: 1 (potencia total P1), 5 (potencia total P5), 10 (potencia total P10), 15 (potencia total P15), 20 (potencia total P20), 25 (potencia total P25), 30 (potencia total P30), 35 (potencia total P35), 40 (potencia total P40), 45 (potencia total P45) y 50 (potencia total P50).

Del mismo modo, la figura 12 muestra el comportamiento del parque eólico con compensación con parámetros variables 460a en función de la componente homopolar de la corriente, durante un intervalo de tiempo t3 determinado y para un número determinado de turbinas 900 acopladas a la red en cada caso. Se comprueba también que el comportamiento mejora con respecto al caso anterior del estado de la técnica (figura 10), mejorando la estabilidad del sistema 1000 independientemente de la potencia que se esté generando y del número de turbina 900 eólicas conectadas a la red. En concreto los resultados se muestran para los siguientes números de turbinas 900 acopladas a la red: 1 (potencia total P1), 5 (potencia total P5), 10 (potencia total P10), 20 (potencia total P20), 30 (potencia total P30), 56 (potencia total P56) y 126 (potencia total P126).

REIVINDICACIONES

1. Método de control para un sistema que comprende un convertidor de frecuencia conectado a una red eléctrica, comprendiendo el método al menos las etapas de obtener las componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}) de la tensión de red (38) en base a unas capturas de dicha tensión de la red (38), y determinar unas consignas de corriente de amortiguación (400, 410) en función de dichas componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}) para compensar las resonancias subsíncronas de la red, determinándose las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) mediante unos medios de regulación (450) que reciben las componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}) de la tensión de red (38) y devuelven las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) como salidas, comprendiendo dichos medios de regulación (450) al menos un regulador con al menos una ganancia de amortiguamiento (460a) variable, **caracterizado porque** la ganancia de amortiguamiento variable se ajusta dinámicamente en base a al menos una variable eléctrica del sistema (1000) que refleja la frecuencia subsíncrona de la red eléctrica a la que está conectado el sistema (1000), de tal manera que se permite adaptar el nivel de compensación requerido al convertidor de frecuencia (4) para amortiguar la resonancia subsíncrona de la red, siendo dicha variable eléctrica seleccionada entre las componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}) de la tensión de red (38), la corriente homopolar en un punto del sistema (1000) donde sea posible determinar la corriente homopolar, y la tensión de bus (V_{BUS}) del convertidor de frecuencia (4), y, para ajustar la ganancia de amortiguamiento (460a), determinándose al menos el módulo de dicha variable eléctrica, calculándose la ganancia de amortiguamiento (460a) a partir de dicho módulo mediante un regulador que recibe dicho módulo como entrada y devuelve la ganancia de amortiguamiento (460a).

2. Método según la reivindicación 1, en donde se calculan, al menos, una primera ganancia de amortiguamiento a partir de una variable eléctrica que refleja el la frecuencia subsíncrona de la red eléctrica, y una segunda ganancia de amortiguamiento a partir de otra variable eléctrica diferente que también refleja la frecuencia subsíncrona de la red eléctrica, seleccionándose dichas variables eléctricas entre las componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}) de la tensión de red (38), la corriente homopolar, y la tensión de bus (V_{BUS}) del convertidor de frecuencia (4), seleccionándose la ganancia de amortiguamiento mayor entre las ganancias de compensación calculadas como la ganancia de amortiguación ajustada para el regulador (450) que devuelve las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) como salidas.

3. Método según la reivindicación 2, en donde una de las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) se determina mediante un primer regulador de los medios de regulación (450) a partir de una de las componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}) y la otra consigna de corriente de amortiguación (400, 410) se determina mediante un segundo regulador de los medios de regulación (450) a partir de la otra componente subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}), determinándose una primera ganancia de amortiguamiento (460a) a partir de las componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}) de las tensiones de la red (38) y una segunda ganancia de amortiguamiento (460a) a partir de la corriente homopolar, aplicándose dichas ganancias de amortiguamiento a un regulador respectivo de los medios de regulación (450), determinándose las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) a partir de ambas ganancias de compensación.

4. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en donde la ganancia de amortiguamiento (460a) empleada para obtener las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) está limitada por un límite máximo y un límite mínimo pre-establecidos en función de las características de la red y del parque donde está dispuesto el convertidor de frecuencia (4), y/o en función de la capacidad de corriente del convertidor de frecuencia (4).

5. Método según la reivindicación 4, en donde, si se determina que el valor de la ganancia de amortiguamiento (460a) alcanza su límite máximo y mantiene dicho límite máximo durante un tiempo de seguridad predeterminado, se detiene la determinación de las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) y se desacopla el sistema (1000) de la red.

6. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en donde, si se determina que el módulo de las componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}), o la derivada de dicho módulo, supera un umbral de seguridad predeterminado, se detiene la determinación de las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) y se desacopla el sistema (1000) de la red.

7. Método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en donde, si se determina que el módulo de las componentes subsíncronas (V_{xs}, V_{ys}), o la derivada de dicho módulo, supera un umbral de seguridad predeterminado durante un tiempo de seguridad predeterminado, se detiene la determinación de las consignas de corriente de amortiguación (400, 410) y se desacopla el sistema (1000) de la red.

8. Sistema de generación de energía eléctrica que comprende un convertidor de frecuencia (4) conectado a una red eléctrica, una unidad central de control (10) para controlar el convertidor de frecuencia (4), al menos una captación de tensión para capturar la tensión de red (38) y al menos una captación de corriente en un punto de dicho sistema (100), **caracterizado porque** la unidad central de control (10) está configurada para implementar un método según cualquiera de las reivindicaciones de método anteriores.

