(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 724 564**

(21) Número de solicitud: 201930057

(51) Int. CI.:

H02J 3/38 (2006.01)

(12) SOLICITUD DE PATENTE A1

(22) Fecha de presentación:

25.01.2019

(43) Fecha de publicación de la solicitud:

12.09.2019

(71) Solicitantes:

UNIVERSITAT POLITÉCNICA DE CATALUNYA (100.0%)
Jordi Girona, 31
08034 Barcelona ES

(72) Inventor/es:

RODRIGUEZ CORTÉS, Pedro;
TARRASÓ MARTINEZ, Andrés;
VERDUGO RETAMAL, Cristian Andres;
CANDELA GARCÍA, José Ignacio;
ROCABERT DELGADO, Joan y
LUNA ALLOZA, Álvaro

(54) Título: **SISTEMA Y MÉTODO DE CONTROL SÍNCRONO AGREGADO DE UNA PLANTA DE POTENCIA CON MÚLTIPLES ESTACIONES DE CONVERSIÓN DE POTENCIA**

(57) Resumen:

Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia con múltiples estaciones de conversión que regula la potencia activa y reactiva suministrada a la red eléctrica (3) mediante una estrategia de control síncrono virtual que presenta una estructura de dos niveles. Un control central (6) que tiene la capacidad de proveer soporte en frecuencia y tensión mediante la característica electromecánica de la máquina síncrona, y un control local (11) que se encarga de definir los niveles de potencia activa y reactiva en cada estación de conversión (2). Este método de control asiste a la estabilidad de la red mediante el soporte en frecuencia y tensión distribuyendo dinámicamente los niveles de potencia requeridos por cada estación de conversión mediante un ángulo de carga (20) y la amplitud de tensión de la fuerza electromotriz (21).

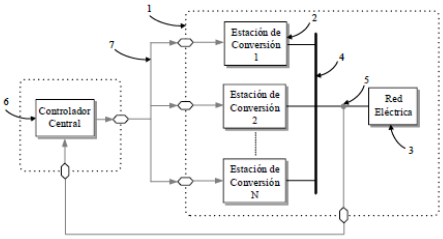


Figura 1

ES 2 724 564 A1

D E S C R I P C I Ó N

Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia con múltiples estaciones de conversión de potencia

SECTOR DE LA TÉCNICA

La presente invención pertenece al sector de los sistemas de potencia y presenta una estructura de control de dos niveles, consistente en un controlador central y un controlador local, que permite regular la potencia activa y reactiva suministrada por cada una de las estaciones de conversión de potencia que constituyen una planta de generación, la cual se encuentra conectada a la red eléctrica mediante un punto de intercambio de potencia, de forma que dicha planta se comporte en dicho punto de conexión como una planta de generación síncrona. El método de control presentado tiene una característica de control síncrono virtual, siendo capaz de proveer soporte a la regulación de la frecuencia y tensión de la red eléctrica, y distribuyendo dinámicamente los niveles de potencia requeridos para cada una de las estaciones de conversión de potencia mediante un ángulo de carga y un nivel de tensión.

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

Durante los últimos años, los sistemas de generación de energía han presentado un importante cambio. El fuerte impulso de las energías renovables ha causado que fuentes convencionales de energía hayan sido desplazadas por estas nuevas tecnologías, las cuales además han mostrado un crecimiento exponencial. La energía eólica y fotovoltaica han demostrado ser opciones prometedoras para los sistemas de potencia del futuro, aglutinando un alto porcentaje de las fuentes renovables instaladas alrededor del mundo. Estas fuentes de energía renovable se conectan a la red eléctrica mediante una estación de conversión de potencia, la cual se compone principalmente de un inversor de potencia, que trabaja comúnmente en modo fuente de tensión (VSC, Voltage Source Converter) y que se encarga de regular los niveles de potencia activa y reactiva que se suministran a la red.

Dado que la producción de los generadores basados en energías renovables dependen en gran parte de las condiciones ambientales de operación, sus niveles de generación pueden variar súbitamente y presentar una gran intermitencia. Estos cambios bruscos

de los niveles de potencia, unidos a otras contingencias que puedan acaecer en la red (desconexiones de generadores y cargas, fallas inesperadas, etc), pueden afectar de manera significativa a la estabilidad de la red eléctrica. Actualmente, la estabilidad dinámica de la red eléctrica se asegura gracias a los generadores síncronos, los cuales, gracias a su inercia mecánica, aportan a la red una reserva instantánea de energía que permiten mejorar el comportamiento dinámico de ésta.

Aún hoy, las centrales hidroeléctricas y térmicas contribuyen con la mayor cantidad de potencia a la red eléctrica. Sin embargo, el rápido incremento de la generación basada en energías renovables está cambiando este escenario. No obstante, las energías renovables procesadas mediante convertidores de potencia, entiéndase la eólica y la fotovoltaica, no proveen inercia a la red eléctrica. Por tanto, el alto nivel de integración de fuentes renovables hace que las redes se tornen débiles, con baja inercia y una alta vulnerabilidad a los desequilibrios súbitos entre los niveles de generación y demanda en la red. Esto ha incitado al desarrollo de nuevas soluciones para suplir la falta de inercia y hacer posible que redes con alta penetración de energías renovables tengan un comportamiento estable.

Para solucionar el problema de la falta de inercia en aquellos sistemas eléctricos dominados por convertidores de potencia, se han propuesto diferentes estrategias de control para dichos convertidores. Estos nuevos métodos de control pretenden adaptar los métodos de control clásicos, focalizándolos en la transformación directa de las referencias de potencia activa y reactiva en componentes de corriente activa y reactiva a ser inyectadas a la red, y otorgar a dicho controlador un comportamiento dinámico adecuado que permita contribuir a la mejora en la estabilidad de la frecuencia y tensión de la red eléctrica. Principalmente, estas estrategias de control se centran en emular, mediante el controlador del inversor, las características de la máquina síncrona para disfrutar de sus ventajas y aumentar así la estabilidad de la red. En WO2017044922 se propone un método para controlar las variaciones de frecuencia en la red mediante un inversor de potencia, representado como una fuente de tensión alterna en serie con una impedancia virtual, mediante la regulación del valor de dicha impedancia virtual. Esta técnica presenta una mejora en la respuesta dinámica del inversor cuando se compara con los controladores de corriente clásicos. Además, dicho controlador permite la compensación de armónicos. Por otra parte, en CN104377697A y US20110153113A1 se proponen dos estrategias de control diferentes, donde se emula la dinámica eléctrica del rotor de una máquina síncrona, para suministrar funcionalidades de soporte

dinámico a la red eléctrica.

