

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 444 300**

51 Int. Cl.:

**G05F 1/67** (2006.01)

**H02M 1/44** (2007.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **11.08.2010 E 10759749 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.11.2013 EP 2467764**

54 Título: **Módulos conectados en CA con patrón de variación de tensión o frecuencia de línea para control de energía**

30 Prioridad:

**21.08.2009 US 545234**

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

**24.02.2014**

73 Titular/es:

**SCHNEIDER ELECTRIC SOLAR INVERTERS USA,  
INC. (100.0%)  
161-G South Vasco Road  
Livermore, California 94551, US**

72 Inventor/es:

**SERBAN, EMANUEL**

74 Agente/Representante:

**DE ELZABURU MÁRQUEZ, Alberto**

**ES 2 444 300 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

Módulos conectados en CA con patrón de variación de tensión o frecuencia de línea para control de energía

### Campo de la invención

5 Esta invención se refiere en general a aparatos y métodos para controlar la energía suministrada a una batería por vía de módulos conectados en CA con generación y detección de patrón de variación de frecuencia o tensión de línea predeterminada.

### Antecedentes

10 En un sistema de suministro eléctrico distribuido en el cual la energía es distribuida mediante equipamiento de distribución eléctrica, controlado mediante módulos de generación de energía distribuidos, y almacenada en elementos de almacenamiento, puede estar presente un exceso de energía en el sistema de suministro eléctrico, el cual puede dañar dispositivos eléctricos, particularmente las baterías. Una solución para evitar los efectos dañinos del exceso de energía desarrollado en un sistema de suministro eléctrico es proveer comunicación mediante cables entre los dispositivos de control para impedir o minimizar el exceso de energía. Esta solución impide que los dispositivos de control sean colocados alejados unos de otros y requiere cableado de control adicional para ser  
15 instalado entre los diferentes dispositivos de control. Otra solución es descargar el exceso de energía en cargas resistivas pero esto es, obviamente un derroche y una distribución ineficiente de energía.

Lo que se necesita, por ello, es una solución que no requiera el uso de cables entre los dispositivos de control de un sistema de suministro eléctrico para impedir el exceso de energía o las cargas resistivas para absorber de forma derrochadora el exceso de energía.

### 20 Breve resumen

La integración de sistemas convertidores de potencia con fuentes de energías renovables y su interacción dentro de una estructura de microrred se presenta con posibilidad de aplicación en isla fuera de la red, conectada a la red y conectada a los generadores para instalaciones residenciales y comerciales. La arquitectura del sistema incorpora módulos de generación de energía distribuida (DPG) con modos de operación flexibles para controlar el flujo de potencia para la priorización de energía y maximización de la eficiencia del sistema. Diferentes fuentes de energía están integradas en el sistema de microrred para una operación de control de la DPG estable y robusta bajo condiciones dinámicas y transitorias en los puertos de CC y CA del convertidor híbrido. La estructura de control está implementada al nivel del dispositivo y no hay necesidad de interfaces de protocolo de comunicaciones entre el convertidor híbrido y el inversor PV. En el modo en isla fuera de la red cuando la energía suministrada por el inversor PV fluye en el convertidor híbrido bidireccional, la tensión o intensidad de la batería de CC pueden alcanzar niveles inaceptables. Un método de control implementado dentro del convertidor híbrido usa un algoritmo de generación de patrones que varía la frecuencia de línea con una tasa de cambio de frecuencia específica relacionada con la tasa de cambio de CC o que varía la tensión de línea. El inversor PV cesa de convertir potencia hasta que los límites de la frecuencia de línea de CA son restaurados al rango normal cuando el nivel de CC de la batería vuelve a caer dentro de los límites de punto de consigna especificados. El agente de comunicación es la frecuencia o tensión de la línea de CA, la cual es controlada de forma precisa por el convertidor híbrido. Además, el control del inversor PV es mejorado con la implementación de un algoritmo de detección de patrones que monitoriza en continuo la frecuencia o tensión de línea de la microrred y reduce su potencia si se detecta un patrón específico mientras que el conversor híbrido varía la frecuencia o tensión de línea determinada mediante el perfil de carga deseado. El método de control  
40 propuesto puede ser aplicado a sistemas de CA mono-, tri- o polifásicos.

Los que anteceden y aspectos adicionales de la presente invención quedarán claros a los expertos normales en la técnica a la vista de la descripción detallada de varias realizaciones, la cual se hace con referencia a los dibujos, una descripción de los cuales se proporciona a continuación.

### Breve descripción de los dibujos

45 Las que anteceden y otras ventajas de la invención quedarán claras con la lectura de la descripción detallada que sigue y con referencia a los dibujos.

La figura 1 es un diagrama de bloques funcional de un sistema de suministro eléctrico de acuerdo con un aspecto de la presente divulgación;

50 La figura 2 es un diagrama de bloques funcional de un algoritmo de control que incluye un algoritmo generador de patrones ejecutado por un controlador del controlador híbrido mostrado en la figura 1;

La figura 3A es una gráfica que muestra tres patrón predeterminados distintos producidos por el algoritmo de generación de patrones, el cual varía la frecuencia de línea de acuerdo con cualquiera de los patrones predeterminados;

La figura 3B es una gráfica de tres patrón predeterminados que se corresponden con la tasa de cambio de la

respuesta en frecuencia de la línea de CA como una función de la variación de la tensión en CC de la batería mostrada en la figura 1;

La figura 4 es un diagrama de bloques funcional de un método de control para el inversor PV que incluye un algoritmo de detección de patrones ejecutado por un controlador del inversor PV mostrado en la figura 1;

- 5 La figura 5A es un diagrama de bloques de un controlador de tipo proporcional-integral-derivativo (PID) para su uso en el algoritmo de detección de patrones mostrado en la figura 4;

La figura 5B es un diagrama de bloques de una transformada de óndula y de función selección de patrón para su uso en el algoritmo de detección de patrones mostrado en la figura 4 en lugar del controlador del inversor PV mostrado en la figura 5A;

- 10 La figura 6 es una gráfica que ilustra tres curvas que demuestran la respuesta en potencia del inversor PV en respuesta a la detección de un cambio de patrón lineal en la frecuencia de la línea y la respuesta en CC asociada de un perfil de cargas en tres etapas de la batería; y

- 15 La figura 7 es una gráfica que ilustra cuatro curvas que corresponden a la tensión de la batería, la frecuencia de línea, la salida de potencia del inversor PV y la intensidad de carga en CA que demuestran el efecto de la respuesta en salida de potencia del inversor PV en respuesta a la detección de un patrón predeterminado en la frecuencia de la línea y la respuesta en CC de la batería asociada.

- 20 Aunque la invención es susceptible de diferentes modificaciones y formas alternativas, se han mostrado realizaciones específicas a modo de ejemplo en los dibujos y se describirán con detalle en este documento. Debe entenderse, no obstante, que no se pretende que la invención esté limitada a las formas particulares divulgadas. Antes bien, la invención está para cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que caigan dentro del espíritu y alcance de la invención según se define por las reivindicaciones adjuntas.