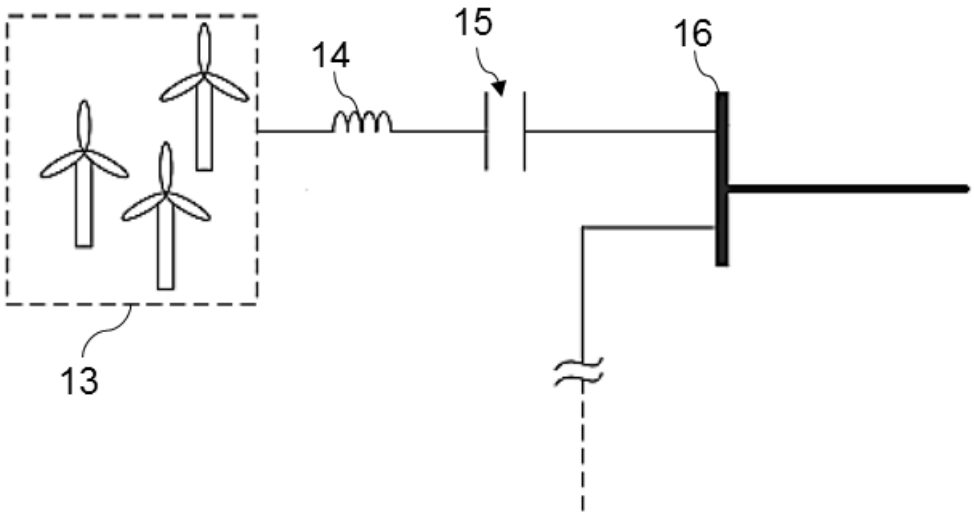


Fig. 1

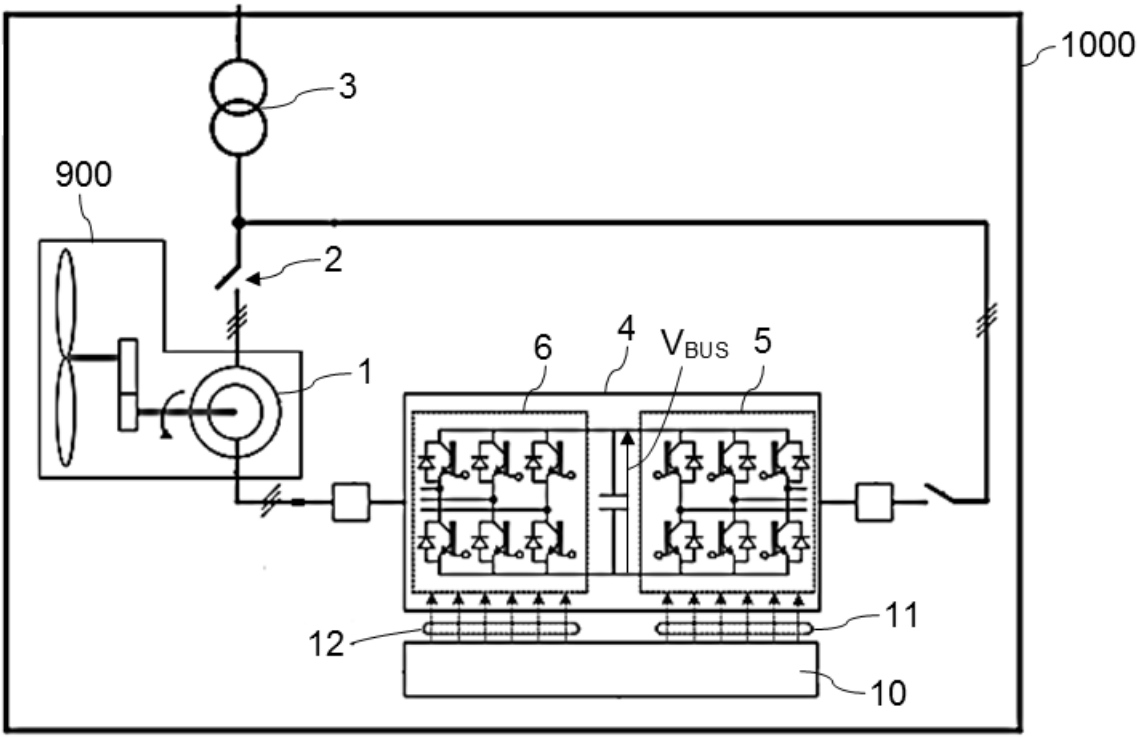
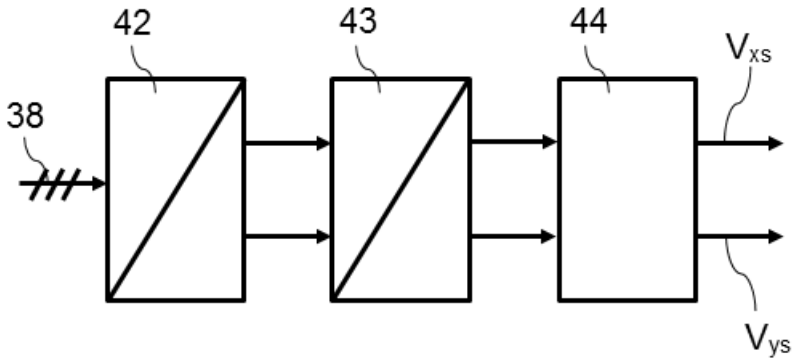
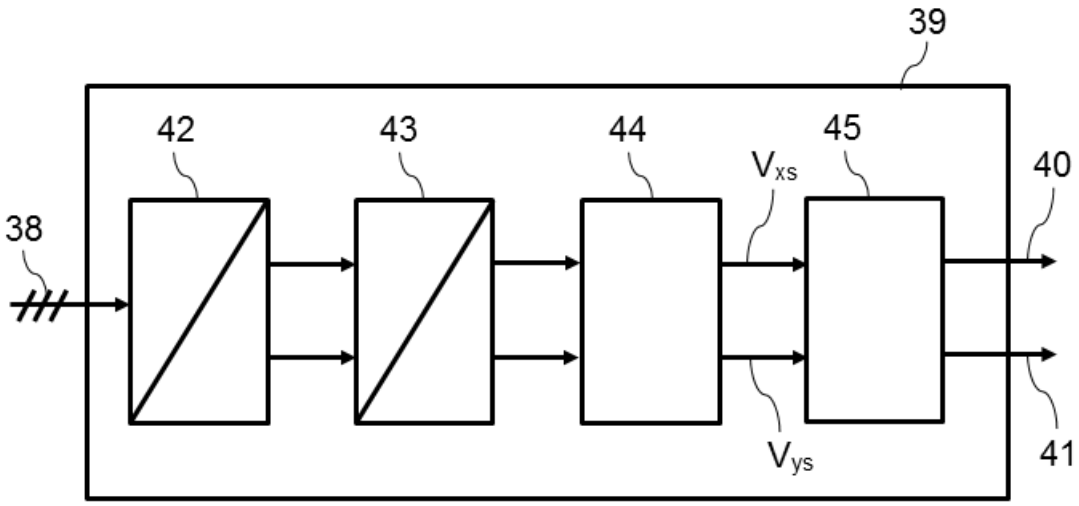