La implementación del modelo dinámico del rotor de una maquina síncrona se realiza mediante el software de control del convertidor de potencia. La mayoría de los métodos propuestos para emular estos sistemas síncronos calculan la tensión a ser sintetizada por el inversor mediante la diferencia entre la tensión generada por el modelo dinámico del rotor virtual y la caída de tensión en la impedancia virtual. Por tanto, el inversor opera como una fuente de tensión controlada. Este método de control presenta algunos problemas de estabilidad debido al efecto de la componente derivativa de la impedancia virtual, principalmente cuando la red se ve afectada por perturbaciones armónicas y transitorios, lo que ha dado lugar a que aparezcan otras técnicas para paliar dichos problemas. En ES2402465B1, se presenta un método de control para regular la corriente de referencia de un inversor mediante un controlador basado en una admitancia virtual, el cual calcula la corriente a ser inyectada a partir de la diferencia entre la tensión del rotor virtual y la tensión real medida en los bornes de conexión del inversor. De esta manera, el uso de una admitancia virtual permite que el inversor opere como fuente de corriente, solucionando el problema de la componente derivativa asociado con la implementación de una impedancia virtual. Adicionalmente, en ES2402499B1 se presenta un método de control para emular en el inversor de potencia la característica dinámica del rotor mecánico de una máquina síncrona, definiéndose un coeficiente de inercia virtual y un factor de amortiguamiento que son utilizados para generar el ángulo de fase de la tensión inducida en el rotor de la máquina síncrona virtual. Estos métodos de control síncrono virtual se usan principalmente en sistemas distribuidos, donde existen varios puntos de generación interconectados dentro de la red eléctrica que contribuyen con diferentes niveles de potencia, incorporándose el sistema de control síncrono virtual en cada inversor de forma local. Sin embargo, dichos métodos no ofrecen la posibilidad de operar el conjunto de inversores como una entidad única, capaz de brindar a la red eléctrica el soporte de un sistema de gran tamaño.

Según lo expuesto, la presente invención propone un nuevo método de control síncrono virtual para sistemas agregados, por ejemplo, para una planta fotovoltaica constituida por múltiples inversores, donde toda la planta opera como un sistema síncrono único, capaz de contribuir a la mejora de la estabilidad de la red de manera agregada, como una entidad única.

EXPLICACIÓN DE LA INVENCIÓN

El método de control síncrono agregado para múltiples estaciones de conversión de potencia objeto de esta invención es un sistema de control que permite emular el comportamiento dinámico de una planta de generación síncrona de gran tamaño a través de múltiples estaciones de conversión de potencia conectadas a su red de distribución interna.

En un primer aspecto, el sistema de control y su método asociado comprenden al menos un controlador central de la planta de generación, que se encarga de gestionar la planta de forma agregada y decide los niveles de potencia que suministra cada uno de los convertidores de potencia que constituyen dicha planta, y además comprende al menos un controlador local, integrado en cada una de las estación de conversión, que es responsable de transformar los valores de referencia recibidos desde el controlador central en las señales de corriente a ser inyectadas en la red interna de distribución de la planta.

Este método de control se implementa mediante una estructura de dos niveles que hacen posible la regulación de la potencia suministrada por la planta a la red eléctrica, ajustando en línea sus parámetros de operación, con el propósito de optimizar el funcionamiento de dicha planta en diferentes condiciones de funcionamiento. El nivel de control superior se conoce como controlador central y controla la planta en su conjunto para emular la interacción electromecánica de una maquina síncrona con la red eléctrica. El controlador central regula el ángulo de carga de la planta, que es el ángulo resultante de la diferencia entre el ángulo de fase de la fuerza electromotriz inducida en la máquina síncrona y el ángulo de fase de la tensión en el punto de conexión a la red eléctrica. El controlador central también establece la referencia de tensión (amplitud y ángulo de fase) para todos los inversores que constituyen la planta con el objeto de regular la potencia activa y reactiva total intercambiada por dicha planta en el punto de conexión a la red eléctrica. Este controlador central implementa un lazo cerrado de control, denominado lazo electromecánico, el cual utiliza como entrada la diferencia entre la potencia activa de referencia de la planta y la potencia real suministrada por dicha planta a la red, y puede ser dinámicamente parametrizado mediante un coeficiente de inercia y un factor de amortiguamiento para adaptar su respuesta a las condiciones de operación de la planta. La salida del lazo electromecánico define la variación en la frecuencia de la fuerza electromotriz virtual,

E, del generador síncrono virtual que emula el controlador central de la planta. Esta frecuencia de la fuerza electromotriz virtual se integra para obtener un ángulo de fase que establece la posición de los ejes de un sistema síncrono de referencia. La tensión medida en el punto de conexión de la planta con la red se proyecta sobre dicho sistema síncrono de referencia mediante la transformación de Park para obtener así el ángulo de carga de la planta.

La fórmula simplificada de la potencia síncrona, mostrada en (1), determina el intercambio de potencia activa entre una fuente de tensión alterna, E, que representa la fuerza electromotriz de la máquina virtual, y la fuente de tensión alterna, V, que representa la tensión en el punto de conexión con la red eléctrica, suponiendo que ambas fuentes se encuentran conectada mediante una reactancia, X.

$$P_o = \frac{|E||V|}{X}\sin(\delta) \approx \frac{|E||V|}{X}\delta \qquad (1)$$

Según (1), y considerando que el ángulo de carga, δ, es pequeño, se puede afirmar que el nivel de potencia activa intercambiada entre las dos fuentes de tensión es proporcional a dicho ángulo de carga.

