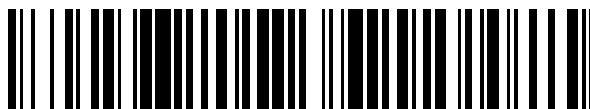


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 548 786**

51 Int. Cl.:

H02P 25/02 (2006.01)

H02P 9/30 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **29.10.2009** **E 09756165 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.07.2015** **EP 2377238**

54 Título: **Generadores síncronos estáticos**

30 Prioridad:

12.11.2008 GB 0820699

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

20.10.2015

73 Titular/es:

RAMOT AT TEL AVIV UNIVERSITY, LTD. (100.0%)
P.O. Box 39296
61392 Tel Aviv, IL

72 Inventor/es:

WEISS, GEORGE y
ZHONG, QING-CHANG

74 Agente/Representante:

VALLEJO LÓPEZ, Juan Pedro

ES 2 548 786 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Generadores síncronos estáticos

5 La presente invención se refiere a un dispositivo de control para un inversor asociado con una fuente de alimentación eléctrica. Específicamente, el dispositivo de control hace que la fuente de alimentación y el inversor juntos imiten, en algunos aspectos, el comportamiento de un generador eléctrico síncrono.

10 Por motivos económicos, técnicos y ambientales, las fuentes de energía cada vez más distribuidos, tales como centrales térmicas y eléctricas (CHP) combinadas, y las fuentes de energía renovables, tales como la energía eólica, energía solar, la energía undimotriz y mareomotriz, etc., jugarán un papel importante en el futuro suministro de electricidad. La UE ha fijado un objetivo del 22 % para la cuota de fuentes de energía renovables y un objetivo del 18 % para la cuota de CHP en la generación de electricidad para el año 2010. El sistema de energía eléctrica está experimentando un cambio dramático de generación centralizada a generación distribuida. La mayoría de estos generadores de energía distribuida/renovables producen fuentes de CA de frecuencia variable, de CA de alta frecuencia, o fuentes de CC y, en consecuencia, requieren convertidores CC-CA para la interfaz con la red pública. El término "inversor" se utilizará aquí para referirse a cualquier dispositivo para la conversión de CC en una salida de CA controlada. Las turbinas de viento, por ejemplo, son más eficaces si son libres de generar a frecuencia variable y por tanto, requieren la conversión de CA de frecuencia variable a CC a CA; las turbinas de gas pequeñas con generadores de accionamiento directo funcionan a alta frecuencia y requieren la conversión de CA a CC a CA; las matrices fotovoltaicas requieren la conversión CC-CA. Más y más inversores estarán conectados a la red y probablemente dominarán la generación de energía con el tiempo. En todos estos casos los mismos inversores básicos se utilizan y deben controlarse para proporcionar formas de onda de suministro de alta calidad a los consumidores.

25 El paradigma actual en el control de los generadores de energía eólica o solar es extraer la máxima potencia de la fuente de potencia e inyectarla toda en la red eléctrica. Esta es una buena política, siempre y cuando dichas fuentes de potencia constituyen una parte insignificante de la capacidad de la red eléctrica, y la fluctuación de potencia de los generadores de potencia renovable se puede ver compensada por los controladores asociados a los grandes generadores convencionales de la red. Algunos de estos generadores se encargarán también de la estabilidad general del sistema y resistir una falla sin sufrir averías. Cuando los generadores de potencia renovables (especialmente los solares) proporcionan la mayor parte de la potencia de la red, tal comportamiento "irresponsable" (por su parte) se convertirá en insostenible. Por lo tanto, se planteará la necesidad de funcionar en la misma forma en que los generadores de potencia convencionales funcionan hoy en día. Esto requiere primero de todas las unidades de almacenamiento de energía grandes y de alta eficiencia, de modo que las fluctuaciones aleatorias de la fuente de potencia motriz se puedan filtrar, pero requiere también de un control apropiado de las salidas de las fuentes de energía distribuidas. Existen dos opciones. Una de ellas es volver a diseñar todo el sistema de potencia y cambiar la forma en que funciona. La otra es encontrar una forma para que los inversores se integren en el sistema existente y se comporten de la misma manera que los grandes generadores síncronos (SG), que son los principales generadores en las centrales eléctricas actuales. Al parecer, la primera opción no es económicamente viable.

45 Se ha propuesto que los inversores asociados con las fuentes de energía distribuida deban funcionar imitando el comportamiento de un generador síncrono (SG). La expresión "generador síncrono estático (SSG)" ha sido definido por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) para representar un convertidor de potencia cambiante estático, auto-conmutado alimentado desde una fuente de energía eléctrica apropiada y que funciona para producir un conjunto de tensiones de salida de múltiples fases ajustables, que se pueden acoplar a un sistema de potencia de CA con la finalidad de intercambiar independientemente controlable potencia real y reactiva. Esto se definió originalmente para uno de los controladores de derivación conectado en FACTS (sistema flexible de transmisión de CA). Esta expresión está tomada aquí para representar a los inversores que se comportan como generadores síncronos. Un SSG tiene las características de un SG, pero sin piezas giratorias (por lo tanto, estático). De esta manera, las fuentes de energía distribuida se pueden hacer funcionar bajos principios bien entendidos en relación con los generadores síncronos convencionales, por ejemplo, los esquemas de control descritos en los documentos EP1758239 y US2006268587.

55 En un documento titulado "Máquina Síncrona Virtual" ofrecido en la 9ª Conferencia Internacional sobre la Calidad y utilización de Energía eléctrica del 9-11 octubre de 2007 por HP Beck y R. Hesse describe el concepto básico de un generador síncrono virtual, al igual que el documento "Generadores Síncronos Virtuales", publicado en Sociedad General de Potencia y energía del IEEE en 2008 - Conversión y Suministro de Energía Eléctrica en el siglo 21, páginas 1-3, 2008 y escrito por J. Driesen y J. Visscher. Ningún documento describe los detalles prácticos de un sistema necesario para controlar un generador síncrono estático y este aspecto sigue siendo problemático. De acuerdo con un primer aspecto de la presente invención, como se expone en la reivindicación 1, existe un dispositivo de control para un inversor, implementando el dispositivo de control un modelo de un generador síncrono, en el que el inversor se controla basándose en parámetros calculados utilizando el modelo, a fin de comportarse como un generador síncrono convencional, comprendiendo el modelo variables que representan la posición angular y la velocidad de giro de un rotor del generador virtual, lógica para calcular un par electromagnético virtual que actúa en el rotor del generador virtual a partir de la corriente

de salida del inversor medida y de una variable que representa una corriente de excitación virtual, lógica para el cálculo de la velocidad de giro del rotor virtual a partir del par electromagnético virtual y de al menos una variable que representa un par de accionamiento virtual aplicado al rotor del generador virtual, y a partir de un parámetro que representa la inercia virtual del rotor, en el que el momento de inercia se elige como el producto de la constante de tiempo de un bucle de caída de frecuencia por un factor de amortiguación que se comporta como un coeficiente de caída de frecuencia, y

lógica para calcular, a partir de las variables que representan la posición angular y la velocidad de giro del rotor del generador virtual y a partir de la variable que representa la corriente de excitación, una señal de control para controlar el inversor para producir una salida de CA que corresponde a la del generador síncrono virtual,

el dispositivo de control comprende además lógica que implementa un primer bucle de retroalimentación en el que la desviación de la velocidad de giro del rotor del generador virtual a partir de una velocidad de giro de referencia se detecta y se utiliza para ajustar el par de accionamiento virtual, para regular así la velocidad angular del rotor del generador virtual, y para así regular la frecuencia de la salida de CA del inversor y la potencia real suministrada por el inversor.

De acuerdo con un segundo aspecto de la presente invención, como se expone en la reivindicación 13, hay un método de control de un inversor, que comprende el modelado de un generador síncrono para producir un modelo, en el que el inversor se controla basándose en parámetros calculados utilizando el modelo, así como para comportarse como un generador síncrono convencional, en el que el modelo se modela

representado la posición angular y la velocidad de giro de un rotor del generador virtual utilizando variables numéricas, midiendo la corriente de salida del inversor,

calculando un par electromagnético virtual que actúa sobre el rotor del generador virtual a partir de la corriente de salida del inversor medida y a partir de una variable que representa una corriente de excitación virtual,

calculando la velocidad de giro del rotor virtual a partir del par electromagnético virtual y de al menos una variable que representa un par de accionamiento virtual aplicado al rotor del generador virtual, y a partir de un parámetro que representa la inercia virtual del rotor, en el que el momento de inercia se elige como el producto de la constante de tiempo de un bucle de caída de frecuencia por un factor de amortiguación que se comporta como un coeficiente de caída de frecuencia, y

calculando, a partir de las variables que representan la posición angular y velocidad de giro del rotor del generador virtual y de la variable que representa la corriente de excitación, una señal de control para controlar el inversor para producir una salida de CA que corresponde a la del generador síncrono virtual,

implementando un primer bucle de retroalimentación en el que la desviación de la velocidad de giro del rotor del generador virtual a partir de una velocidad de giro de referencia se detecta y se utiliza para ajustar el par de accionamiento virtual, para regular así la velocidad de giro del rotor del generador virtual, y regular por tanto la frecuencia de la salida de CA del inversor y la potencia real suministrada por el inversor.