Fig. 2



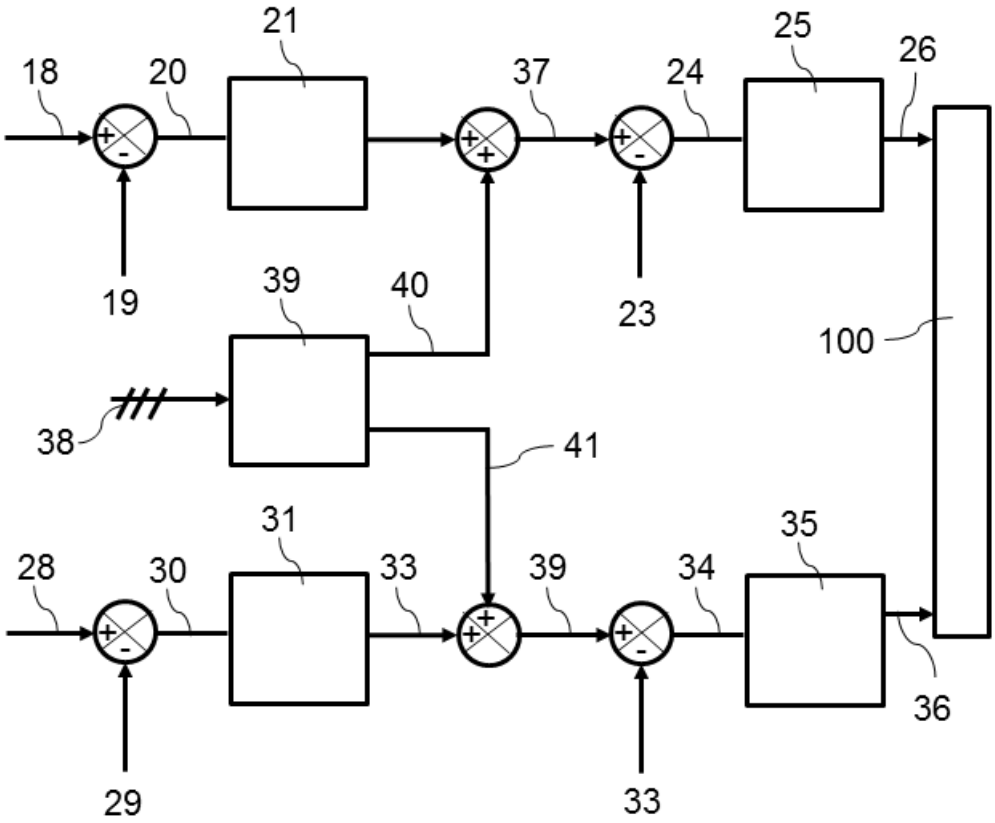
(Estado anterior de la técnica)