El lazo de interacción electromecánica del controlador central de la planta virtualmente síncrona provee una gran flexibilidad en la conexión de ésta a la red, ya que permite variar el coeficiente de inercia y el factor de amortiguamiento de dicho controlador para adaptarse de la mejor manera posible al estado de la red. Por ejemplo, en una realización preferente, se puede aumentar el factor de amortiguamiento para eliminar frecuencias sub-síncronas frente a variaciones de carga, o bien, disminuir el coeficiente de inercia para acortar el tiempo de sincronización en la conexión de la planta a la red eléctrica, o incluso aumentar dicho coeficiente de inercia para proporcionar un mayor soporte instantáneo a las variaciones de frecuencia en la red eléctrica.

El controlador central de la planta también implementa al menos un lazo cerrado de control de potencia reactiva, el cual se encarga de controlar la amplitud de la fuerza electromotriz virtual de la planta, inducida en la máquina síncrona virtual emulada en el controlador central, en respuesta al error existente entre la potencia reactiva inyectada por la planta en la red eléctrica y la potencia reactiva de referencia de la misma. Mediante este lazo de control, la planta puede ofrecer servicios de soporte en la tensión

de la red eléctrica en el punto de conexión de la planta.

En una realización preferente, el controlador de potencia reactiva puede incorporar un controlador de tensión de tipo “droop” para modificar la potencia de referencia reactiva de acuerdo a una curva definida por el operador de la planta, en respuesta a los requerimientos establecidos por el operador de la red eléctrica. En este controlador, se define el nivel de potencia reactiva a suministrar o absorber en función de la amplitud de la tensión en el punto de conexión a la red.

Por otro lado, el nivel de control local engloba los lazos de control que se encuentran integrados en cada estación de conversión de potencia de la planta. Este nivel de control local es el responsable de regular la corriente inyectada por cada estación de conversión de potencia en la red de distribución de la planta a partir de las referencias de ángulo de carga y amplitud de fuerza electromotriz recibidas desde el controlador central. Estas referencias se utilizan para establecer el ángulo de fase y la amplitud del correspondiente oscilador que sintetiza la fuerza electromotriz virtual inducida en cada estación de conversión de potencia. La diferencia (módulo y ángulo) entre la fuerza electromotriz virtual y la tensión medida en el punto de conexión de cada inversor, cuando se aplica a una admitancia virtual definida en el lazo de control local, establece la referencia de corriente alterna para el lazo interno de corriente de dicho controlador local.

La admitancia virtual permite operar la estación de conversión de potencia como si fuese una fuente de corriente. Además, provee un efecto de filtrado pasa-bajos ante las variaciones súbitas de tensión en el punto de acoplo de la estación de conversión de potencia y mejora la estabilidad del sistema. Asimismo, la posibilidad de adaptar dinámicamente los parámetros de la admitancia virtual en cada estación de conversión de potencia permite ajustar dinámicamente el nivel de potencia que cada estación suministra a la red eléctrica.

En una realización preferente, las admitancias virtuales de todas las estaciones de conversión de potencia pueden ser consideradas iguales para suministrar, de manera equitativa, los mismos niveles de potencia a la red eléctrica. Como ejemplo, este caso se presenta cuando las fuentes de aporte de energía conectadas a cada estación de conversión de potencia (paneles fotovoltaicos, baterías, etc) presentan características similares y generan niveles similares de potencia.

En otra realización preferente, las admitancias virtuales de cada estación de conversión pueden presentar diferentes valores, suministrando así diferentes niveles de potencia a la red eléctrica. De esta manera, la potencia agregada de la planta es distribuida entre sus estaciones de conversión de potencia en función de su admitancia virtual. De esta manera, las estaciones de conversión con mayor admitancia virtual generarán mayores niveles potencia.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Para complementar la descripción de la invención y con objeto de aclarar el funcionamiento del método de control presentado, seguidamente se describen las figuras en donde, con carácter ilustrativo y no limitativo, se presenta lo siguiente:

La figura 1 muestra el esquema general de una planta de generación de potencia, la cual está compuesta por una o más estaciones de conversión de potencia conectadas mediante la red de distribución de la planta al punto de conexión del sistema agregado a la red eléctrica.

La figura 2 muestra de forma detallada los elementos que componen una estación de conversión de potencia.

La figura 3 muestra la estructura del controlador central de la planta, donde se tiene un controlador electromecánico para determinar el ángulo de carga de la planta y un controlador de potencia reactiva para definir la variación de la fuerza electromotriz virtual de la planta.

La figura 4 muestra la estructura de control local en cada estación de conversión de potencia. Este controlador está formado por una admitancia virtual, encargada de establecer los niveles de corriente a inyectar por la estación de conversión de potencia, y el controlador interno de corriente para establecer el índice de modulación.

La figura 5 muestra la estructura de control del ángulo de fase de la fuerza electromotriz virtual en cada estación de conversión de potencia en función del ángulo de carga definido por el controlador central.

La figura 6a muestra un gráfico representativo de la potencia activa y reactiva suministrada al punto de conexión de la planta a la red eléctrica.

La figura 6b muestra un gráfico representativo del reparto de potencia entre las estaciones de conversión de potencia conectadas en la planta. Donde el nivel de

potencia generado por cada estación de conversión depende del valor de su admitancia virtual.

La figura 6c muestra un gráfico representativo de la corriente alterna a la salida de cada estación de conversión de potencia.

La figura 7a muestra un gráfico representativo de la potencia activa suministrada por la planta en su punto de conexión a la red eléctrica, en el que se consideran diferentes valores del coeficiente de inercia.

La figura 7b muestra un gráfico representativo de la frecuencia medida en el punto de conexión de la planta a la red eléctrica.