### Descripción detallada

- 25 La figura 1 es un diagrama de bloques funcional de un sistema de suministro eléctrico 100 (al que también se hace referencia como una microrred) que incluye módulos de generación de energía distribuida (DPG), elementos de almacenamiento de energía distribuidos, equipamiento de distribución eléctrica y cargas controlables 114. El sistema de suministro eléctrico 100 incluye un sistema 134 acoplado en CA y un sistema 136 acoplado en CC opcional. El sistema de suministro eléctrico 100 incluye un sistema acoplado en corriente alterna (CA) que tiene un primer módulo o convertidor híbrido 102 que está acoplado a un segundo módulo o inversor fotovoltaico (PV) 104 a través de un punto de acoplamiento común (PCC) 116. El primer módulo 102 está acoplado también a una batería 106, tal como un banco de baterías. El primer módulo 102 cambia de forma automática una característica (por ejemplo, frecuencia o tensión) de una línea de corriente alterna (CA),  $V_{ac}$ , usando un algoritmo de generación de patrones 124 que produce una salida modificada en una primera salida 130c de CA que varía la característica (por ejemplo, frecuencia o tensión) de la línea de CA de acuerdo con un primer patrón predeterminado que es producido mediante una primera función. El primer módulo 102 incluye un primer controlador 122 programado con instrucciones legibles por máquina para llevar a cabo el algoritmo de generación de patrones 124 y está acoplado eléctricamente a la batería 106 y a, al menos, una fuente de energía en CA 108, 110. En el ejemplo ilustrado, la fuente de energía en CA puede ser un sistema generador distribuido (generadores) 108 o una red de suministro 110.

- 40 El primer módulo 102 se muestra como que tiene dos entradas en CA, una primera entrada 130a en CA para recibir energía desde la red de suministro 110 y una segunda entrada 130b en CA para recibir energía desde los generadores 108. Como alternativa, el primer módulo 102 puede tener sólo una entrada en CA o más de dos entradas en CA. El primer módulo 102 determina si una intensidad o tensión monitorizadas de la batería 106 satisface un criterio predeterminado. El primer módulo 102 puede incluir un convertidor híbrido para suministrar o recibir energía en corriente continua (CC) o CA o ambas, energía en CA y CC, a o desde los elementos distribuidos 106, 114, 104, 108, 110, 118 acoplados al primer módulo 102. Un convertidor híbrido adecuado incluye un módulo convertidor XW6048 de 6 kVA fabricado por Xantrex Technology, Inc.

- 45 El sistema de suministro eléctrico 100 puede estar colocado en cualquiera de las tres configuraciones o modos. En modo en isla, la red de suministro 110 está desconectada. En el modo conectado a red, la red de suministro está conectada. En el modo conectado a generadores, los generadores 108 (por ejemplo, por vía de generadores diesel o de propano) están conectados.

- 50 El segundo módulo 104 está acoplado eléctricamente a y es remoto desde el primer módulo 102 y detecta, por vía de un algoritmo de detección de patrones 128, la salida modificada producida por el primer módulo 102 y, en respuesta a esa detección, causa que se cambie la intensidad o la tensión aplicadas a la batería 106 para cargar la batería 106 por vía del primer módulo 102. El segundo módulo 104 incluye un segundo controlador 126 programado con instrucciones legibles por máquina para llevar a cabo el algoritmo de detección de patrones 128.

- 55 El segundo módulo 104, 118 está acoplado a una unidad de conversión de energía renovable 112, 120 que convierte una fuente de energía renovable en electricidad. La unidad de conversión de energía renovable 102, 120 puede incluir, por ejemplo, un conjunto fotovoltaico (PV) acoplado al inversor o conversor fotovoltaico 104, 118 y

emite una corriente correspondiente (corriente CC en el caso del convertidor fotovoltaico 118 y una corriente CA en el caso de un inversor fotovoltaico 104).

El primer módulo 102 puede ser un convertidor de energía bidireccional (convertidor híbrido) modulado por anchura de pulso (PWM) de cuatro cuadrantes con interruptores de transferencia en CA integrados y tres modos de operación. Los convertidores híbridos interactúan con fuentes de energía en CC, tales como generadores PV, turbinas eólicas, celdas de combustible y fuentes de energía en CA, tales como la red de suministro 110 y unos generadores 108, en ambos puertos de CA y CC 130a-c, 132. En un primer modo, el convertidor híbrido 102 funciona como un convertidor de fuente controlada por tensión, en el cual el convertidor híbrido 102 convierte energía en CC a CA para suministro de reserva en modo isla inversor para cumplir los requerimientos de calidad de suministro. En este modo, el convertidor híbrido 102 controla la tensión y la frecuencia en CA en el interior del sistema de suministro eléctrico (o microrred) 100. En un segundo modo, el convertidor híbrido 102 funciona como un convertidor de fuente controlada por intensidad, en la cual el convertidor híbrido 102 convierte energía CC a CA cuando la fuente de CA 110, 108 está conectada (modo conectado a generadores o conectado a red). Los generadores 108 o la red de suministro 110 generan la tensión y la frecuencia en CA. Este modo de fuente controlada por intensidad se usa fundamentalmente cuando se exporta desde un puerto de CC 132 del convertidor híbrido 102 hasta la red de CA de la microrred, una energía renovable (tal como solar, eólica, lluvia, mareas, minihidráulica o calor geotérmico) generada a partir de recursos naturales, En la figura 1, un conjunto 120 solar PV opcional está conectado a la batería 106 por vía de un convertidor 118 PV CC/CA PWM. En un tercer modo, el convertidor híbrido 102 funciona en un modo de rectificador activo con corrección de factor de potencia (PFC) opcional. En el modo de rectificador activo, el convertidor híbrido 102 convierte energía en CA a CC y regula la tensión o intensidad en CC a la batería 106 dentro de límites prescritos, tal como de acuerdo con un algoritmo de carga de batería que determina un perfil de carga (por ejemplo, etapas en bruto, absorción o flotación) para la batería 106 (por ejemplo, 24/48 V), El convertidor 118 PV regula la tensión o intensidad de la batería de CC sobre la base de la cantidad de generación de energía PV o del estado de carga de la batería.