Las realizaciones específicas de la presente invención se describirán a continuación, a modo de único ejemplo, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

La Figura 1 representa la construcción física de un generador síncrono de rotor redondo trifásico idealizado con un solo par de polos por fase;

La Figura 2 es un diagrama de circuito de un inversor para su uso en la aplicación de la presente invención;

La Figura 3 es una representación en diagrama de bloques de un generador síncrono virtual, sin lógica de control;

La Figura 4 corresponde a la Figura 3, pero incluye lógica de control;

Las Figuras 5a a c son gráficos de variación de frecuencia a lo largo del tiempo en una simulación de un SSG acuerdo con la presente invención;

Las Figuras 6a y b son gráficos de potencia real y reactiva, respectivamente, en la simulación;

La Figura 7a muestra la variación de la amplitud de la tensión del terminal del SSG durante la simulación, y La Figura 7B muestra, durante un período mucho más breve de tiempo, la variación sinusoidal de las tres fases de CA a la salida del SSG en un estado estacionario; y

Las Figuras 8a a c son gráficos de (a) frecuencia, (b) potencia real y reactiva y (c) amplitud de la tensión del terminal, en todo momento y todos obtenidos en una segunda simulación del SSG, esta vez en modo de isla.

El resto de esta descripción se organiza como sigue. En la Sección I, un modelo dinámico de un generador síncrono se establece bajo ninguna hipótesis sobre las señales. Aunque el modelo de un SG ha sido bien descrito en la literatura, la forma en que el modelo se describe aquí es algo nuevo. A continuación, cómo implementar un inversor para imitar un generador síncrono se describe en la Sección II y un sistema que incorpora la presente invención para el control de un SSG, que incorpora mecanismos de frecuencia y de caída de tensión para compartir la carga, se

describe en la Sección III, seguido de los resultados de la simulación proporcionados en la Sección IV.

I. MODELOS DE GENERADORES SÍNCRONOS

- 5 La presente realización de la invención se basa en un modelo matemático de un generador síncrono que se considera ser un sistema dinámico sin ninguna hipótesis sobre las señales. Considere la disposición del generador 10 observado en la Figura 1, que es una máquina de rotor redondo (sin devanados de amortiguación), con p pares de polos por fase y no hay efectos de saturación en el núcleo de hierro.

10 A. La parte eléctrica

- Tres devanados del estator idéntica 12a-c se distribuyen en ranuras alrededor de la periferia de un espacio de aire uniforme. Los devanados del estator pueden ser considerados como bobinas concentradas que tienen auto-inductancia L e inductancia mutua $-M$ ($M > 0$ con un $\frac{1}{2}L$ de valor típico, siendo el signo negativo debido al ángulo de fase). Un devanado de campo (o rotor) 14 se puede considerar como una bobina concentrada que tiene autoinductancia L_f . La inductancia mutua entre el devanado de campo 14 y cada una de las tres bobinas del estator 12a-c varía con respecto al ángulo del rotor θ como sigue:

$$M_{af} = M_f \cos(\theta),$$

$$M_{bf} = M_f \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}),$$

$$M_{cf} = M_f \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}).$$

- 20 Los enlaces de flujo de los devanados son

$$\Phi_a = Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f,$$

$$\Phi_b = -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{bf}i_f,$$

$$\Phi_c = -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{cf}i_f,$$

$$\Phi_f = M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_fi_f,$$

donde i_a, i_b e i_c son las corrientes de fase del estator e i_f es la corriente de excitación del rotor, es decir, la corriente a través del devanado del rotor 14. Denotar

$$\Phi = \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix}, \quad i = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

- 25 y

$$\widetilde{\cos\theta} = \begin{bmatrix} \cos\theta \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix}, \quad \widetilde{\sin\theta} = \begin{bmatrix} \sin\theta \\ \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

Supongamos por un momento que la línea neutra no está conectado, a continuación,

$$i_a + i_b + i_c = 0$$

5 Los enlaces de flujo del estator pueden reescribirse como

$$\Phi = L_s i + M_f i_f \tilde{\cos\theta}, \quad (1)$$

donde $L_s = L + M$, y el enlace de flujo de campo se puede reescribir

10

$$\Phi_f = L_f i_f + M_f \langle i, \tilde{\cos\theta} \rangle, \quad (2)$$

donde $\langle \cdot, \cdot \rangle$ denota el producto interno convencional. El segundo término $M_f \langle i, \tilde{\cos\theta} \rangle$ es constante si las tres corrientes de fase son sinusoidales y están equilibradas. Suponga que la resistencia de los devanados del estator es R_s , a continuación, las tensiones de los terminales de fase $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ se puede obtener a partir de (1) como

15

$$v = -R_s i - \frac{d\Phi}{dt} = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + e, \quad (3)$$

donde $e = [e_a \ e_b \ e_c]^T$ es el cmf anterior debido al movimiento del rotor dado por

20

$$e = M_f i_f \dot{\theta} \tilde{\sin\theta} - M_f \frac{di_f}{dt} \tilde{\cos\theta}. \quad (4)$$

Se mencionan que, a partir de (2), la tensión del terminal de campo,

25

$$v_f = R_f i_f + \frac{d\Phi_f}{dt}, \quad (5)$$

donde R_f es la resistencia del devanado del rotor. Sin embargo, en el tratamiento actual no se necesita la expresión de v_f porque se utilizará i_f en lugar de v_f , como una entrada constante ajustable. En otras realizaciones sería posible regular v_f en lugar de i_f . Esto completa el modelado de la parte eléctrica de la máquina.

30

B. La parte mecánica

La parte mecánica de la máquina se rige por

35

$$J\ddot{\theta} = T_m - T_e + D_p \dot{\theta}, \quad (6)$$

donde J es el momento de inercia de todas las partes que giran con el rotor, T_m es el par mecánico sobre el rotor, debido a la unidad de accionamiento que actúa sobre el mismo (por ejemplo, el motor que acciona un generador de la estación de potencia), T_e es el par electromagnético en el rotor, debido a su interacción con los estatores y D_p es un factor de amortiguación. T_e se puede encontrar a partir de la energía total E almacenada en la máquina, que es la suma de la energía magnética almacenada en los campos magnéticos del estator y del rotor y la energía cinética almacenada en las partes giratorias, es decir,

40

$$\begin{aligned} E &= \frac{1}{2} \langle i, \Phi \rangle + \frac{1}{2} i_f \Phi_f + \frac{1}{2} J \dot{\theta}^2 \\ &= \frac{1}{2} \langle i, L_s i + M_f i_f \tilde{\cos\theta} \rangle \\ &\quad + \frac{1}{2} i_f (L_f i_f + M_f \langle i, \tilde{\cos\theta} \rangle) + \frac{1}{2} J \dot{\theta}^2 \\ &= \frac{1}{2} \langle i, L_s i \rangle + M_f i_f \langle i, \tilde{\cos\theta} \rangle + \frac{1}{2} L_f i_f^2 + \frac{1}{2} J \dot{\theta}^2. \end{aligned}$$

Puesto que la posición del rotor mecánico θ_m satisface $\theta = p\theta_m$ tenemos

$$\begin{aligned} T_e &= -\frac{\partial E}{\partial \theta_m} = -p \frac{\partial E}{\partial \theta} \\ &= -p M_f i_f \left\langle i, \frac{\partial}{\partial \theta} \widetilde{\cos \theta} \right\rangle \\ &= p M_f i_f \left\langle i, \widetilde{\sin \theta} \right\rangle. \end{aligned} \quad (7)$$

- 5 Tenga en cuenta que si $i = i_0 \widetilde{\sin \varphi}$ (como sería el caso en el estado estacionario sinusoidal), a continuación,

$$T_e = p M_f i_f i_0 \left\langle \widetilde{\sin \varphi}, \widetilde{\sin \theta} \right\rangle = \frac{3}{2} p M_f i_f i_0 \cos(\theta - \varphi).$$

C. Suministro de una línea neutra

- 10 El análisis anterior se basa en la condición de que la línea neutra no está conectada. Si se conecta la línea neutra, entonces la suma de las tres corrientes de la línea no es 0. Supongamos

$$i_a + i_b + i_c = i_N$$

- 15 donde i_N es la corriente que fluye a través de la línea neutra. Entonces, la fórmula para los enlaces de flujo del estator (1) se convierte

$$\Phi = L_s i + M_f i_f \widetilde{\cos \theta} - \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} M i_N$$

- 20 y las tensiones en los terminales de fase (3) se convierten

$$v = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} M \frac{di_N}{dt} + e,$$

donde e viene dada por (4). Las otras fórmulas no se ven afectadas.