REALIZACIÓN PREFERENTE DE LA INVENCIÓN

A continuación, se presenta una realización preferente de la invención haciendo referencia a las figuras mencionadas previamente.

Una posible realización preferente del control síncrono por ángulo de carga para múltiples estaciones de conversión de potencia se presenta en la configuración de la figura 1. Todas las estaciones de conversión de potencia (2) dentro de la planta (1) son conectadas a la red eléctrica (3) mediante un sistema de interno distribución y colector común (4) encargado de recolectar la potencia generada por las diferentes estaciones de conversión de la planta. Las mediciones de tensión y corriente se realizan en un punto de acoplo común de la planta con la red eléctrica (5), lugar donde se integra el controlador central (6), encargado de proveer la característica síncrona a la planta de generación mediante la regulación de su nivel de tensión inducida virtual y de su ángulo de carga virtual. Estas señales (7) son enviadas a cada estación de conversión para, posteriormente, definir las referencias de corriente activa y reactiva mediante un controlador local (11).

Cada estación de conversión de potencia se describe mediante la figura 2. En la que un inversor de potencia (8) se encarga de convertir la potencia proveniente de una fuente de energía externa de corriente continua (9) a ondas de tensión y corriente alterna. Un filtro (10) se utiliza para filtrar las componentes de alta frecuencia en las ondas de tensión y corriente para disminuir el rizado y con esto el contenido armónico. Por último, un controlador local (11) recibe las consignas de ángulo de carga virtual y tensión inducida virtual desde el controlador central para posteriormente generar las referencias de corriente activa y reactiva que el inversor debe inyectar en la red en base

al valor de una admitancia virtual y del valor de la tensión de la red en el punto de acoplo de dicho inversor.

Las señales de control que se envían a cada estación de conversión provienen del controlador central que presenta una estructura como la mostrada en la figura 3. Este controlador se encarga de enviar la variación de la fuerza electromotriz inducida (21) y del ángulo de carga (20) a cada estación de conversión de potencia de la planta mediante dos lazos de control que dependen del error de potencia activa y reactiva en el punto de conexión de la planta a la red. La referencia de potencia activa y su medición (16) obtenida en el punto de conexión de la planta a la red, son enviadas al bloque de control de interacción electromecánica (12), cuyo propósito es establecer la variación de velocidad angular $\Delta\omega$ del controlador síncrono central. Posteriormente, la variación de velocidad angular obtenida se suma a la velocidad angular nominal de la red y la señal resultante es integrada (13) para obtener el ángulo de fase θ de la fuerza electromotriz inducida en la máquina síncrona. Este ángulo de fase se utiliza para establecer la posición angular del sistema de referencia síncrono sobre el que se proyecta mediante la transformación de Park (14) la mediad de la tensión en el punto de conexión común de la planta (19), para luego, a través de la identidad trigonométrica arco-tangente (15), obtener el ángulo de carga (20). Por otra parte, el control de potencia reactiva (18) define la variación de la fuerza electromotriz ΔE mediante la diferencia entre la referencia y medición de potencia reactiva (17). Esta variación de tensión, junto al ángulo de carga, son respectivamente las señales proporcionadas a cada estación de conversión de potencia para definir las corrientes de referencia de corriente mediante el control local.

El controlador local (11) está integrado en cada estación de conversión de potencia y se encarga de proveer las señales requeridas por el inversor de potencia para generar los niveles de corriente activa y reactiva a partir de las referencias enviadas por el controlador central. Este controlador local, presentado en la figura 4 se compone de un oscilador de tensión (22) que genera una tensión de fuerza electromotriz alterna trifásica a partir de la referencia ΔE y del ángulo de fase local θ_E, fijado previamente por el controlador de ángulo de fase (25). Este lazo de control se encarga de regular el ángulo de fase interno de la estación de conversión de potencia para permanecer en sincronía con el ángulo de fase central de la planta mediante el ángulo de carga (20), enviado por el controlador central, y la medición de tensión (26) en el punto de conexión de la estación de conversión de potencia a la red de distribución de la planta. El error

entre la fuerza electromotriz local generada por el oscilador y la tensión medida en el punto de acoplo de la estación de conversión de potencia v_o se usa como entrada al bloque de la admitancia virtual (23), cuya salida es la corriente alterna de referencia que se suministra al controlador de corriente (24) para regular la corriente alterna inyectada en la red (27) y generar la tensión de modulación requerida por cada estación de conversión de potencia.

Para entender el funcionamiento interno del controlador de ángulo de fase, la figura 5 presenta su configuración en detalle. El ángulo de carga δ, generado por el controlador central, se utiliza como variable de entrada para establecer el valor de referencia del ángulo de fase θ_E de la estación de conversión de potencia para, de esta manera, sincronizar cada inversor con el controlador central. La diferencia entre el ángulo δ, enviado por el controlador central, y el ángulo de carga local (30) se envía a un controlador proporcional e integral (28) para definir la variación de velocidad, cuyo valor se suma a la velocidad angular nominal de la red, y la señal resultante es integrada para obtener el ángulo de fase local de la estación de conversión de potencia (29). Este ángulo de fase local es utilizado por la transformada de Park para calcular las componentes directa y cuadratura de la tensión medida en el punto de conexión a red de la estación de conversión de potencia v_o, a través de una proyección de dicha tensión sobre el sistema de referencia síncrono. Al igual que en el controlador central, estas variables son utilizadas por la identidad trigonométrica arco-tangente para obtener el ángulo de carga local de la estación de conversión de potencia.

A continuación, se describen algunos resultados para ilustrar la operación de la implementación preferente propuesta. Para ello, se conectan cuatro estaciones de conversión de potencia en el punto de conexión a la red eléctrica del sistema agregado. Cada estación de conversión de potencia está compuesta por una fuente externa de corriente continua, un inversor trifásico de dos niveles, un filtro para disminuir el rizado y contenido armónico en las señales de corriente y tensión alterna y, por último, un controlador local para establecer las referencias de corriente activa y reactiva a ser inyectadas por cada estación de conversión en función de las referencias de ángulo de carga y de variación de fuerza electromotriz virtual enviadas desde el controlador central. Además, se utilizan diferentes valores de admitancia virtual en cada estación de conversión, para que así, se suministren diferentes niveles de corriente, y consiguientemente de potencia, a la red eléctrica. De esta manera, la potencia agregada de la planta es distribuida entre las estaciones de conversión en función del

valor de sus admitancias virtuales.