Fig. 3



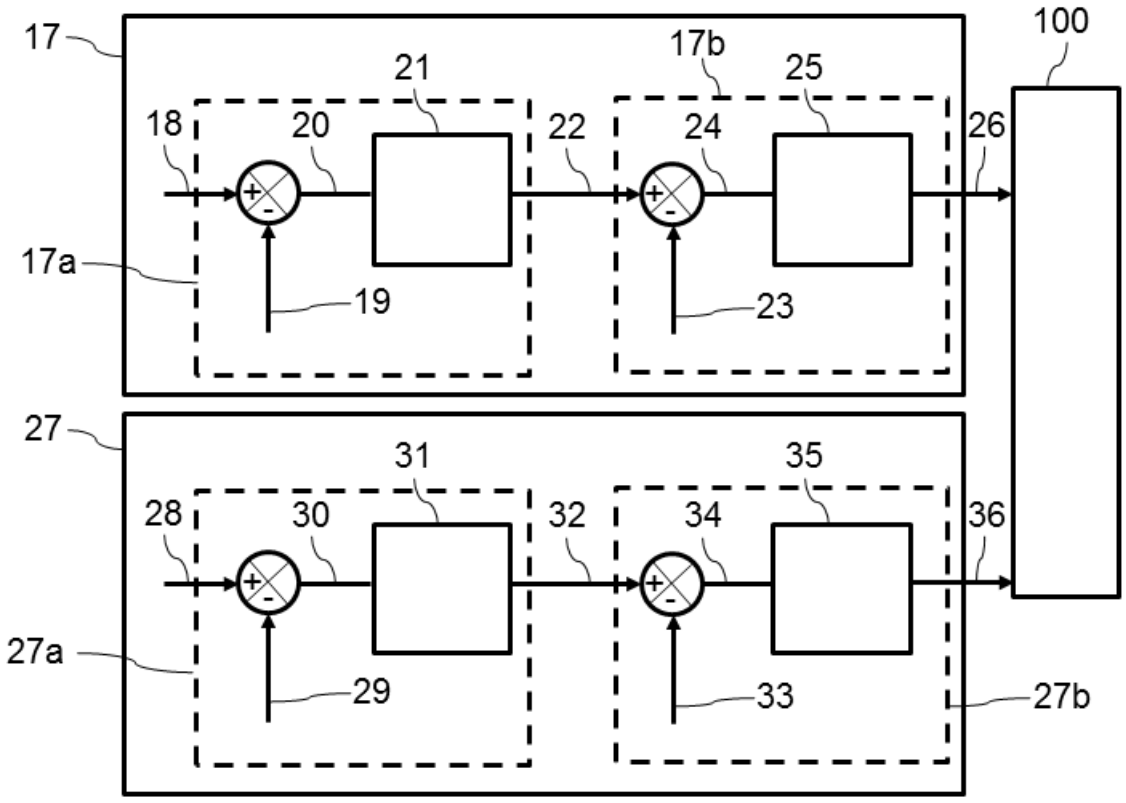
(Estado anterior de la técnica)

Fig. 4



(Estado anterior de la técnica)

Fig. 5



(Estado anterior de la técnica)