- 25 Es importante tener en cuenta que, en un generador síncrono físico, la provisión de una línea neutra complica aparentemente el análisis del sistema. Sin embargo, en el SSG que se va a diseñar en la siguiente sección, M es un parámetro de diseño y, por lo tanto, se puede elegir como 0. El significado físico de esto es que la inductancia mutua M entre los devanados del estator es 0. En otras palabras, no hay acoplamiento magnético entre los devanados del estator. Este no sucede en un generador síncrono físico, pero se puede implementar fácilmente en un SSG. En el
30 resto de este documento, M se elige como 0 y el modelo de un generador síncrono, que consiste en las ecuaciones (3), (4), (5), 6) y (7), se utilizará para operar un inversor.

II. IMPLEMENTACIÓN DE UN GENERADOR SINCRÓNICO ESTÁTICO

- 35 En esta sección, se describirán los detalles de cómo implementar un inversor como generador síncrono estático. Un simple convertidor (inversor) CC/CA utilizado para convertir la fuente de alimentación de CC V_{CC} obtenida a partir de fuentes de potencia renovables/distribuidas en CA trifásica (v_a, v_b, v_c) se muestra en la Figura 2. Se compone de tres patas de fase 16a-c y un filtro LC trifásico 18 que se utiliza para suprimir el ruido de conmutación. Si el inversor se tiene que conectar a la red, a continuación, un inductor de acoplamiento trifásico 20 y un disyuntor 22 son
40 necesarios para la interfaz con la red. Los condensadores de filtrado C se deben elegir de tal manera que la frecuencia resonante $\frac{1}{\sqrt{L_s C}}$ sea aproximadamente $\sqrt{\omega_n \omega_s}$, donde ω_n es la frecuencia angular nominal de la tensión y ω_s es la frecuencia de conmutación angular utilizada para activar/desactivar los interruptores del inversor en las patas de fase 16a-c (transistores bipolares de compuerta aislada 22 se muestran en la Figura pero se podrían sustituir con otros tipos de interruptores).

45

Un SSG se puede implementar de acuerdo con el modelo matemático desarrollado en la sección anterior. Como se explica en detalle más adelante en esta sección, un SSG consiste en una parte de potencia, es decir, el inversor que se muestra en la Figura 2, y una parte electrónica que se muestra en la Figura 3. Estas dos partes están interconectadas en la interfaz a través de las señales e e i (y v y v_g que se utilizará para fines de regulación).

A. La parte electrónica

Es ventajoso (aunque no es esencial) asumir que devanado de campo (rotor) es alimentado con una fuente de corriente de CC ajustable i_f en lugar de con una fuente de tensión v_f . En este caso, la tensión del terminal v_f varía, pero esto es irrelevante. Siempre que i_f sea constante, la tensión generada del generador virtual a partir de (4) es

$$e = \dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\text{sen}} \theta \quad (8)$$

Definir la potencia real generada P y la potencia reactiva Q como

$$P = \langle i, e \rangle \quad \text{y} \quad Q = \langle i, e_q \rangle,$$

donde e_q tiene la misma amplitud que e pero con una fase retardada de la de e por $\frac{\pi}{2}$, por ejemplo,

$$e_q = \dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\text{sen}}(\theta - \frac{\pi}{2}) = -\dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\text{cos}} \theta.$$

A continuación, la potencia real y potencia reactiva son, respectivamente,

$$P = \dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\text{sen}} \theta \rangle,$$

$$Q = -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\text{cos}} \theta \rangle. \quad (9)$$

Obsérvese que si $i = i_0 \widetilde{\text{sen}} \rho$ (como sería el caso en el estado estacionario sinusoidal), entonces

$$P = \dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\text{sen}} \theta \rangle = \frac{3}{2} \dot{\theta} M_f i_f i_0 \cos(\theta - \varphi),$$

$$Q = -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\text{cos}} \theta \rangle = \frac{3}{2} \dot{\theta} M_f i_f i_0 \text{sen}(\theta - \varphi).$$

Estas coinciden con las definiciones convencionales de potencia real y potencia reactiva (tenga en cuenta que el coeficiente 3 se debe a que hay tres fases). Cuando la tensión y la corriente están en fase, es decir, cuando $\theta - \phi = 0$, el producto de los valores efectivos de la tensión por la corriente proporciona la potencia real P . Cuando la tensión y la corriente están $\frac{\pi}{2}$ fuera de fase, este producto proporciona la potencia reactiva Q . Por otra parte, inductores absorben potencia reactiva con una Q positiva (puesto que $\theta - \varphi = \frac{\pi}{2}$, es decir, la tensión conduce la corriente por $\frac{\pi}{2}$) mientras que los condensadores generan potencia reactiva con una Q negativa (puesto que $\theta - \varphi = -\frac{\pi}{2}$, es decir, la tensión retrasa la corriente por $\frac{\pi}{2}$). Las dos formulaciones anteriores de P y Q son muy importantes cuando se regula la potencia real y reactiva de un SG. Sin embargo, parece que la fórmula para la potencia reactiva no ha sido bien documentada en la literatura y la potencia reactiva no se ha considerado como una parte importante del modelo de SG.

La ecuación (6) puede escribirse como

$$\ddot{\theta} = \frac{D_p}{J} \dot{\theta} + \frac{1}{J} (T_m - T_e),$$

donde la entrada es el par mecánico T_m , mientras que el par electromagnético e depende de i y θ , de acuerdo con (7). Esta ecuación, junto con (7), (8) y (9), se implementan en la parte electrónica de un SSG que se muestra en la Figura 3. Por lo tanto, las variables de estado del SSG son i (que son las corrientes reales), θ y $\dot{\theta}$ (que son un ángulo virtual y una velocidad angular virtual). Las entradas de control del SSG son T_m y $M_{\dot{\theta}}$. Con el fin de operar el SSG de una manera útil, se necesita un controlador que genere las señales T_m y $M_{\dot{\theta}}$ de tal manera que la estabilidad del sistema se mantiene y se siguen los valores deseados de potencia real y reactiva. El significado de Q se describirá en la siguiente sección.

B. La parte de potencia

Las tensiones de los terminales $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ proporcionadas en (3) se pueden obtener a partir de los terminales (carga local) v_a , v_b y v_c del inversor que se muestra en la Figura 2. La inductancia L_s y la resistencia R_s del inductor se pueden elegir para representar la impedancia del estator de un generador síncrono. Los interruptores en el inversor se funcionan de manera que los valores medios de e_a , e_b y e_c durante un periodo de conmutación deben ser igual a la e proporcionada en (8) y, por lo tanto, no se necesitan técnicas de modulación de ancho de impulso (PWM) especiales. También se muestran en la Figura 2 un inductor de interfaz trifásica L_g/R_g y un disyuntor para facilitar la sincronización/conexión con la red.

III. FUNCIONAMIENTO DE UN SSG

A. Caída de frecuencia y regulación de la potencia real

Las expresiones potencia "real" y "reactiva" son muy bien conocidas en relación con la transmisión de potencia CA. El flujo de potencia que resulta en la transferencia neta de energía, en un ciclo de CA completo, es la potencia real. El flujo de potencia debido a la energía que se almacena y se devuelve a la fuente durante un ciclo (en virtud de la capacitancia, inductancia o equivalente) es la potencia reactiva.