En esta implementación preferente, el valor de las admitancias virtuales se asigna de manera tal que las estaciones de conversión de potencia 1 y 4 generen el mismo nivel de potencia. Así mismo, el valor de la admitancia virtual asignado a la estación de conversión de potencia 2 hace que ésta genere un 20 % menos de potencia que las estaciones 1 y 4. En el caso de la estación de conversión de potencia 3, se asigna un valor de admitancia virtual para que ésta genere un 20 % más de potencia que las estaciones 1 y 4. De este modo, la planta suministra a la red eléctrica un nivel de potencia que se distribuye de forma equitativa entre las estaciones de conversión de potencia 1 y 4, y de forma desigual entre las estaciones restantes.

En un primer ensayo, se observa la distribución de potencia suministrada en el punto de conexión a red de la planta cuando se tienen diferentes valores de admitancia virtual asignados en las estaciones de conversión de potencia. Durante este ensayo, se evalúa el comportamiento de la planta al desconectar la estación de conversión de potencia 3. En ese caso, se observa cómo la potencia generada se redistribuye entre las estaciones de conversión de potencia restantes, manteniendo así invariante el nivel de potencia suministrada por la planta en el punto de conexión a la red eléctrica. En la Figura 6a se observa el cambio de potencia activa y reactiva suministrada por la planta a la red eléctrica cuando hay un cambio de referencia en la potencia activa en el controlador central. Este cambio sucede a los 0.3 s, tiempo en el que se fija como referencia de potencia activa un 80 % del valor nominal de la planta, mientras que la referencia de potencia reactiva se mantiene con un valor igual a cero. En la Figura 6b se observa como la potencia activa suministrada por la planta se distribuye entre las estaciones de conversión de potencia de acuerdo a los valores de admitancia virtual asignados previamente a los controladores locales de las estaciones de conversión de potencia. Debido a que las estaciones de conversión de potencia 1 y 4 tienen el mismo valor de admitancia virtual, estas generan el 20 % de la potencia suministrada por la planta a la red eléctrica. Asimismo, la estación de conversión de potencia 2 genera un 16 % de la potencia suministrada por la planta y la estación de conversión de potencia 3 genera un 24 % de la potencia suministrada por la planta. Los niveles de potencia suministrados por cada estación de conversión de potencia guardan una relación directa con las corrientes alternas medidas a la salida de cada estación. En la figura 6c se muestran las corrientes alternas en una ventana de tiempo que va desde los 0.8 s a los 0.87 s. Debido a que se envía el mismo ángulo de carga a todas las estaciones de conversión

de potencia de la planta, las corrientes alternas inyectadas por las cuatro estaciones de conversión de potencia tienen la misma fase, pero diferentes niveles de amplitud, debido a las diferencias en los valores de sus admitancias virtuales.

En esta implementación preferente, el estado de operación anterior se ve afectado drásticamente en el instante 1 s, debido a que la estación de conversión de potencia 3 se desconecta repentinamente de la red eléctrica. Este cambio da lugar a que el controlador central reaccione haciendo que las estaciones de conversión de potencia que permanecen conectadas reajusten sus niveles de potencia generada para que la potencia total suministrada por la planta en el punto de conexión común mantenga el nivel de potencia previo a la desconexión. En la Figura 6a se observa como la potencia total suministrada a la red eléctrica presenta una súbita perturbación, producto de la desconexión de la estación de conversión de potencia 3. Sin embargo, esta perturbación es rápidamente atenuada y la potencia total suministrada por la planta alcanza nuevamente el valor de referencia del controlador central. En la Figura 6b se observa como la estación de conversión de potencia 3 deja de suministrar potencia en el instante 1s, mientras que las estaciones de conversión restantes aumentan su nivel de potencia en función del valor de admitancia virtual elegido en sus controladores locales. Por lo tanto, en estado estacionario, las estaciones de conversión de potencia 1 y 4 comienzan a suministrar el 27.7 % de la potencia total de la planta y la estación de conversión de potencia 2 comienza a suministrar el 24.4 % de la potencia total de la planta.

En un segundo ensayo de esta implementación preferente, se observa el efecto del parámetro de inercia en el controlador electromecánico ante cambios de la frecuencia de la red eléctrica. Al emular la característica inercial de una máquina síncrona, el controlador central de la planta modifica de forma automática las variables de ángulo de carga y fuerza electromotriz en caso de que existan variaciones de frecuencia en la red eléctrica. En la Figura 7a se observa cómo cambia la potencia activa suministrada por la planta cuando sucede un cambio de frecuencia en la red eléctrica. Para ello, se produce una variación de frecuencia controlada en la red, tal como se observa en la Figura 7b. Este cambio de frecuencia ocasiona que el ángulo de carga generado por el controlador central varíe para aumentar el nivel de potencia activa suministrada por la planta en el punto de conexión con la red eléctrica. Dependiendo del valor del parámetro de inercia, el nivel de potencia suministrado por la planta será menor o mayor. En la Figura 7a se muestra la potencia suministrada por la planta en el caso de que el

parámetro de inercia del controlador central de la planta tome los valores 1, 5 y 10 s. Previo al cambio de frecuencia en la red, la referencia de potencia activa de la planta estaba fijada en un 80% de su potencia nominal. En el instante 1.4 s, la frecuencia comienza a disminuir de forma lineal y la potencia activa comienza a aumentar para brindar soporte a la red ante dicha bajada de frecuencia. La variación en la potencia suministrada por la planta es directamente proporcional al valor del parámetro de inercia configurado en el controlador electromecánico del controlador central. Por lo tanto, mientras mayor sea el valor del parámetro de inercia, mayor es la variación en la potencia suministrada por la planta. En el instante 2.4 s el descenso de frecuencia se detiene y, por lo tanto, el aumento de potencia activa suministrada por la planta comienza a disminuir hasta alcanzar nuevamente el valor de potencia de referencia previo al cambio de frecuencia.