El inversor PV 104 y el convertidor PV 118 son, preferiblemente, convertidores PWM con sus correspondientes algoritmos seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) integrados en la entrada de CC para captar la máxima energía de los respectivos conjuntos PV 112, 120. Los algoritmos MPPT son bien conocidos para los expertos normales en la técnica a la cual pertenece esta divulgación. El algoritmo MPPT en los segundos módulos 104, 118, preferiblemente, está optimizado para equilibrar la captación rápida de energía frente a la estabilidad de control y hacer un barrido de la curva I-V para encontrar los máximos globales. El inversor PV 104 funciona en el modo controlado por intensidad, convirtiendo energía CC a CA y controlando la intensidad en CA en magnitud y fase. El inversor PV 104 es, preferiblemente, sin transformador debido a su eficiencia más elevada y menor tamaño y peso. El convertidor PV 118 funciona en modo MPPT mientras que mantiene el perfil de carga multietapa deseado (en bruto, absorción y flotación)

Cuando el sistema de suministro eléctrico 100 está en modo conectado a red, la energía disponible de la batería 106 es transferida a las cargas 114 de CA o de vuelta a la red de suministro 110 a través del convertidor híbrido 102 bidireccional, el cual funciona en modo de fuente controlada por intensidad. Si la red de suministro 110 está una condición de fallo, el convertidor híbrido 102 transfiere el sistema de suministro eléctrico 100 al modo en isla. Un algoritmo de intensidad indirecto puede ser implementado en el convertidor híbrido 102 para una transferencia sin interrupción de suministro cuando la red de suministro 110 falla.

El sistema 134 acoplado en CA mostrado en la figura 1 está configurado con el conjunto PV 112 conectado al PCC 116 a través del inversor PV 104 para maximizar la eficiencia de conversión de energía. Cuando la red de suministro 110 está presente, el convertidor híbrido 102 transfiere el sistema de suministro eléctrico 100 al modo conectado a red. Las cargas 114 en CA pueden ser alimentadas mediante ambos, el inversor PV 104 y la red de suministro 110 en el modo conectado a red. El convertidor híbrido 102 funciona en modo rectificador activo, cargando la batería 106 de forma que no exceda la capacidad de intensidad de la red. Si la red de suministro 110 falla, el sistema de suministro eléctrico 100 es transferido al modo en isla y el convertidor híbrido 102 funciona en modo controlado por tensión. Si la demanda de la carga en CA 114 excede la energía disponible desde el inversor PV 104 y la batería 106, los generadores 108 son arrancados de forma automática.

En el modo conectado a generadores, el inversor PV 104 puede retroalimentar a los generadores de forma no deseable. El convertidor híbrido 102 monitoriza en continuo la intensidad en CA a todos los puertos 130a-c y tiene interruptores de transferencia integrados en ambos puertos de CA 130a,b, CA1 y CA2, para permitir la desconexión de los generadores 108 por vía del puerto 130b CA2. Si la demanda de carga de las cargas 114 en CA excede la capacidad de salida de potencia de los generadores 108 y el inversor PV 104, el convertidor híbrido 102 hace entrar un modo soporte de generadores como una fuente controlada por intensidad mediante la conversión de la energía desde el puerto 132 CC al puerto 130c CA. Si ambos, la red de suministro 110 y los generadores 108 no están disponibles como fuentes de energía para las cargas 114 en CA, entonces las fuentes disponibles de energía consisten en el conjunto PV 112 y la batería 106. La línea de CA 138 conectada al puerto 130c CA del convertidor híbrido 102 funciona convencionalmente para un sistema monofásico a 120 V/240 o 230 V o para un sistema trifásico a 120 V o 230 V a una frecuencia fundamental o nominal de 50 Hz o 60 Hz.

El exceso de energía presente en el sistema de suministro eléctrico 100 puede dañar los dispositivos eléctricos, particularmente la batería 106. Sobrecargar la batería 106 puede causar gaseo, pérdida de agua y/o corrosión de los

electrodos, y puede acortar su vida útil. Cuando el sistema de suministro eléctrico 100 está en el modo en isla, el convertidor híbrido 102 funciona en modo fuente controlada por tensión y controla la tensión y la frecuencia en CA sobre la línea 138 de CA. El inversor PV 104 capta la energía solar en CC desde el conjunto PV 112 y funciona en modo controlado por intensidad en CA. La energía para las cargas 114 en CA puede ser suministrada por uno de ellos o ambos de entre el conjunto PV 112 y la batería 106. Si la energía solar es mayor que la demanda de carga por las cargas 114, el excedente de potencia fluirá desde el PCC 116 a través del convertidor híbrido 102, sobrecargando, eventualmente, la batería 196.

El algoritmo de generación de patrones 124 propuesto mantiene una magnitud de frecuencia y tensión de la línea de CA de la microrred constante (por ejemplo, +/-0'2 Hz y +/-0'5% de la tensión nominal) sobre la línea 138 de CA bajo condiciones normales hasta el punto de sobrecarga de la batería 106. Las variaciones de frecuencia o tensión de la línea pueden ser usadas como parámetros de interacción entre el convertidor híbrido 102 y el inversor PV 104. Por ejemplo, en el modo en isla cuando el inversor PV 104 produce una energía mayor que la demanda de carga, la potencia activa fluye hasta la batería 106 y la tensión o intensidad en CC de la batería 106 pueden exceder los requerimientos aceptables. El convertidor híbrido 102 monitoriza de forma proactiva y aplica el perfil de carga de batería correcto: si la tensión o intensidad en CC de la batería 106 excede los requerimientos límite de carga de la batería, entonces el convertidor híbrido 102 cambia la frecuencia de la línea de la microrred de acuerdo con un patrón predeterminado. El inversor PV 104 puede desconectarse porque la frecuencia de la línea 138 de CA excediera sus límites de rango de frecuencias o puede reducir su intensidad producida desde el conjunto PV 112 si un control específico es implementado mediante la monitorización de la frecuencia de la línea de CA por el control del agente de comunicación. Se hace hincapié en que puede usarse en su lugar el variar la magnitud de la tensión en CA como agente de comunicación para prevenir la sobrecarga de la batería. No obstante, usar la magnitud de tensión en CA es menos exacto que usar la frecuencia en CC porque la caída de tensión es una función de las características del cableado de suministro.

La frecuencia en la línea 138 de CA es variada de una manera predeterminada como medio para comunicación entre el convertidor híbrido 102 y el inversor PV 104. No se necesita cableado adicional para comunicación, y los módulos 102, 104 pueden estar situados alejados el uno del otro; el convertidor híbrido 102 con la batería 106 en un lugar y el inversor PV 104 con el conjunto PV 112 en un lugar remoto diferente.

Cuando el sistema de suministro eléctrico 100 está en modo en isla, el convertidor híbrido 102 controla la regulación de la frecuencia y la tensión de la línea 138 de CA. Cuando el inversor PV 104 produce una energía mayor que la demanda de carga de las cargas 114, la potencia activa fluye hasta la batería 106. El convertidor híbrido 102 funciona en dos modos al mismo tiempo: modo inversor con regulación de tensión/frecuencia en CA y modo rectificador activo para cargar la batería 106. El algoritmo de generación de patrones 124 se vuelve activo cuando las dos condiciones siguientes se satisfacen: (1) potencia activa fluye desde el puerto de 130a CA hasta el puerto 132 de CC; y (2) el nivel de carga de tensión en CC (por ejemplo, absorción, flotación) o la intensidad en CC de la batería 106 excede un determinado punto de consigna límite.