Para los generadores síncronos, la velocidad del rotor se mantiene por el motor primario y se sabe que el factor de amortiguación D_p se debe a la fricción mecánica, etc. En un SG real, la frecuencia tiende a caer (caída) de acuerdo con la potencia real suministrada. Esto es importante en la red eléctrica existente, ya que da lugar a que los SG compartan carga. Cuando la demanda de potencia real aumenta, la velocidad del motor primario cae. El sistema de regulación de la velocidad del miembro de movimiento primario aumenta, a continuación, la potencia mecánica, por ejemplo, expandiendo la válvula de mariposa de un motor, de manera que se consigue un nuevo equilibrio de potencia. Este mecanismo se puede implementar mediante la comparación de la velocidad angular virtual $\dot{\theta}$ por ejemplo, con una referencia de frecuencia angular $\dot{\theta}_n$, por ejemplo, la velocidad angular nominal $\dot{\theta}_n$, antes de introducirlo en el bloque de amortiguación D_p – véase la parte superior de la Figura 4(a). Como resultado, el factor de amortiguación D_p se comporta realmente como un coeficiente de caída de frecuencia, que se define como la relación entre el cambio requerido del par ΔT con respecto al cambio de velocidad (frecuencia) $\Delta \dot{\theta}$. Es decir,

$$D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \dot{\theta}} = \frac{\Delta T}{T_{mn}} \frac{\dot{\theta}_n}{\Delta \dot{\theta}} \frac{T_{mn}}{\dot{\theta}_n},$$

donde T_{mn} es el par mecánico nominal. Tenga en cuenta que en gran parte de la literatura,

D_p se define como $\frac{\Delta \dot{\theta}}{\Delta T}$. El par mecánico T_m se puede obtener a partir de un punto de consigna de la potencia real $P_{consigna}$ después de dividir entre la velocidad mecánica nominal $\frac{\dot{\theta}_n}{P}$. Esto completa el ciclo de retroalimentación de la potencia real; véase la parte superior de la Figura 4(a). Debido al mecanismo de caída de frecuencia incorporado, un SSG comparte automáticamente la carga con otros inversores del mismo tipo conectados en el mismo bus. El bucle de regulación de potencia es muy simple, porque no hay dispositivos mecánicos involucrados y no se necesitan medidas para regular la potencia real (todas las variables están internamente disponibles).

El mecanismo de regulación de la potencia real (par) que se muestra en la parte superior de la Figura 4(a) tiene una estructura de control en cascada, cuyo bucle interno es el bucle de frecuencia y el bucle externo es el bucle de potencia real (par). La constante de tiempo del bucle de frecuencia es

$$\tau_f = \frac{J}{D_p}.$$

En otras palabras, J se puede elegir como

$$J = D_p \tau_f.$$

- 5 Debido a que no hay ningún retraso implicado en el bucle de caída de frecuencia, la constante de tiempo τ_f se puede hacer mucho menor que la de un generador síncrono físico. Con el fin de asegurarse de que el bucle de frecuencia tenga una respuesta rápida para que pueda realizar un seguimiento de la referencia de frecuencia rápidamente, τ_f debe ser pequeña. Por lo tanto, para un coeficiente de caída de frecuencia dado D_p , J debe ser pequeña. Esto indica que no es necesario tener una gran inercia para el generador síncrono físico virtual, aunque una inercia más grande
10 significa que se puede almacenar más energía. En otras palabras, la función de almacenamiento de energía de un SSG puede, y debe, desacoplarse de la inercia.

B. Caída de tensión y regulación de la potencia reactiva

- 15 La regulación de la potencia reactiva Q que sale del SSG se puede realizar de manera similar. Definir el coeficiente de caída de tensión D_q como la proporción entre el cambio requerido de potencia reactiva ΔQ con respecto al cambio de tensión Δv , es decir,

$$D_q = \frac{\Delta Q}{\Delta v} = \frac{\Delta Q}{Q_n} \frac{v_n}{\Delta v} \frac{Q_n}{v_n},$$

- 20 donde Q_n es la potencia reactiva nominal, que se puede elegir como la potencia nominal, y v_n es la amplitud nominal de la tensión del terminal v . El mecanismo de regulación de la potencia reactiva se puede realizar como se muestra en la parte inferior de la Figura 4(a). La diferencia entre la referencia de tensión v_r , por ejemplo, la amplitud n de la tensión nominal, y la amplitud v_m de la tensión del terminal real v se amplifica por el coeficiente de caída de tensión
25 D_q antes de añadirse a la diferencia entre punto de consigna $Q_{consigna}$ y potencia reactiva actual Q , que se calcula de acuerdo con (9). La señal resultante se introduce después en un integrador con una ganancia $\frac{1}{K}$ para generar M_{Hf} (aquí, K es dual a la inercia J). Es importante tener en cuenta que no hay necesidad de medir la potencia reactiva medida Q ya que está disponible internamente.

- 30 El mecanismo de regulación de la potencia reactiva que se muestra en la parte inferior de la Figura 4(a) tiene una estructura de control en cascada, si el efecto del filtro LC 18 se ignora o compensa (lo que significa que $v = e$). El bucle interno es el de bucle de tensión (amplitud) y el bucle externo es el bucle de potencia reactiva. La constante de tiempo del bucle de tensión es

$$\tau_v = \frac{K}{\dot{\theta} D_q} \approx \frac{K}{\dot{\theta}_n D_q}$$

- 35 dado que la variación de θ es muy pequeña. Por lo tanto, K se puede elegir como

$$K = \dot{\theta}_n D_q \tau_v.$$

- La amplitud v_m de la tensión del terminal v se puede obtener como sigue. Supongamos que $v_a = v_{am} \sin \theta_a$, $v_b = v_{bm} \sin \theta_b$ y $v_c = v_{cm} \sin \theta_c$, a continuación,

$$\begin{aligned} v_a v_b + v_b v_c + v_c v_a &= v_{am} v_{bm} \sin \theta_a \sin \theta_b + v_{bm} v_{cm} \sin \theta_b \sin \theta_c + v_{cm} v_{am} \sin \theta_c \sin \theta_a \\ &= \frac{v_{am} v_{bm}}{2} \cos(\theta_a - \theta_b) + \frac{v_{bm} v_{cm}}{2} \cos(\theta_b - \theta_c) + \frac{v_{cm} v_{am}}{2} \cos(\theta_c - \theta_a) \\ &\quad - \frac{v_{am} v_{bm}}{2} \cos(\theta_a + \theta_b) - \frac{v_{bm} v_{cm}}{2} \cos(\theta_b + \theta_c) - \frac{v_{cm} v_{am}}{2} \cos(\theta_c + \theta_a). \end{aligned}$$

- 40 Cuando las tensiones en los terminales están en equilibrio, es decir, cuando $v_a = v_{bm} = v_{cm} = v_m$ y $\theta_b = \theta_a - \frac{2\pi}{3} = \theta_c + \frac{2\pi}{3}$, a continuación, los tres últimos términos de la igualdad anterior están equilibrados, teniendo una frecuencia doble. Por tanto,

$$v_a v_b + v_b v_c + v_c v_a = -\frac{3}{4} v_m^2,$$

y la amplitud v_m de la tensión del terminal real v se puede obtener como

$$v_m = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{-(v_a v_b + v_b v_c + v_c v_a)}. \quad (10)$$

En la aplicación real, se necesita un filtro de paso bajo para filtrar las ondas en la frecuencia doble puesto que las tensiones de los terminales se pueden desequilibrar. Esto se aplica también a T_e y Q .

C. Modos de funcionamiento de un SSG y su sincronización

Como se ha mostrado anteriormente, un SSG se puede funcionar de la misma manera que un generador síncrono bajo condiciones de trabajo normales. Un proceso importante relacionado con un SSG o SG es el procedimiento de sincronización, antes de la conexión del SSG/SG a otro SSG/SG o a la red pública. Este procedimiento implica llevar la tensión del v a (casi) la misma tensión que la red v_g en el otro lado del disyuntor 22, lo que significa la misma amplitud, la misma frecuencia y el mismo ángulo de fase. Esto no es una tarea fácil de implementar en los SG convencionales ya que este procedimiento implica mucho equipo externo. Para el SSG desarrollado en este documento, esto es relativamente fácil ya que las variables requeridas están disponibles internamente. Un interruptor del modo de funcionamiento desde el modo de isla (en el que el SSG funciona sin conexión a una red eléctrica) al modo conectado a red o viceversa se puede implementar a través de un interruptor multi-polo de doble tiro *controlador* (MPDT) 30a, b, Figura 4, con un tiro en el modo de isla (etiquetado como i) y el otro para el modo conectado a red (etiquetado como g), para cambiar las referencias de frecuencia/tensión. Si bien un SSG trabaja en el modo de isla o en el modo conectado a la red, el estado del interruptor MPDT 30a, b, se determina por la presencia de la tensión de red y el estado de un interruptor del modo lo que establece el modo de funcionamiento del SSG. Véase la Tabla 1 para la lógica de funcionamiento. La posición predeterminada del interruptor del modo está en "conectado a red" y cambia a "isla" cuando hay un fallo. En el modo conectado a red, las referencias de frecuencia/tensión se establecen como los valores correspondientes de la tensión de red v_g y del integrador que produce el ángulo eléctrico de fase θ entre el campo del rotor y el campo de fase a, se restablece de acuerdo con la fase de la red cuando el disyuntor no está activado. Hay muchas maneras de obtener la frecuencia de la red θ_g y la fase θ_g ; una es utilizar un bucle de fase bloqueada (PLL), como se muestra en 32 en la Figura 4. La amplitud v_{gm} de la tensión v_g en el lado de la red del disyuntor se puede calcular de acuerdo con (10), sustituyendo v con v_g . En el modo de isla, las referencias se establecen en los valores nominales correspondientes

$$\dot{\theta}_r = \dot{\theta}_n, \quad v_r = v_n.$$

Cuando la tensión través del disyuntor es pequeña, el SSG puede proporcionar una señal verde (de aceptación) para que el operario active el disyuntor (el mismo se puede configurar para activarse de forma automática). Se permite que el disyuntor se active en dos casos: (1) cuando el interruptor MPDT i_g se establece en Throw g, es decir, cuando la tensión de red está presente y el selector de modo se activa en el modo conectado a red; (2) cuando la tensión de red no está presente y el interruptor del modo cambia al modo de isla, lo que permite el funcionamiento en paralelo de múltiples inversores (lo que se describirá con más detalle más adelante).