REIVINDICACIONES

1. Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia con múltiples estaciones de conversión que regula la potencia suministrada a la red eléctrica (3) de al menos una estación de conversión (2) conectada a la red en un punto de conexión (5), **caracterizado** porque el método de control síncrono se divide en un controlador central (6), que contiene un controlador de interacción electromecánica de la planta y un controlador de fuerza electromotriz virtual; y un controlador local (11), responsable de regular la corriente suministrada por cada estación de conversión de potencia a la red eléctrica (3).

2. Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia según la reivindicación 1, **caracterizado** porque el controlador central está formado por un controlador electromecánico (12), encargado de regular el ángulo de carga de la planta (20) a partir de la diferencia entre el valor de referencia y la medida de la potencia activa (16) en el punto de conexión de la planta con la red eléctrica (5), donde la dinámica del lazo de control electromecánico está determinada por los parámetros de inercia y de factor de amortiguamiento.

3. Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia según la reivindicación 2, **caracterizado** porque el ángulo de carga de la planta (20) se define a partir de la proyección del vector de tensión medido en el punto de conexión de la planta con la red eléctrica (19) sobre un sistema de referencia síncrono (14) cuya posición angular la establece el ángulo de fase del rotor virtual de la planta, obtenido mediante el controlador central al integrar la variación de velocidad angular de dicho rotor virtual (13).

4. Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia según la reivindicación 1, **caracterizado** porque el controlador central incluye un regulador de potencia reactiva (18) para controlar la variación de amplitud de la fuerza electromotriz virtual de la planta (21).

5. Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia según la reivindicación 1, **caracterizado** porque el controlador local de cada estación de conversión de potencia de la planta está formado por un controlador de ángulo de fase (25), un oscilador de tensión (22), una admitancia virtual (23) y un controlador de corriente (24).

6. Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia según la reivindicación 5, **caracterizado** porque el controlador de ángulo de fase (25) regula el ángulo de fase local de cada estación de conversión de potencia a partir de la referencia de ángulo de carga (20), suministrada por el controlador central, y la tensión medida en el punto de conexión a la red eléctrica de distribución de la planta (26).

7. Sistema y método de control síncrono agregado de una planta de potencia según la reivindicación 5, **caracterizado** porque la admitancia virtual del controlador local de cada estación de conversión de potencia de la planta se puede ajustar dinámicamente para regular el reparto de potencia entre las diferentes estaciones que constituyen la planta.