Fig. 6

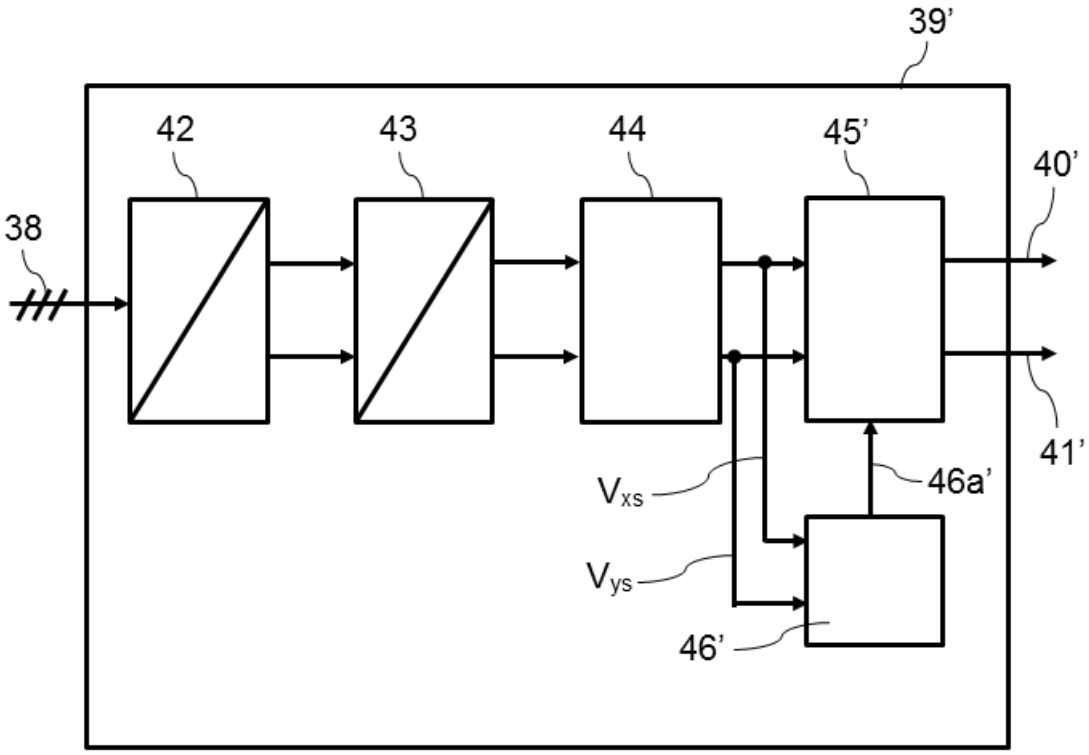

39'
42
43
44
45'
40'
38
41'
V_{xs}
46a'
V_{ys}
46'

Fig. 7

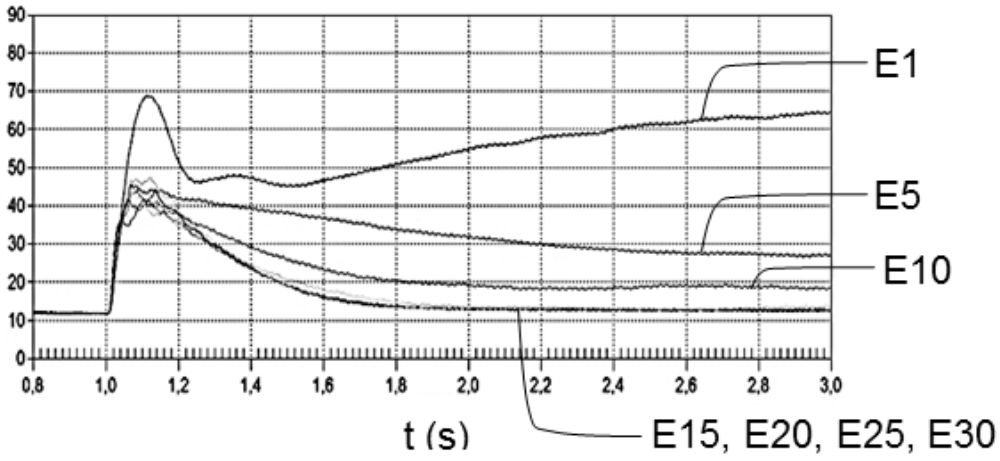

90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
2,2
2,4
2,6
2,8
3,0
t (s)
E1
E5
E10
E15, E20, E25, E30