Después de que el disyuntor se activa, ya que la amplitud de la tensión del terminal se establece a seguir la de la tensión de red, el mecanismo de caída de tensión desaparece y la amplitud de la tensión del terminal se determina por la red. La frecuencia también

Tabla I

LA LÓGICA DE FUNCIONAMIENTO DE UN SSG (TABLA VERDERA)			
Entradas		Salidas	
Presencia de v_g	Interruptor del modo	MPDT i_g	El disyuntor se activa
Sí	isla	i	Prohibido
Sí	conectado a red	g	Permitido después de la sincronización
No	Isla	i	Permitido sin sincronización
No	conectado a red	i	Prohibido

sigue la de la red. El integrador que produce fase θ ya no se restablecerá de acuerdo con la fase de la red y, por lo tanto, se puede regular la potencia real. Múltiples SSG se pueden conectar a la red en la misma manera. Debido a la presencia de una red, $P_{consigna}$ y $Q_{consigna}$ se deben fijar en los valores solicitados por el operario de la red. En este caso, la carga local se puede conectar a los terminales del inversor v_a , v_b y v_c para formar una micro red. A fin de que la frecuencia y la tensión sigan las de la red, es importante elegir una τ_f y τ_v pequeñas.

Si no hay tensión de red presente, entonces un SSG trabaja en el modo de isla y la potencia real y la potencia reactiva suministradas por el SSG se determinan por la carga. Si hay más de un SSG a conectarse en paralelo, entonces el primero que se pone en funcionamiento trabaja con el interruptor del modo establecido en "isla" para establecer la frecuencia y tensión del sistema. Tenga en cuenta que en este caso el disyuntor se puede activar inmediatamente, de acuerdo con la lógica de funcionamiento establecida en la Tabla 1, de modo que hay tensión presente en el otro lado del disyuntor, lo que permite que otros SSG se sincronicen con el mismo y se unan al sistema bajo el modo conectado a red. En este caso, $P_{consigna}$ y $Q_{consigna}$ se deben fijar en 0 puesto que la potencia suministrada se determina por la carga local.

D. Algunas cuestiones prácticas

Es necesario medir la tensión del terminal v para la caída de tensión, la corriente i que fluye fuera del inversor para el cálculo de $T_e P$ y Q la tensión de red v_g para la sincronización. Un SSG completo consiste en una parte de potencia que se muestra en la Figura 2, y una parte electrónica completa que se muestra en las Figuras 4(a) y (b), que están interconectadas entre sí a través θ_r , θ_v y v_r . Se puede observar que la frecuencia angular nominal θ_n y la tensión (amplitud) v_n se configuran en el sistema a través de la referencia de frecuencia θ_r y la referencia de tensión v_r . Un mecanismo de restablecimiento se añade al integrador que genera θ para evitar desbordamiento numérico bajo condiciones de trabajo normales y para obtener la misma fase que la tensión de red durante la sincronización. La fase del SSG se puede restablecer como 0 cuando la tensión de la red cruza por 0, lo que es imposible para un generador síncrono físico. Otro mecanismo importante es añadir un desplazamiento de fase constante θ_c a la fase θ de modo que el retraso en el proceso de conmutación PWM y el desplazamiento de fase del filtro LC se puedan compensar, lo que hace que la diferencia de fase entre v y v_g sea mínima durante la sincronización. La parte electrónica de un SSG se puede implementar en un microcontrolador (este es normalmente el caso) y, por lo tanto, es posible utilizar diferentes valores de $D_v(D_q)$ y $J(k)$ cuando el SSG funciona en diferentes modos.

Algunas pautas sobre cómo elegir D_p y J son: (1) D_p se debe elegir para satisfacer el requisito de regulación de frecuencia; (2) J se debe elegir para conseguir la constante de tiempo del bucle de frecuencia deseado τ_f .

Algunas pautas sobre cómo elegir D_q y K son: (1) D_q se debe elegir para satisfacer el requisito de regulación de tensión; (2) K se debe elegir para conseguir la constante de tiempo del bucle de tensión deseado τ_v .

Para inversores relativamente pequeños, D_p y (D_q) se deben elegir de modo que el cambio de paso completo de potencia real y reactiva no debe causar cambio notable en la frecuencia y en la tensión.

Tabla II

PARÁMETROS DEL SISTEMA DE BUS INVERSOR INFINITO			
Parámetros	Valores	Parámetros	Valores
L_s	0,15 mH	L_g	0,0534 mH
R_s	0,045 Ω	R_g	0,06 Ω
C	22 μF	Frecuencia	50 Hz
R (paralelo a C)	1000 Ω	Tensión (línea a línea)	17 Vrms
Potencia nominal	100 W	Fase inicial de red	0°
Inercia J	0,01 kgm ²	K	13580

IV. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

La idea que se ha descrito anteriormente se ha verificado con simulaciones. Los parámetros del inversor para realizar las simulaciones se proporcionan en la Tabla II.

El coeficiente de caída de frecuencia se elige como $D_p = 0,2432$ para que la frecuencia caiga en 0,5 % cuando el par (potencia) aumenta en 100 %. La inercia virtual se elige como $J = 0,01$ para que la constante de tiempo sin carga sea aproximadamente $\tau_f = 0,04$ segundos. La simulación se realizó en MATLAB® 7.4 con Simulink™. El solucionador utilizado en las simulaciones se proporcionó con una tolerancia relativa de 10^{-3} y un tamaño de paso máximo de 10^{-4} segundos.

A. Modo conectado a la red: Sin caída de tensión

El inversor está conectado a la red a través de un disyuntor y un transformador elevador. En este caso, $D_q = 0$. El SSG se conectó a la red en $t = 1$ segundo. La potencia real $P = 80W$ se aplicó en $t = 2$ segundos configurando adecuadamente $P_{consigna}$ y la potencia reactiva $Q = 60 Var$ se aplicó en $t = 3,5$ segundos por medio de $Q_{consigna}$. En las simulaciones, un modelo del filtro LC y del inductor de interfaz se incluyó en el algoritmo de control de modo que es posible suponer que el inversor estuvo virtualmente conectado a la red dentro del controlador en todo momento (aunque el convertidor no estaba conectado a la red físicamente hasta $t = 1$ segundo). El estado inicial de θ se fijó en

100π . El coeficiente de caída D_p se redujo al 1 % de su valor original antes de aplicar cualquier potencia real y la inercia se redujo de manera que la constante de tiempo sin carga fue de unos 2 ciclos antes de que el inversor se conectara a la red.

5 La respuesta de la frecuencia del SSG se muestra en la Figura 5. El SSG se sincronizó rápidamente con la red en unos 10 ciclos. No se observaron dinámicas visibles después de que el SSG se conectó a la red en $t = 1$ segundo. Cuando se solicitó al SSG suministrar 80W de potencia real a la red, la frecuencia del SSG aumentó y retornó después a la frecuencia de red de 50 Hz después de 20 ciclos. Cuando se solicitó al SSG suministrar 60Var de potencia reactiva a la red, la frecuencia del SSG disminuyó ligeramente y retornó después a la frecuencia de la red rápidamente.