El algoritmo de generación de patrones 124 controla la frecuencia de la línea 138 de CA mediante la reducción o el aumento desde su valor nominal  $f_0 = 50/60$  Hz de acuerdo con un patrón determinado. El algoritmo de generación de patrones 124 puede tener una respuesta lineal, o exponencial o lineal-exponencial según se describe con mayor detalle más adelante. El algoritmo de generación de patrones puede estar realizado para utilizar cualquier otra función matemática o una tabla de consulta predeterminada. La figura 2 ilustra un diagrama de bloques funcional de un algoritmo de control 200, que incluye el algoritmo de generación de patrones 124, para el convertidor híbrido 102, el cual funciona en modo inversor de fuente controlada por tensión. La tensión  $V_{ac}$  de red de CA del PCC 116 es comparada con la tensión de referencia  $v_{ac}^*$  y el error es compensado por el controlador de tensión  $G_{v_t}$  cuya salida se convierte en la referencia de intensidad de CA  $i_{ac}^*$ ; la diferencia entre  $i_{ac}^*$  y la intensidad en CA  $i_{ac}$  del inductor es compensada por el controlador de intensidad  $G_{v_i}$ , el cual genera la orden de ciclo de trabajo. La tensión de salida  $V_{ac}$  del convertidor híbrido 102 en el modo inversor de fuente controlada por tensión es representado por dos términos: el primer término multiplicado por la referencia de tensión  $v_{ac}^*$  de onda sinusoidal de CA se desea que sea cercano a la unidad para seguimiento de la referencia de tensión de salida, mientras que el segundo término multiplicado por la intensidad de salida  $i_0$  de CA se desea que sea cercano a cero para desacoplamiento de las perturbaciones de carga:

$$v_{ac}(s) = \frac{G_{v_t}(s) \cdot G_{v_i}(s)}{s^2 LC + s \cdot C \cdot G_{v_t}(s) + G_{v_t}(s) G_{v_i}(s)} v_{ac}^*(s) - \frac{sL + G_{v_i}(s)}{s^2 LC + s \cdot C \cdot G_{v_t}(s) + G_{v_t}(s) G_{v_i}(s)} i_0(s) \quad (\text{Función 1})$$

donde LC representa el filtro de salida y el operador de Laplace  $s$  se aproxima a  $j\omega$ , frecuencia angular  $\omega$ . La implementación del seguimiento de la tensión de la onda sinusoidal y del control del desacoplamiento de las perturbaciones de carga tiene que ser robusta y estable porque el control anti-isla del inversor PV 104 tiende activamente a desestabilizar la regulación de frecuencia y tensión en el modo en isla. Si el sentido del flujo de potencia real cambia, es decir, el convertidor híbrido 102 absorbe intensidad y la tensión o la intensidad en la batería 106 de CC alcanza valores prescritos máximos de  $V_{ac}^* / I_{ac}^*$ , entonces la salida del algoritmo de generación de patrones 124  $K_{vi}$  reduce, linealmente (en este ejemplo), la frecuencia de referencia  $f_0$ . Un compensador proporcional-integral (PI) está implementado digitalmente para proporcionar tanto un controlador de la tensión y

frecuencia en CC de la batería con ganancias proporcional  $k_p$  e integral  $k_i$ , respectivamente, como una función de selector,  $K_{vi}$ . La referencia de onda sinusoidal  $v_{ac}^*(t)$  es generada mediante una tabla de consulta con el índice de modulación  $m$ , referencia de escala de amplitud  $V_M$  y ángulo de fase  $\theta_0$ :

$$v_{ac}^*(t) = m \cdot V_M \sin[2\pi(f_0 - |K_{vi}(t)|) \cdot t + \theta_0] \quad (\text{Función 2})$$

- 5 En este ejemplo, la frecuencia  $f_0(t)$  decrecería desde su valor nominal si la tensión o la intensidad en CC de la batería 106 monitorizada excediera de los valores máximos prescritos ( $V_{ac}^* / I_{ac}^*$ ); a la inversa, el algoritmo de control 200 puede adaptar un incremento de frecuencia si se desea. La función de selector  $K_{vi}$  es dada por:

$$K_{vi}(t) = \min\{K_v(t), K_i(t)\} \quad (\text{Función 3})$$

- 10 La salida enclavada del controlador de tensión e intensidad en CC de batería está representada por las Funciones (4) y (5):

$$K_v(t) = \begin{cases} x_v(t), & x_v(t) < 0 \\ 0, & x_v(t) \geq 0 \end{cases} \quad (\text{Función 4})$$

$$K_i(t) = \begin{cases} x_i(t), & x_i(t) < 0 \\ 0, & x_i(t) \geq 0 \end{cases} \quad (\text{Función 5})$$

La salida del controlador de tensión e intensidad en CC de batería está representada por la relación (6):

$$x_v(t) = k_{pv} \cdot e_v(t) + \int k_{iv} \cdot e_v(t) dt \quad (\text{Función 6})$$

$$x_i(t) = k_{pi} \cdot e_i(t) + \int k_{ii} \cdot e_i(t) dt$$

- 15 La referencia de tensión de CC  $V_{dc}^*$  representa el nivel de tensión en bruto, absorción o flotación que puede ser ajustado basándose en el tipo de batería. El valor de la referencia de tensión en CC está también compensado por temperatura como una función de la química de la batería para obtener un perfil de carga optimizado (por ejemplo,  $-0,108 \text{ V}^\circ\text{C}$  para una batería inundada de plomo-ácido de 48 V). La referencia de intensidad en CC  $I_{dc}^*$  representa el límite máximo de intensidad aceptable para la batería 106. La diferencia entre la referencia y el valor instantáneo representa el valor del error aplicado al compensador PI:

$$e_v(t) = V_{dc}^* - v_{dc}(t) \quad (\text{Función 7})$$

$$20 \quad e_i(t) = I_{dc}^* - i_{dc}(t)$$

La figura 3A ilustra la respuesta de la función de frecuencia con una respuesta lineal ( $\alpha = 1$ ) o exponencial ( $\alpha > 1$ ):