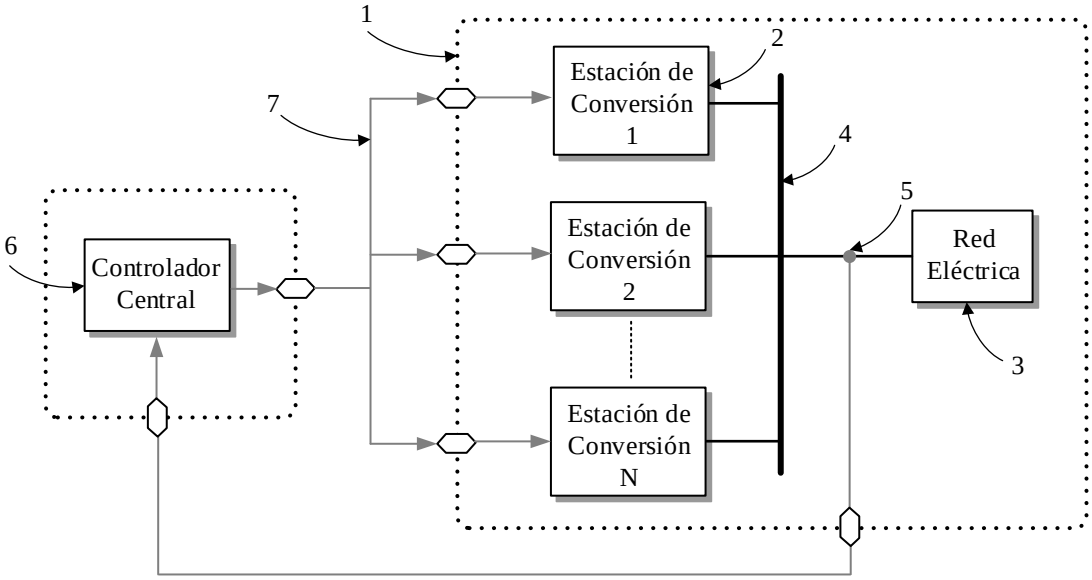


Figura 1

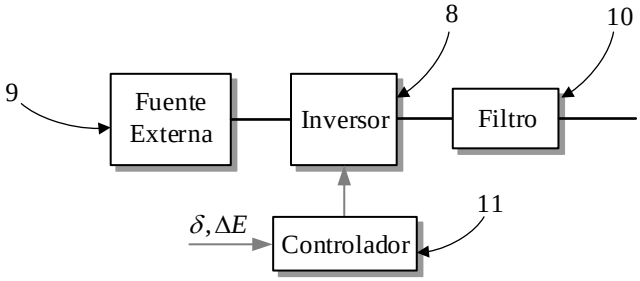


Figura 2

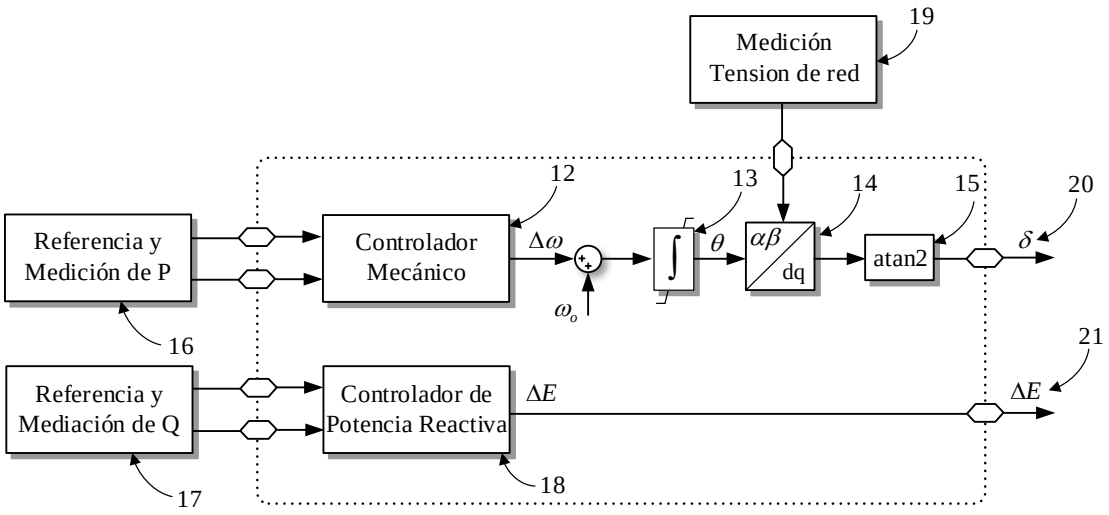


Figura 3

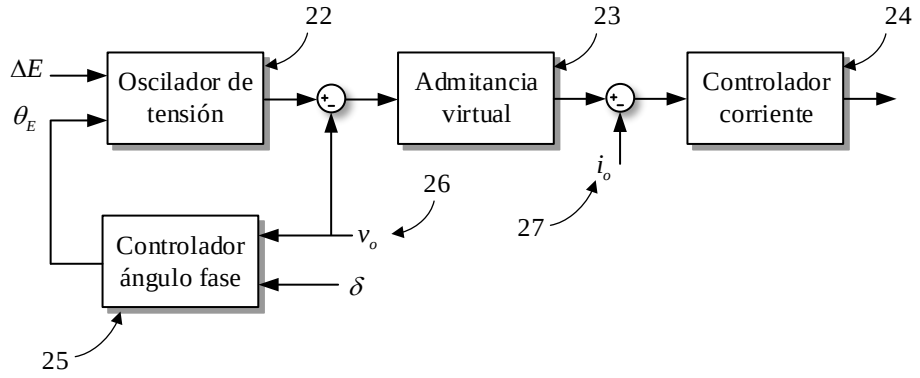


Figura 4

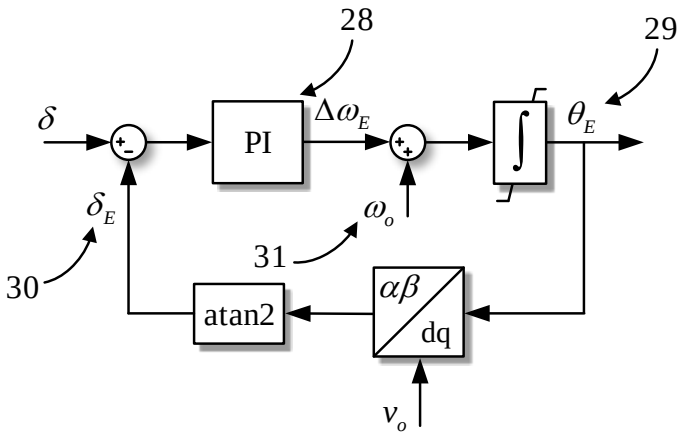


Figura 5

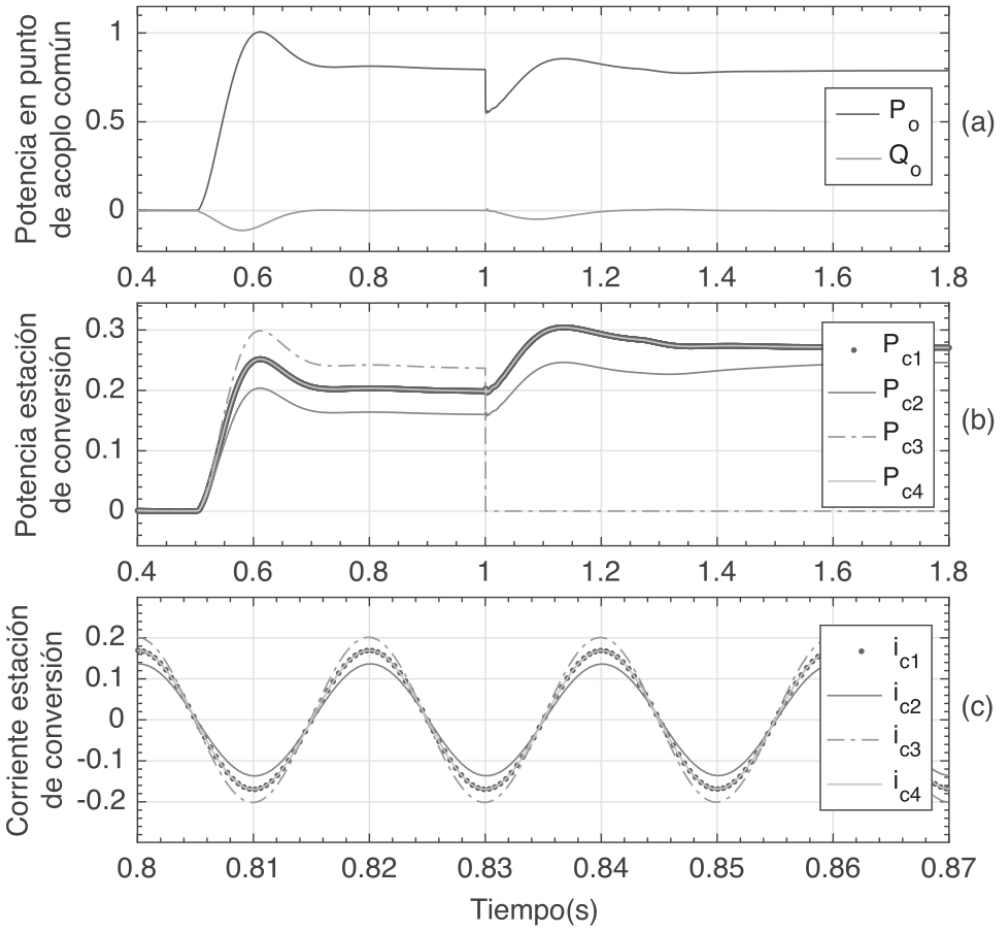


Figura 6

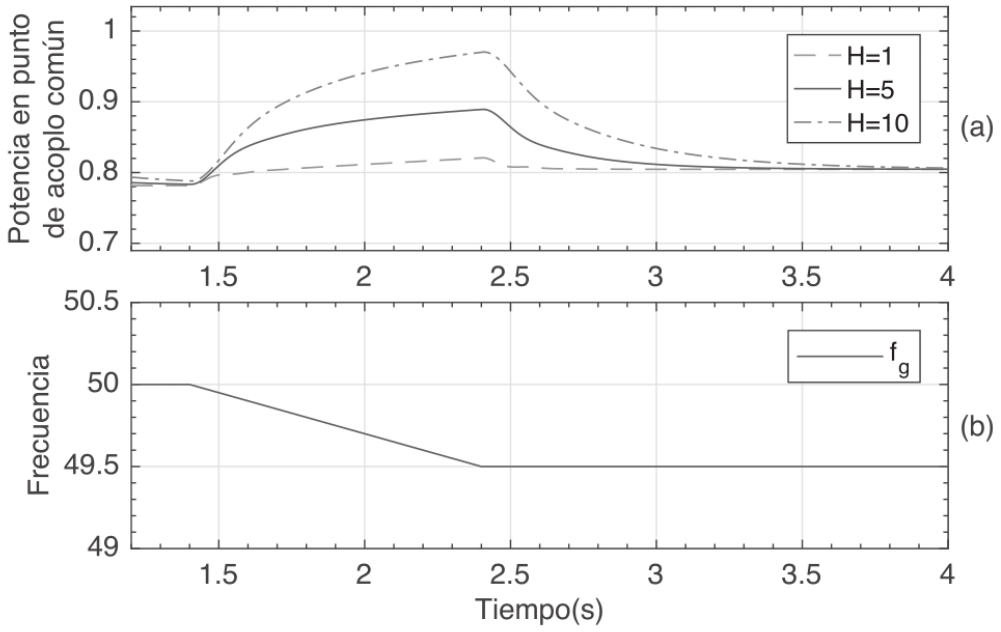

Potencia en punto de acoplo común
1
0.9
0.8
0.7
H=1
H=5
H=10
(a)
1.5
2
2.5
3
3.5
4
50.5
50
49.5
49
Frecuencia
f_g
(b)
Tiempo(s)

Figura 7

OFICINA ESPAÑOLA
DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(21) N.º solicitud: 201930057

(22) Fecha de presentación de la solicitud: 25.01.2019

(32) Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TECNICA

(51) **Int. Cl. :** ***H02J3/38*** (2006.01)

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	(56) Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
X A	REMON DANIEL; CANTARELLAS ANTONI M; NIETO JUAN DIEGO; WEIYI ZHANG; RODRIGUEZ PEDRO. Aggregated model of a distributed PV plant using the synchronous power controller . 2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE, 06/03/2015, Páginas 654-659, <DOI: doi:10.1109/ISIE.2015.7281546>	1-4 5-7
A	BLASCO-GIMENEZ R; AÑO-VILLALBA S; RODRIGUEZ-DDERLEÉ J; MORANT F; BERNAL S. Distributed voltage and frequency control of off-shore wind farms connected with a diode based HVDC link . IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society,, 07/11/2010, Páginas 2994 - 2999 , ISSN ISBN 978-1-4244-5225-5 ; ISBN 1-4244-5225-2	1-7
A	YAN WEIHANG; GAO WEI; GAO TIANQI; GAO DAVID WENZHONG; YAN SHIJIE; WANG JIANHUI . Distributed cooperative control of virtual synchronous generator based microgrid . 2017 IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT), , 14/05/2017, Páginas 506-511, <DOI: doi:10.1109/EIT.2017.8053414>	1-7