10 La potencia de salida del SSG se muestra en la Figura 6. Durante el período de sincronización, hay algunas oscilaciones en la potencia (que está dentro del controlador puesto que el disyuntor aún no está activado y, por lo tanto, no causa ningún problema). Antes de solicitar al SSG el suministro de potencia (es decir, antes de $t = 2$ segundos), la potencia real y la potencia reactiva eran cero. Después, la potencia real suministrada a la red aumentó gradualmente hasta el punto de consigna 80W. Durante este proceso transitorio, el SSG tomó inicialmente la potencia reactiva de la red, pero retornó a la normalidad. En $t = 3,5$ segundos, la potencia reactiva suministrada por el SSG aumentó hasta el punto de consigna 60Var gradualmente. Durante este período, la potencia real aumentó ligeramente, pero luego retornó al punto de consigna de 80W muy rápidamente.

20 *B. Modo de isla: Con caída de tensión*

En este caso, $P_{consigna}$ y $Q_{consigna}$ se fijan en 0 y $D_q = 144,0876$ de modo que la tensión cambia en 5 % cuando la potencia reactiva cambia en 100 %. El modo de isla se simula configurando $R_g = 10000\Omega$ y $L_g = 0$. La resistencia R conectada en paralelo con C se reduce a 5Ω en $t = 2$ segundos y C se incrementa a 660 μF en $t = 3,5$ segundos. La corriente i no se realimenta al sistema antes de $t = 0,1$ segundos, es decir, antes de establecer la tensión v .

30 La curva de frecuencia se muestra en la Figura 8(a). Después de la potencia real aplicada en $t = 2$ segundos, la frecuencia se redujo a 49,855 Hz, que redujo aún más a 49,842 Hz después de aplicar la carga reactiva. La potencia real y la potencia reactiva se muestran en la Figura 8(b). El cambio de la carga causó algunas oscilaciones rápidas (picos) en la curva. La amplitud de la tensión del terminal se muestra en la Figura 8(c). Aunque hubo algunas oscilaciones rápidas (picos) en la tensión cuando cambió la carga, la tensión cayó en intervalo próximo del valor nominal muy rápidamente.

REIVINDICACIONES

1. Un dispositivo de control para un inversor, implementando el dispositivo de control un modelo de un generador síncrono, en el que el inversor se controla basándose en parámetros calculados utilizando dicho modelo a fin de comportarse como un generador síncrono convencional, comprendiendo dicho modelo:

variables que representan la posición angular y la velocidad de giro de un rotor del generador virtual, lógica para calcular un par electromagnético virtual que actúa en el rotor del generador virtual a partir de la corriente de salida del inversor medida y de una variable que representa una corriente de excitación virtual, lógica para el cálculo de la velocidad de giro del rotor virtual a partir del par electromagnético virtual y de al menos una variable que representa un par de accionamiento virtual aplicado al rotor del generador virtual, y a partir de un parámetro J que representa la inercia virtual del rotor, en el que el momento de inercia J se elige como el producto de la constante de tiempo τ_g de un bucle de caída de frecuencia por un factor de amortiguación D_p que se comporta como un coeficiente de caída de frecuencia, y lógica para calcular, a partir de las variables que representan la posición angular y la velocidad de giro del rotor del generador virtual y a partir de la variable que representa la corriente de excitación, una señal de control para controlar el inversor para producir una salida de CA que corresponde a la del generador síncrono virtual, el dispositivo de control comprende además lógica que implementa un primer bucle de retroalimentación en el que la desviación de la velocidad de giro del rotor del generador virtual a partir de una velocidad de giro de referencia se detecta y se utiliza para ajustar el par de accionamiento virtual, para regular así la velocidad angular del rotor del generador virtual, y para así regular la frecuencia de la salida de CA del inversor y la potencia real suministrada por el inversor.

2. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además la lógica que implementa un segundo bucle de retroalimentación en el que la desviación de una tensión de salida del inversor medida a partir de un valor de referencia se detecta y se utiliza en el ajuste de la corriente de excitación virtual, para así regular la tensión de salida del inversor.

3. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 2, en el que la desviación de la potencia reactiva a partir de un nivel de referencia se detecta y se utiliza en el ajuste de la corriente de excitación virtual en el segundo bucle de retroalimentación, para así regular la potencia reactiva suministrada por el inversor.

4. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la primer bucle de retroalimentación recibe como entrada un par de accionamiento virtual nominal, añadiéndose este a una corrección del par de accionamiento virtual proporcionado a través del bucle de retroalimentación para formar el par de accionamiento virtual y añadiéndose al par electromagnético virtual para determinar el par virtual total que actúa sobre el rotor del generador virtual.

5. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el par virtual total que actúa sobre el rotor virtual se integra y divide entre un momento del rotor virtual para determinar la velocidad de giro del rotor del generador virtual.

6. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 5, en el que la diferencia entre la velocidad de giro del rotor del generador virtual y una velocidad de giro de referencia, correspondiente a la frecuencia de salida de CA deseada del inversor, se multiplica por un coeficiente de caída de frecuencia para formar la corrección del par de accionamiento virtual.

7. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el par de accionamiento virtual nominal se determina dividiendo una entrada que representa la potencia de salida real del inversor deseada entre un valor que representa la velocidad angular de la salida del inversor de CA.

8. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el par electromagnético virtual se calcula como el producto de la corriente de salida del convertidor medida, la corriente de excitación virtual y una función seno o coseno de la posición angular del rotor del generador virtual.

9. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el inversor se controla para proporcionar una tensión de salida alterna determinada a partir del modelo del generador síncrono.

10. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 9, en el que la tensión de salida alterna a ser proporcionada por el inversor se calcula como el producto de la velocidad de giro del rotor del generador virtual, la corriente de excitación virtual y una función seno o coseno de la posición angular del rotor del generador virtual.

11. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 10, en el que la señal de control para controlar el inversor es modulada en ancho de impulso para hacer que el inversor proporcione la tensión de salida alterna calculada.

12. Un dispositivo de control de acuerdo con la reivindicación 2, en el que, en el segundo bucle de retroalimentación, la diferencia entre la potencia reactiva y su nivel de referencia se añade a una variable de caída de tensión que representa la desviación de la tensión de salida del inversor medida a partir de su valor de referencia y se integra para establecer la corriente de excitación virtual.

13. Un método de control de un inversor, que comprende el modelado de un generador síncrono para producir un modelo, en el que el inversor se controla basándose en parámetros calculados utilizando dicho modelo, así como para comportarse como un generador síncrono convencional, en el que el modelo se modela:

representado la posición angular y la velocidad de giro de un rotor del generador virtual utilizando variables numéricas, midiendo la corriente de salida del inversor, calculando un par electromagnético virtual que actúa sobre el rotor del generador virtual a partir de la corriente de salida del inversor medida y a partir de una variable que representa una corriente de excitación virtual, calculando la velocidad de giro del rotor virtual a partir del par electromagnético virtual y de al menos una variable que representa un par de accionamiento virtual aplicado al rotor del generador virtual, y a partir de un parámetro J que representa la inercia virtual del rotor, en donde el momento de inercia J se elige como el producto de la constante de tiempo τ_g de un bucle de caída de frecuencia por un factor de amortiguación D_p que se comporta como un coeficiente de caída de frecuencia, y calculando, a partir de las variables que representan la posición angular y la velocidad de giro del rotor del generador virtual y de la variable que representa la corriente de excitación, una señal de control para controlar el inversor para producir una salida de CA que corresponde a la del generador síncrono virtual, implementando un primer bucle de retroalimentación en el que la desviación de la velocidad de giro del rotor del generador virtual a partir de una velocidad de giro de referencia se detecta y se utiliza para ajustar el par de accionamiento virtual, para regular así la velocidad de giro del rotor del generador virtual, y regular por tanto la frecuencia de la salida de CA del inversor y la potencia real suministrada por el inversor.

14. Un método de acuerdo con la reivindicación 13 que comprende además implementar un segundo bucle de retroalimentación en el que la desviación de una tensión de salida del inversor medida a partir de un valor de referencia se detecta y se utiliza en el ajuste de la corriente de excitación virtual, para así regular la tensión de salida del inversor.

15. Un método de acuerdo con la reivindicación 13, en el que la desviación de la potencia reactiva a partir de un nivel de referencia se detecta y se utiliza en el ajuste de la corriente de excitación virtual en el segundo bucle de retroalimentación, para así regular la potencia reactiva suministrada por el inversor.