$$f_0(t) = f_0 - [K_v(t)]^\alpha \quad (\text{Función 8})$$

$$f_0(t) = f_0 - [K_i(t)]^\beta$$

- 25 En la figura 3A se muestran tres patrones 300a-c predeterminados que modifican la frecuencia de la línea de CA como una función del tiempo con diferentes valores para el coeficiente  $\alpha$ : para el patrón lineal 300a,  $\alpha = 1$ ; para los patrones 300b,c exponenciales,  $\alpha = 2$ ,  $\alpha = 0,4$ , respectivamente. El algoritmo de generación de patrones 124 puede variar la frecuencia o la tensión de la línea de CA de acuerdo con un primer patrón predeterminado (por ejemplo, lineal) cuando la intensidad o tensión de la batería satisface un primer criterio, y el algoritmo de generación de patrones 124 puede variar la frecuencia o la tensión de la línea de CA de acuerdo con un segundo patrón predeterminado (por ejemplo, exponencial) cuando la intensidad o la tensión de la batería satisface un segundo criterio. En general, es deseable presentar una transición suave alejándose de la frecuencia nominal cuando se está aplicando el algoritmo de generación de patrones 124 para evitar introducir perturbaciones de frecuencia y para permitir un tiempo para que el inversor PV 104 detecte el patrón predeterminado, tal como se muestra en el patrón predeterminado 300b. Patrones exponenciales, como el patrón 300b, también trabajan mejor en un rango de frecuencias estrecho, tal como dentro de los límites de anti-isla de la línea 138 de CA del sistema de suministro eléctrico 100. El límite anti-isla puede ser definido por los estándares del Underwriters Laboratory (UL) 1741 o el Institute of electrical and Electronic Engineers (IEEE) 1547 u otros límites anti-isla impuestos por requerimientos de otros países. Por ejemplo, el límite anti-isla puede ser entre 59-61 Hz para una frecuencia nominal de 60 Hz en la

línea 138 de Ca. Preferiblemente, el patrón de frecuencia es variado dentro de  $\pm 0.4$  Hz (por ejemplo, o 59.6-60.4 Hz para una frecuencia nominal fundamental de 60 Hz o 49.6-50.4 Hz para una frecuencia nominal fundamental de 50 Hz). En general, el patrón de frecuencia debería variarse no más de 2 Hz por encima y por debajo de la frecuencia fundamental de la línea 138 de CA.

5 Por el contrario, el patrón predeterminado 300c presenta una transición relativamente súbita alejándose de la frecuencia de la línea de CA nominal. Cuando hay un incremento súbito en la condición de sobretensión de la batería, el algoritmo de generación de patrones 124 puede causar que el convertidor híbrido 102 varíe la frecuencia o la tensión de la línea de CA de acuerdo con el patrón 300c predeterminado para forzar a que el inversor PV 104 reaccione rápidamente a la sobretensión y reduzca o elimine la intensidad o la tensión que está cargando la batería  
10 106. En general, si hay un incremento agudo o súbito en la tasa de cambio de la tensión de la batería, es deseable cambiar la frecuencia de manera súbita de forma que el inversor PV 104 pueda reaccionar rápidamente para reducir su salida de potencia y, en correspondencia, reducir la intensidad o tensión suministrada para cargar la batería 106. Para tales escenarios puede ser deseable emitir el patrón 300c predeterminado.

15 Aunque se han discutido arriba patrones lineal y exponencial, puede usarse cualquier patrón predeterminado (por ejemplo, intencional, no natural, programado, deliberado) que no será confundido por patrones que podrían ser puestos en la línea de CA por otros dispositivos, como generadores y cargas. El patrón necesita ser distinguible de otros patrones creados por dispositivos eléctricos del sistema de suministro eléctrico que causen que la frecuencia o la tensión de la línea de CA varíen. Por ejemplo, los generadores varían la frecuencia/tensión linealmente, por lo que debe tenerse cuidado si se está usando un patrón lineal para varias la frecuencia o tensión de la línea de CA, para  
20 evitar el usar un patrón que fuera producido por un generador. Esto podría causar de manera innecesaria que el inversor PV 104 cambie la intensidad o la tensión de carga de la batería cuando no existe ninguna condición anómala de carga de la batería. De acuerdo con esto, es preferible usar un patrón exponencial o lineal-exponencial.

La figura 3B ilustra la tasa de cambio de respuesta de la frecuencia de la línea de CA como función de la variación de la tensión en CC de la batería 106. Si el error de tensión/intensidad es grande, entonces la frecuencia  $f_0(t)$  de la  
25 línea de CA es controlada rápidamente. En este ejemplo, la frecuencia es reducida linealmente y la tasa de cambio puede ser una combinación entre respuesta lineal-exponencial al tener los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$  función de las intensidad y tensión en CC instantáneas. La respuesta en frecuencia puede ser implementada con recuperación simétrica como puede notarse en la figura 3B, la cual ilustra tres patrones 302a-c predeterminados, cada uno de los cuales es producido mediante una función lineal con las siguientes tasas de tensión/intensidad  $d(v_{dc}, i_{dc})/dt$  de carga en CC: patrón 302a  $dv_{dc}/dt = 0.3$  V/s; patrón 302b  $dv_{dc}/dt = 0.25$  V/s; y patrón 302c  $dv_{dc}/dt = 0.375$  V/s con  
30 recuperación de frecuencia simétrica.

Se requiere que los módulos DPG conectados a la red que convierten potencia a la red de suministro 110 sean capaces de detección de modo en isla. El rango de frecuencias de línea de CA en el que los módulos DPG están autorizados para transferir potencia es limitado y tiene diferentes requerimientos: el rango de frecuencia mínimo y  
35 máximo para sistemas de red de 50 Hz puede ser 51-48 Hz o para sistemas de red de 60 Hz puede ser 60.5-59.3 Hz. El rango de frecuencia por debajo de su valor nominal es mayor y, por ello, los inversores PV 104 tienen un rango de operación más ancho por debajo de 50/60 Hz.

En el modo en isla, la frecuencia de la línea 138 de CA es establecida por el convertidor híbrido 102; cuando la intensidad o tensión en CC de la batería 106 es excedida, el algoritmo de generación de patrones 124 comienza a  
40 cambiar la tensión o frecuencia de la línea de acuerdo con un patrón predeterminado, tal como linealmente o exponencialmente. Cuando se alcanza el límite de frecuencia mínimo, el inversor PV 104 desconecta de la red de CA, interrumpiendo la potencia al puerto 132 de CC y la carga de la batería ocurre hasta la fase de absorción mientras que la batería 106 está cargada al 80-85% cuando termina la fase de carga en bruto.

Un perfil de carga de batería completo requeriría la regulación de la tensión en CC de la batería para su absorción, flotación y fases de carga como puede verse en la figura 6. En este escenario, los inversores PV tienen que acceder a la información de la tensión de la batería de CC para controlar su intensidad de CA local. Se requiere comunicación para ejecutar la regulación de la tensión de la batería. Un modo redundante de funcionamiento se propone aquí: el agente de comunicación es la variación de frecuencia de la línea de CA opcionalmente dentro de un  
45 rango del límite anti-isla de la línea de CA. Como alternativa, se puede usar la variación del patrón de tensión en CA como agente de comunicación en su lugar, pero es menos preciso que la frecuencia porque la tensión está sometida a la variación de impedancia del cableado. El algoritmo de detección de patrones en el inversor PV 104 captará un patrón de cambio de frecuencia (o tensión) específico y ajustará su intensidad en CA local, saliendo del modo MPPT al modo de acoplamiento en CA. Bajo el modo de acoplamiento en CA, el convertidor híbrido 102 alterna la pendiente del cambio de frecuencia sobre un periodo integrado determinado para promediar la frecuencia de la línea  
50 de CA hasta su valor nominal de 50/60 Hz.  
55

La figura 4 ilustra un diagrama de bloques de un método de control para el inversor PV 104, que funciona como una fuente controlada por intensidad. La referencia de intensidad de onda sinusoidal  $i_{ac}^*$  generada por un LUT (una tabla de consulta de SinGen) está sincronizada con la frecuencia  $f(t)$  de la red y la fase  $\theta_0$  para obtener un factor de potencia unidad.