A	VIAWAN F A; KARLSSON D. Voltage and Reactive Power Control in Systems With Synchronous Machine-Based Distributed Generation . IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, , 01/04/2008, Vol. 23, Páginas 1079 - 1087 , ISSN 0885-8977	1-7

Categoría de los documentos citados
X: de particular relevancia
Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría
A: refleja el estado de la técnica
O: referido a divulgación no escrita
P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud
E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

☒ para todas las reivindicaciones ☐ para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe	Examinador	Página
28.08.2019	L. J. García Aparicio	1/3

OFICINA ESPAÑOLA
DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(21) N.º solicitud: 201930057

(22) Fecha de presentación de la solicitud: 25.01.2019

(32) Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TECNICA

(51) **Int. Cl. :** ***H02J3/38*** (2006.01)

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	(56) **Documentos citados**	**Reivindicaciones afectadas**
A	EP 2645519 A2 (GEN ELECTRIC) 02/10/2013, Resumen; figuras; párrafos [0012]-[0015]	1-7
A	WO 2012028150 A2 (VESTAS WIND SYS AS; GARCIA JORGE MARTINEZ) 08/03/2012, Página 2, línea 15 - página 3, línea 27	1-7

Categoría de los documentos citados
X: de particular relevancia
Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría
A: refleja el estado de la técnica
O: referido a divulgación no escrita
P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud
E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

☒ para todas las reivindicaciones ☐ para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe	**Examinador**	**Página**
28.08.2019	L. J. García Aparicio	2/3

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

H02J

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC, XPI3E, XPIEE, XPESP, INSPEC