Fig. 8

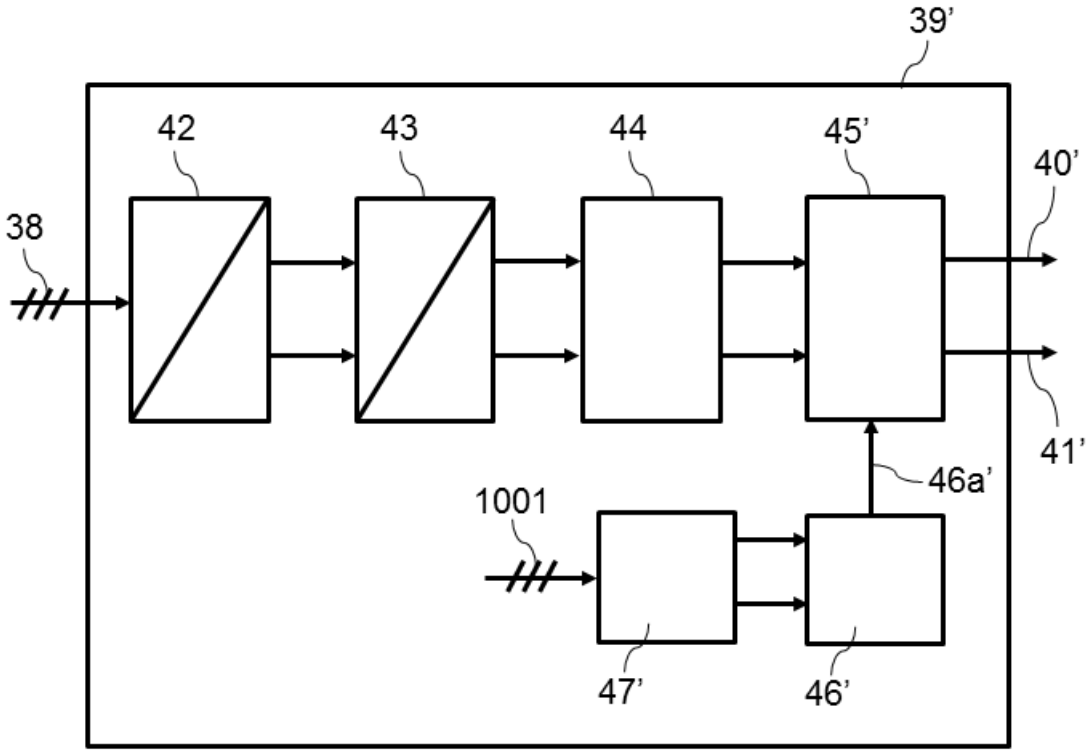
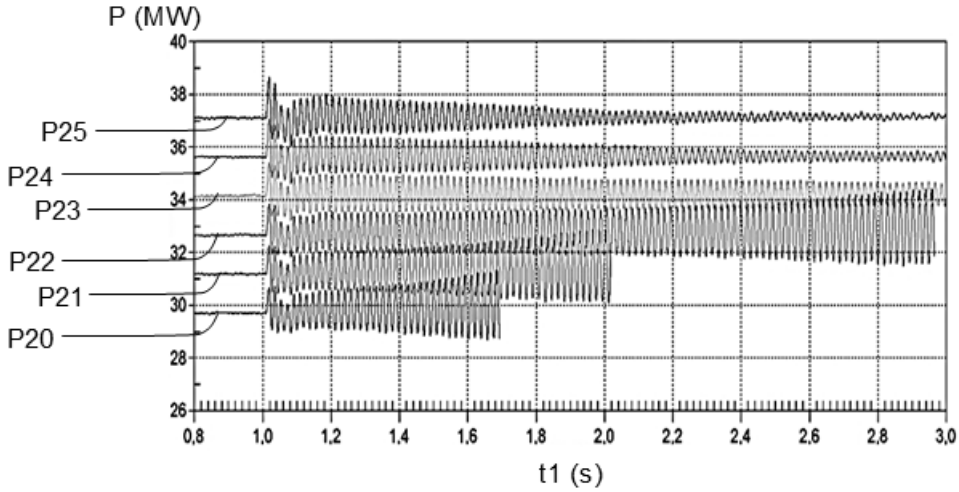