60 Un patrón de frecuencia (o tensión) específico es generado por el algoritmo de generación de patrones 124 del

convertidor híbrido 102 y es captado de manera exacta por el algoritmo de detección de patrones 128 porque el inversor PV 104 sale del modo MPPT y regula su función de salida de la variación de patrón de frecuencia (o tensión). Si la variación de frecuencia no sigue un patrón específico, la función de selección M selecciona el modo MPPT para controlar la intensidad de salida en CA.

- 5 Entre las alternativas de control, Transformada Rápida de Fourier, control tipo PID (control proporcional-integral-derivativo), lógica difusa, etc. Se prefiere un método de ondícula para la detección del cambio de frecuencia. Las transformadas de ondícula tienen una localización frecuencia-tiempo y un seguimiento para señales de cambio rápido excelentes. La detección del cambio de frecuencia en la línea de CA puede realizarse con un controlador  $G_{cf}$  de frecuencia PI (figura 5ª) o con más exactitud con un seguimiento de frecuencia de ondícula WT y una función  $F_s$  de selección de patrón (figura 5B). Cuando el patrón de frecuencia de línea específico es detectado, el coeficiente de frecuencia  $K_f$  controla la intensidad de salida del inversor PV 104.

Una transformada de ondícula continua es aplicada a la señal captada desde la Función 1 de más arriba. Como resultado de este proceso, se generan los coeficientes de la ondícula  $C(a, b)$ , donde  $a$  es la escala y  $b$  la posición.

$$C_v(a, b) = \int_{-\infty}^{\infty} v_{ac}(t) \cdot \psi_{ab}(t) dt \quad (\text{Función 9})$$

- 15 donde  $\psi_{a,b}(t)$  es la función de ondícula la cual se usa como la herramienta de análisis y detectaría el cambio de frecuencia en cualquier intervalo de tiempo.

$$\psi_{ab} = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi_{ab}\left(\frac{t-b}{a}\right) \quad (\text{Función 10})$$

- La oscilación de la ondícula da el contenido de frecuencia de  $v_{ac}(t)$  y los valores de los coeficientes de la ondícula reflejarán cuán cercana es la correlación de la ondícula con una sección particular de la señal, como es dada por el parámetro de posición. El algoritmo de detección de patrones 128 hace uso de la transformada de ondícula Morlet en este ejemplo:

$$V(a, b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int v_{ac}(t) e^{-\frac{(t-b)^2}{2a}} \cdot e^{j\omega\left(\frac{t-b}{a}\right)} dt \quad (\text{Función 11})$$

La Función 11 mide las similitudes entre la función de ondícula básica y la señal  $v_{ac}(t)$  captada. La función básica de ondícula Morlet está dada por:

$$\psi(x) = \frac{1}{\sqrt{\pi \cdot f_b}} e^{2\pi \cdot f_0 \cdot t x} \cdot e^{-\frac{x^2}{f_b}} \quad (\text{Función 12})$$

- 25 La duración finita de la ondícula y el espectro de ondícula Morlet están dados por:

$$\psi(\omega) = \sqrt{2\pi} \cdot e^{-\frac{(\omega-\omega_0)^2}{2}} \quad (\text{Función 13})$$

- El algoritmo de detección de patrones que usa la transformada de ondícula Morlet se describe a continuación. La transformada de ondícula Morlet (WT) es aplicada a la señal  $v_{ac}(t)$ . La salida de la transformada de ondícula Morlet está representada por los coeficientes  $C(a, b)$ .

El propósito es seguir cambios de frecuencia finos. Valores bajos del parámetro  $a$  comprimirán la ondícula para detección de cambios de frecuencia pequeños. Por ello, los coeficientes que corresponden al parámetro  $a$  de escala de nivel 1 ( $a=1$ ) son de interés en este ejemplo. Para el parámetro de posición  $b$ , se seleccionan 100 muestras por ciclo de tiempo en este ejemplo.

- 35 Los mínimos y máximos locales de estos coeficientes son calculados. Se busca una función polinómica de mejor ajuste de la envolvente y esta función reflejará la variación en el tiempo de la frecuencia de la señal original. Por ejemplo, si la frecuencia tiene un patrón de cambio lineal, puede construirse una función matemática de tipo lineal.

- La figura 6 es una gráfica 600 que ilustra ejemplos de curvas 602, 604, 606 que corresponden a la tensión,  $V_{ac}$ , frecuencia de la línea de CA sobre la línea 138 de CA (curva 602), la batería,  $V_{dc}$ , de la batería 106 monitorizada por el puerto 132 de CC del convertidor híbrido 102 (curva 604) y la salida de potencia,  $P_{pv-inverter}$ , del inversor PV 104,

como una función del tiempo en segundos. Cuando la tensión de la batería excede una intensidad o tensión predeterminadas que da como resultado una condición de sobrecarga, el convertidor híbrido 102, por vía del algoritmo de generación de patrones 124, comienza a reducir la frecuencia de la línea de CA hasta una función lineal. El inversor PV 104 detecta el cambio de patrón lineal en la frecuencia de la línea de CA y reduce su salida de potencia sobre la línea 138 de CA, causando que la tensión de la batería caiga por debajo del estado de sobrecarga. La intensidad o tensión predeterminada para la batería puede corresponder al umbral de sobrecarga de la batería del fabricante de la batería o puede ser cualquier intensidad o tensión predeterminada (tal como, en el ejemplo ilustrado, aproximadamente el 5% o más elevado por encima de una tensión o intensidad de carga máxima). Intervalo 1: representa la fase de carga en bruto durante la cual la energía es transferida desde el inversor PV 104 hasta la batería 106. En el límite de los Intervalos I y II, el nivel de tensión en CC excede la absorción de 57'6 V de la batería de plomo-ácido. El algoritmo de generación de patrones 124 del convertidor híbrido 102 comienza a reducir la frecuencia de la línea (curva 602), la cual es monitorizada por el algoritmo de detección de patrones 128 del inversor PV 104, el cual comienza a reducir su potencia de salida,  $P_{pv-inverter}$  (curva 606). Como resultado, la tensión de la batería en CC,  $V_{dc}$  (curva 604), baja progresivamente por debajo del umbral de 57'6 V. El convertidor híbrido 102 comienza a incrementar la frecuencia de línea (curva 602) de vuelta a la nominal. Como puede verse en la figura 6, la frecuencia es variada  $\pm 0'4$  Hz dentro del rango de anti-isla y la frecuencia media neta objetivo es 50 Hz con un efecto despreciable sobre la frecuencia de línea. Cuando la fase de carga de absorción está acabada (Intervalo II) el convertidor híbrido 102 continúa con la fase de carga en flotación (Intervalo III) con un nivel de tensión medio de 54 V. El inversor PV 104 estará en el modo de seguimiento de punto de potencia máxima (MPPT) con la excepción de los Intervalos II y III cuando el inversor PV detecta específicamente un patrón predeterminado para controlar su potencia de salida (curva 606).