Figura 1

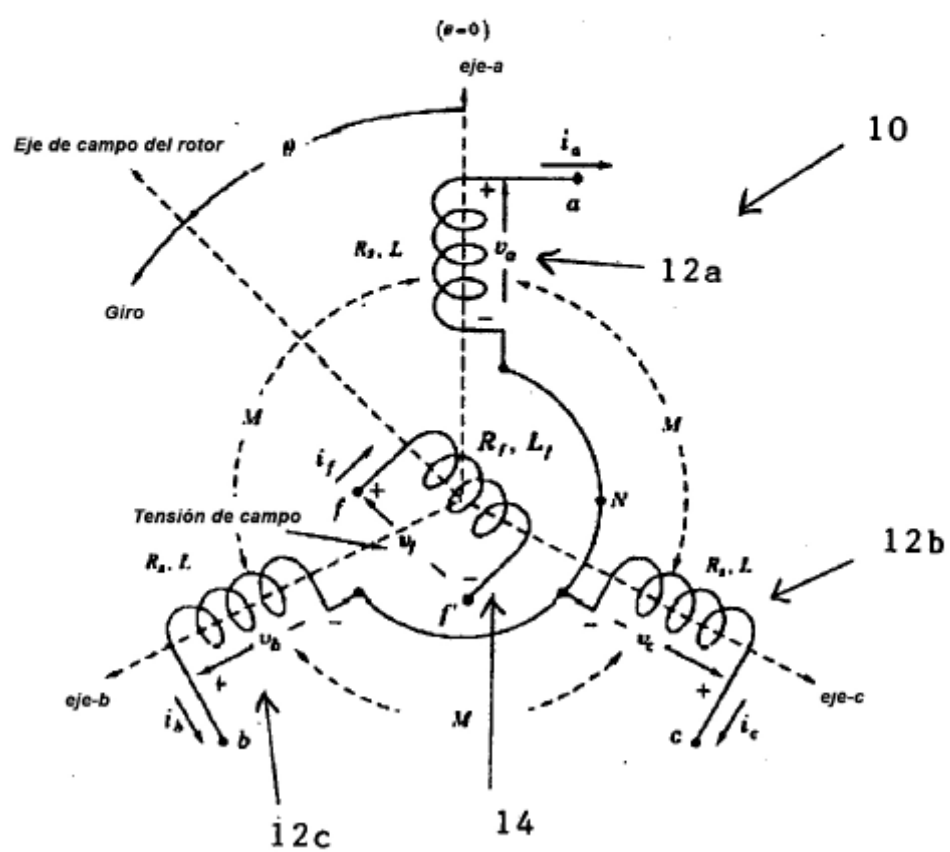


Figura 2

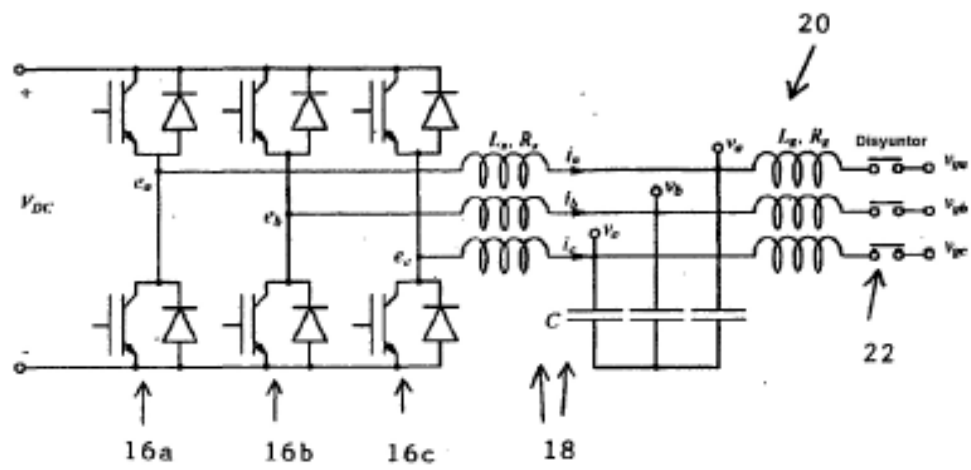


Figura 3

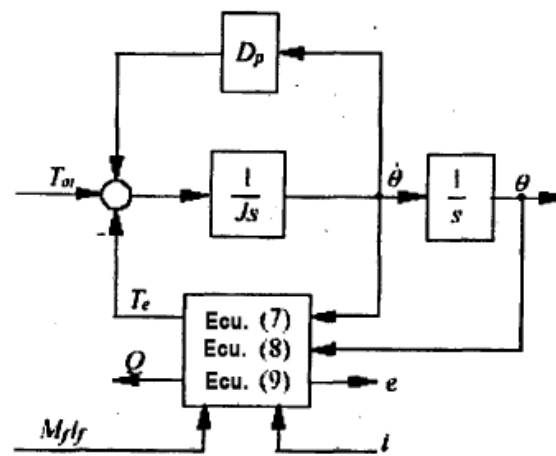
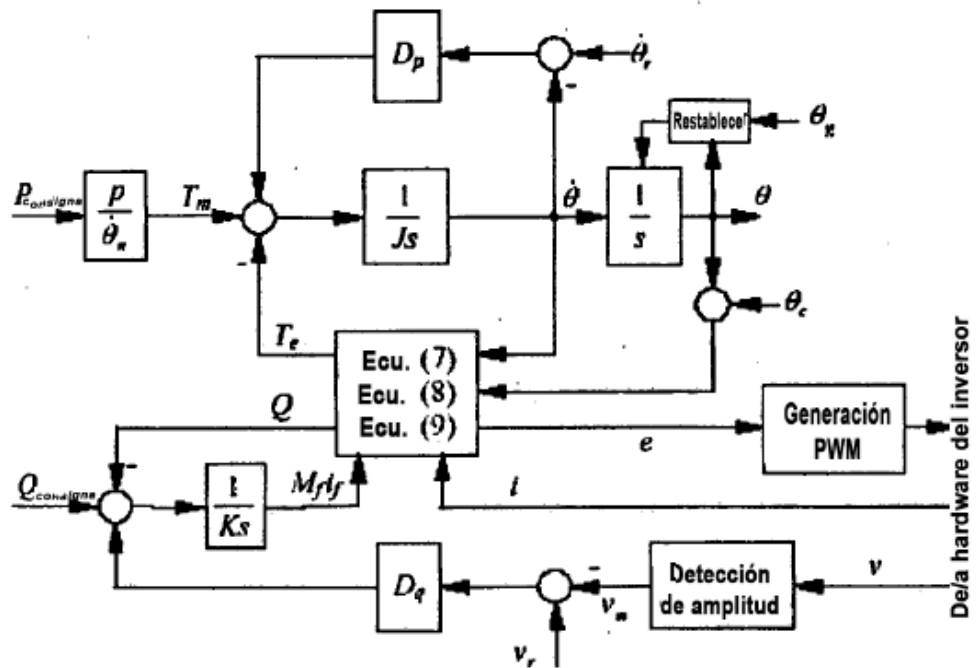
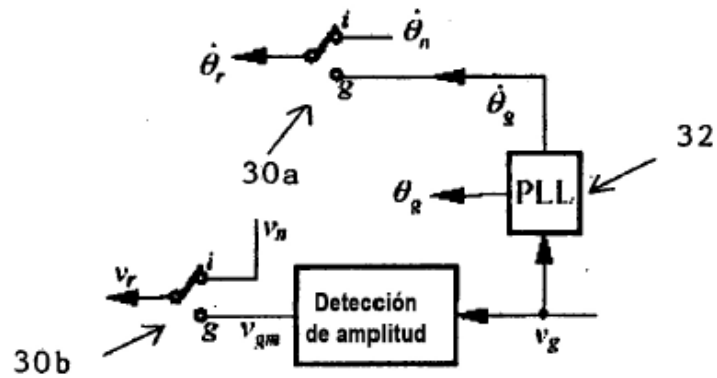