Fig. 9



(Estado anterior de la técnica)

Fig. 10

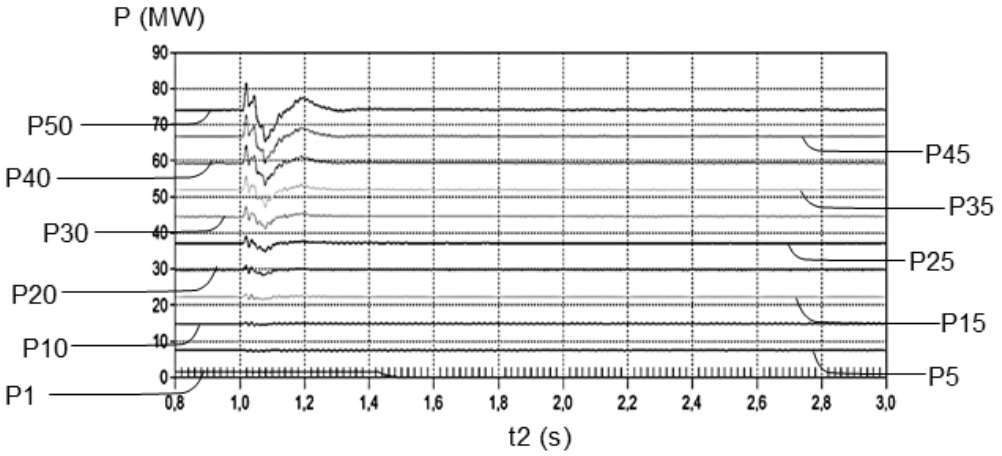

P (MW)
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
P50
P40
P30
P20
P10
P1
P45
P35
P25
P15
P5
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
2,2
2,4
2,6
2,8
3,0
t2 (s)

Fig. 11

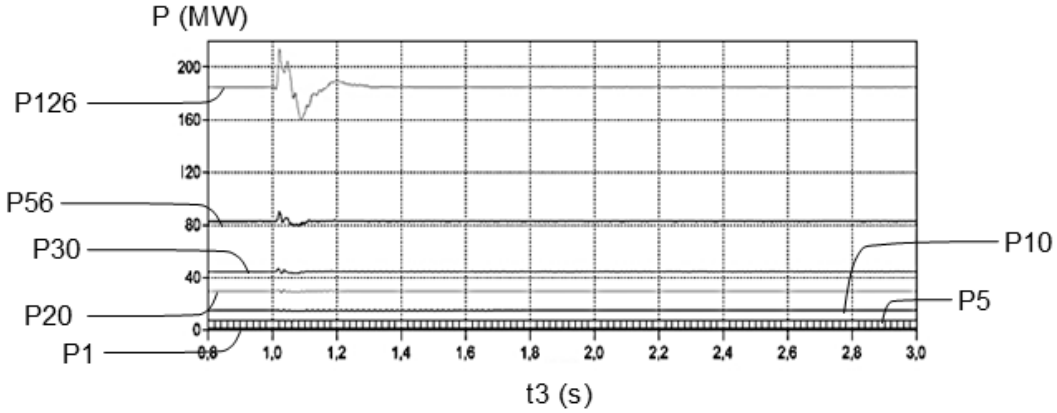

P (MW)
200
160
120
80
40
0
P126
P56
P30
P20
P1
P10
P5
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
2,2
2,4
2,6
2,8
3,0
t3 (s)

Fig. 12