La figura 7 es una gráfica 700 que ilustra ejemplos de curvas 702, 704, 706, 708 que corresponden a la frecuencia de línea de CA,  $f$  (curva 702), la tensión de batería  $V_{dc}$ , de la batería 106 monitorizada por el puerto 132 de CC del convertidor híbrido 102 (curva 704), la salida de intensidad,  $I_{dc}$ , del inversor PV 104 y la intensidad en CA de la carga 114,  $I_{ac\_load}$ , como una función del tiempo. Estas curvas fueron generadas con un módulo convertidor Xantrex bidireccional de 6 kVA (XW6048) 102, con su puerto 130<sup>a</sup> de CA configurado a 230 V/50 Hz y su puerto 132 de CC 40-65 V conectado a una batería 106 de plomo-ácido de 225 Ah. Las funciones de control 122, 124, 126, 128 están implementadas como un DSP TMS320F2812 de 32 bit que funciona a 150 MHz.

En la figura 7, el efecto del algoritmo de generación de patrones 124 causa que el convertidor híbrido 102 cambie linealmente la frecuencia de línea de CA con una tasa de cambio igual a 0'4 Hz/s. Se muestran los resultados con el sistema de suministro eléctrico 100 en modo en isla fuera de red con Intervalos I-IV según se describe a continuación. Intervalo I: el inversor PV 104 está apagado y la frecuencia de línea de CA,  $f$ , es 50 Hz  $\pm 0'01$ . Intervalo II: el inversor PV 104 se enciende y el convertidor híbrido 102 carga la batería 106 con 20 Acc. Intervalo III: la batería 106 está aún en modo fase en bruto y se capta más energía desde el conjunto PV 112. Nótese en ambos Intervalos II y III, la frecuencia de línea de CA está perturbada pero con un efecto despreciable (máximo  $\pm 0'1$  Hz) por el algoritmo anti-isla del inversor PV 104. Al final del Intervalo III el inversor PV 104 no es capaz de detectar el cambio en el patrón de frecuencia y continúa transmitiendo energía a la batería 106. Como resultado, la tensión en CC (curva 704) continúa elevándose por encima del límite aceptable y la frecuencia se sigue reduciendo más allá del límite de anti-isla del inversor PV 104. Intervalo IV: porque el límite de frecuencia se excede en el intervalo previo, la tensión de la batería en CC baja un paso ( $V_{dc}$ , 10 V/div) hasta la tensión de batería restante, evitando con ello la sobrecarga de la batería 106. Un inversor PV 104 convencional no equipado con el algoritmo de detección de patrones 128 puede funcionar dentro del intervalo IV cuando los límites del anti-isla están excedidos, protegiendo la batería 106 de la sobrecarga. No obstante, un inversor PV convencional de ese tipo no puede proteger la batería 106 de sobrecarga cuando la frecuencia está dentro de los límites de anti-isla.

Debe resaltarse que los algoritmos 124, 128 ilustrados y discutidos aquí pueden tener diferentes módulos que realicen funciones particulares e interactúen unos con otros. Debe entenderse que estos módulos están segregados simplemente a beneficio de la descripción y representan hardware informático y/o códigos de software ejecutable el cual está almacenado en un medio legible por ordenador para su ejecución en hardware informático apropiado. Las diferentes funciones de los diferentes módulos y unidades pueden ser combinados o segregados como hardware y/o software almacenado en un medio legible por ordenador tan arriba como los módulos de cualquier manera y pueden ser usados por separado o en combinación.

Cualquiera de los algoritmos divulgados aquí incluyen instrucciones legibles por máquina para su ejecución por: (a) un microprocesador, (b) un microcontrolador y/o (c) cualquier otro dispositivo de procesamiento adecuado. Se entenderá fácilmente que los controladores 122, 128 referenciados aquí incluyen cada uno de ellos un dispositivo de procesamiento adecuado de ese tipo. Cualquier algoritmo, tal como los algoritmos 124, 128, divulgados aquí, pueden ser materializados en software almacenado sobre un medio tangible tal como, por ejemplo, una memoria flash, un CD-ROM, un disco flexible, un disco duro, un disco versátil digital (DVD) u otros dispositivos de memoria para expertos normales en la técnica, apreciarán fácilmente que el algoritmo entero y/o partes del mismo podría como alternativa ser ejecutado por un dispositivo distinto de un controlador y/o materializado en firmware o hardware dedicado de una manera bien conocida (por ejemplo, puede ser implementado por un circuito integrado de aplicación específica (ASIC), un dispositivo lógico programable (PLD), un dispositivo de lógica programable en campo (FPLD), lógica discreta, etc.). También, alguna o todas las instrucciones legibles por máquina representadas en cualquier diagrama de flujo representado aquí pueden ser implementadas de forma manual. Además, aunque se

han descrito algoritmos específicos con referencia a los diagramas de flujo o diagramas de bloques funcionales representados aquí, personas con competencia ordinaria en la técnica, apreciarán fácilmente que muchos otros métodos de implementar las instrucciones legible por máquina del ejemplo pueden usarse como alternativa. Por ejemplo, el orden de ejecución de los bloques puede ser cambiado y/o algunos de los bloques descritos pueden ser cambiados, eliminados o combinados.