Figura 4

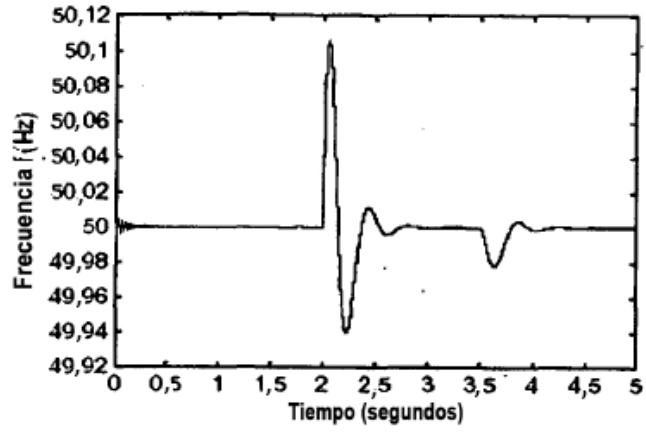


(a) Regulación de la potencia real y reactiva

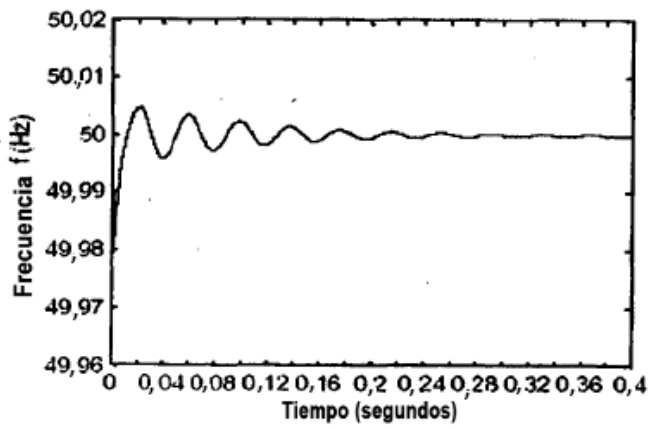


(b) Provisión de referencias, por ejemplo, a través de PLL

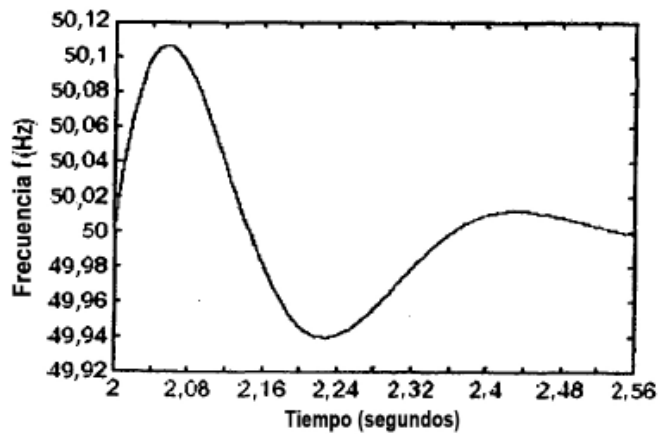
Figura5



(a) todo el periodo



(b) arranque



(c) después de aplicar potencia real

Figura 6a



Figura 6b

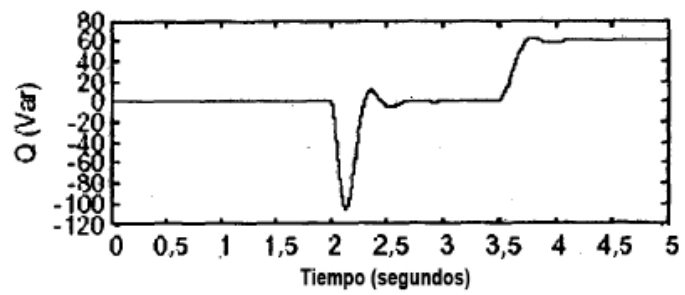
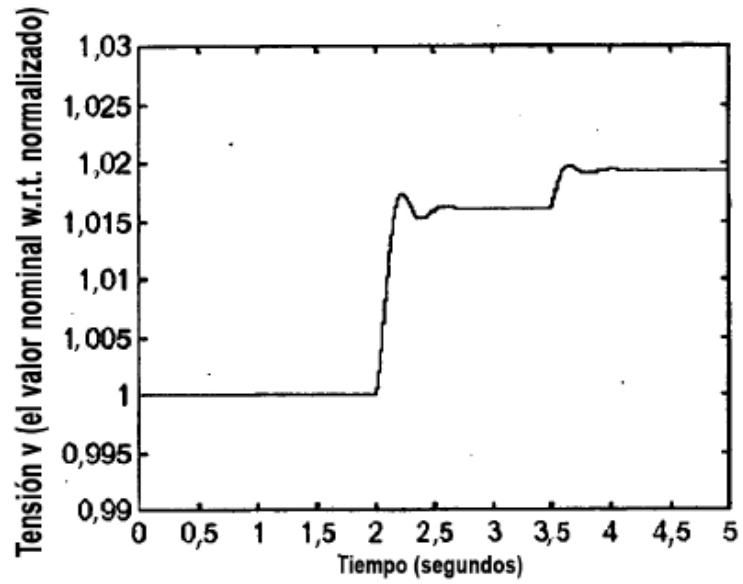
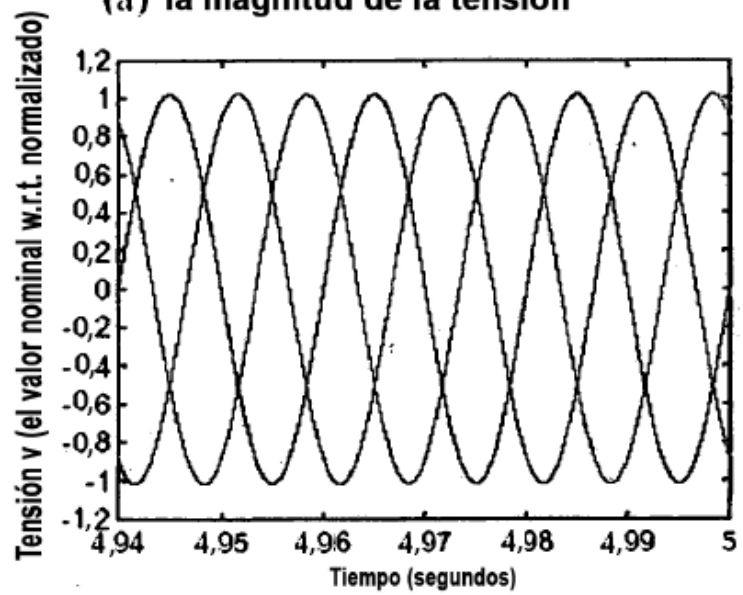


Figura 7

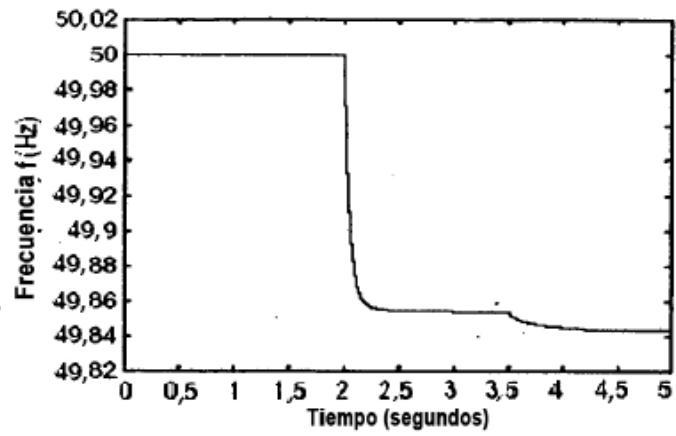


(a) la magnitud de la tensión

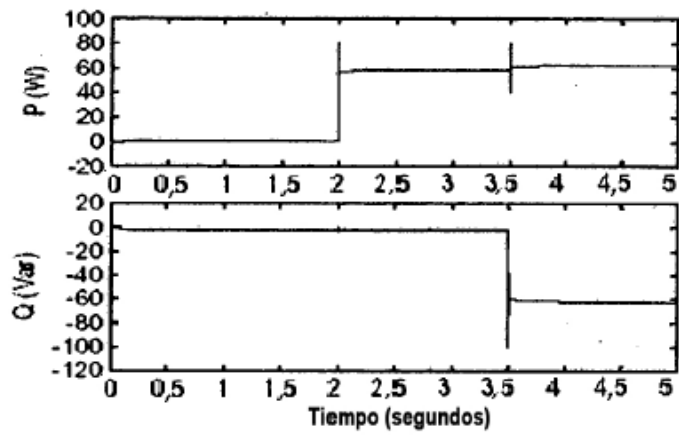


(b) en estado estable

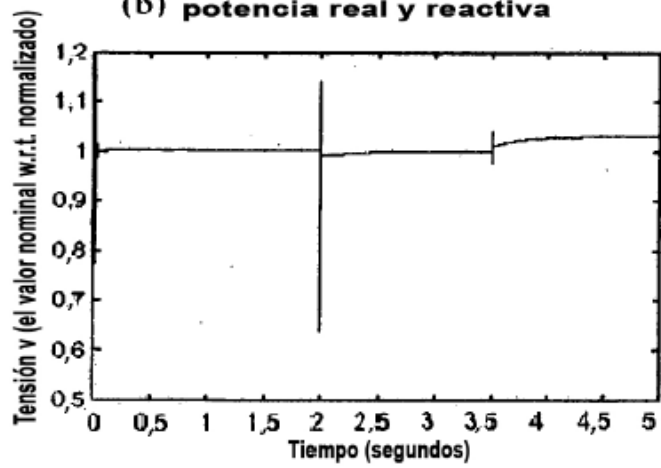
Figura 8



(a) frecuencia



(b) potencia real y reactiva



(c) amplitud de la tensión del terminal