5

**REIVINDICACIONES**

- 5 1.- Un método de controlar de manera automática una intensidad o tensión aplicada a una batería mediante la monitorización de una característica de una línea de corriente alterna (CA), que comprende
- 10 determinar, en un primer módulo, si una intensidad o tensión monitorizada de la batería satisface un criterio predeterminado;
- 15 en respuesta a la intensidad o tensión que satisface el criterio, cambiar automáticamente por vía del primer módulo la característica de la línea de CA usando un algoritmo de generación de patrones que produce una salida modificada que varía la característica de la línea de CA de acuerdo con un primer patrón predeterminado que es producido mediante una primera función, en el que el primer módulo incluye un primer controlador programado con instrucciones legible por máquina para llevar a cabo el algoritmo de generación de patrones y está acoplado eléctricamente a la batería y a al menos una fuente de energía en CA; y
- 20 detectar en un segundo módulo remoto con respecto al primer módulo por vía de un algoritmo de detección de patrones, la salida modificada y, en respuesta a la detección, causar que la intensidad o tensión aplicada a la batería cargar la batería sea cambiada por vía del primer módulo, en el que el segundo módulo incluye un segundo controlador programado con instrucciones legibles por máquina para llevar a cabo el algoritmo de detección de patrones y está acoplado eléctricamente al primer módulo.
- 25 2.- El método de la reivindicación 1, en el que la característica es una frecuencia o una tensión de la línea de CA.
- 3.- El método de la reivindicación 1, en el que el criterio es si la intensidad o tensión de la batería excede, o cae por debajo, de una intensidad o tensión predeterminada.
- 30 4.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones que preceden, en el que el primer módulo incluye un convertidor híbrido para suministrar y recibir energía.
- 5.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones que preceden, en el que el segundo módulo está acoplado a una unidad de conversión de energía renovable que convierte una fuente de energía renovable en electricidad.
- 35 6.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones que preceden, en el que el segundo módulo incluye un inversor fotovoltaico que recibe energía solar desde un conjunto fotovoltaico acoplado al segundo módulo y emite una correspondiente intensidad en CA.
- 40 7.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones que preceden, en el que la característica es variada dentro de un límite anti-isla de la línea de CA, en el que la línea de CA está tasada para oscilar en una frecuencia fundamental y en el que el límite anti-isla no excede 2 Hz por encima o por debajo de la frecuencia fundamental.
- 45 8.- El método de la reivindicación 7, en el que el límite anti-isla está dentro de un límite anti-isla según está definido por el Underwriters Laboratory (UL) 1741 o el Institute of electrical and Electronic Engineers (IEEE) 1547.
- 9.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones que preceden, en el que la primera función incluye una función exponencial, una función lineal o una función lineal-exponencial.
- 50 10.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones que preceden, en el que la característica de la línea de CA es variada primero de acuerdo con el primer patrón predeterminado y segundo de acuerdo con un segundo patrón predeterminado que es producido mediante una segunda función que difiere de la primera función.
- 55 11.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones que preceden, en el que el algoritmo de detección de patrones incluye una función transformada de ondícula, un PID, una lógica difusa o una Transformada de Fourier Rápida.
- 60 12.- El método de la reivindicación 2, en el que el criterio es si la intensidad o tensión de la batería cae fuera de un rango predeterminado de intensidad o tensión, en el que el primer módulo incluye un convertidor híbrido que suministra y recibe energía, en el que el segundo módulo está acoplado a una unidad de conversión de energía renovable que convierte una fuente de energía renovable en electricidad, en el que el segundo módulo incluye un inversor fotovoltaico que recibe energía solar desde un conjunto fotovoltaico acoplado al segundo módulo y emite una intensidad correspondiente y en el que la primera función incluye una función exponencial, una función lineal o una función lineal-exponencial.
- 65 13.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones que preceden, en el que la fuente de energía en CA es una red de suministro o un sistema de generación distribuida (generadores).
- 14.- El método de la reivindicación 12 o 13, en el que la característica es variada dentro de un límite anti-isla de la línea de CA, en el que la línea de CA está oscila en una frecuencia fundamental y en el que el límite anti-isla no

excede un Hertzio por encima o por debajo de la frecuencia fundamental.

15.- El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, en el que el algoritmo de detección de patrones incluye una función transformada de ondícula.

5

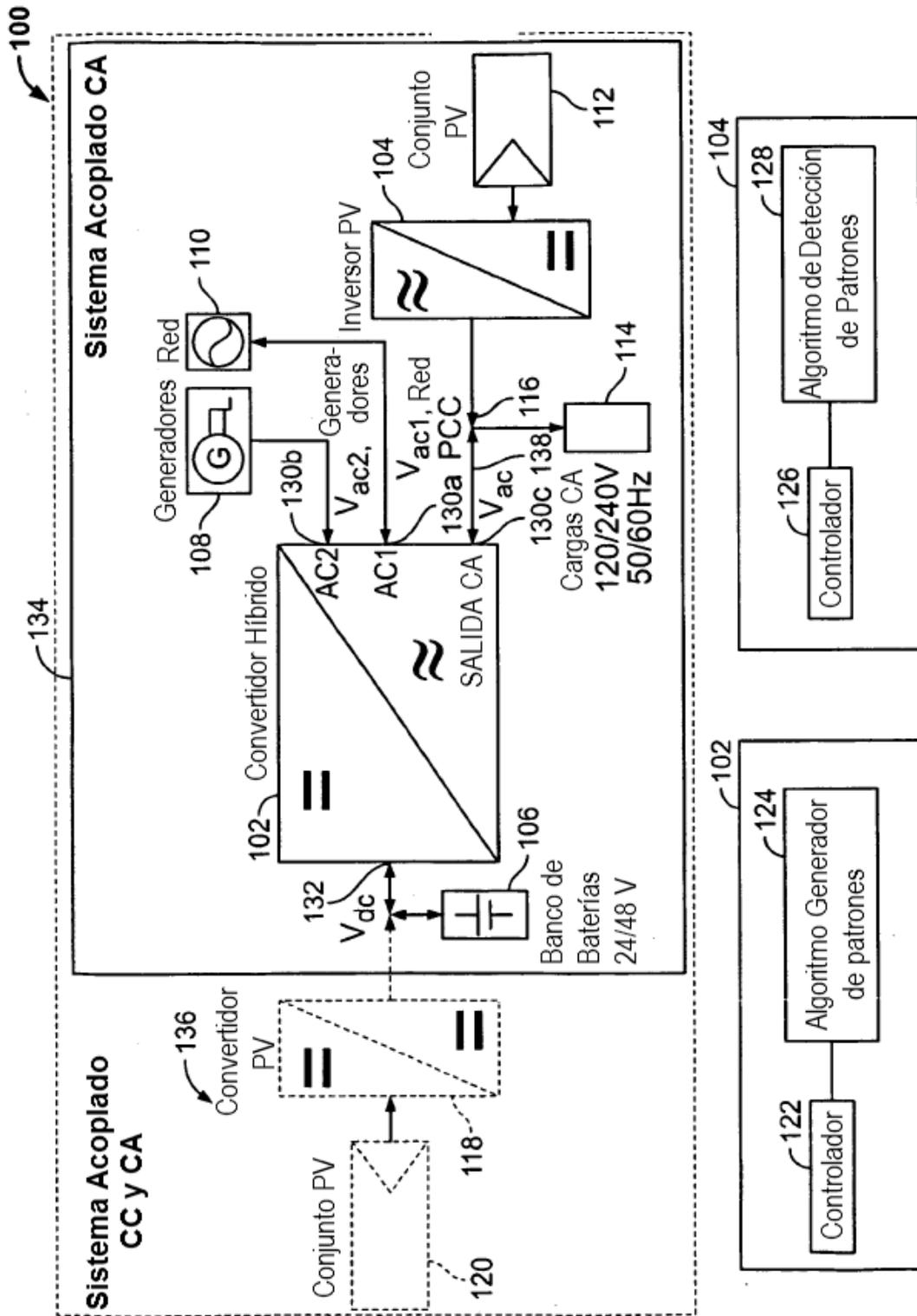


FIG.1



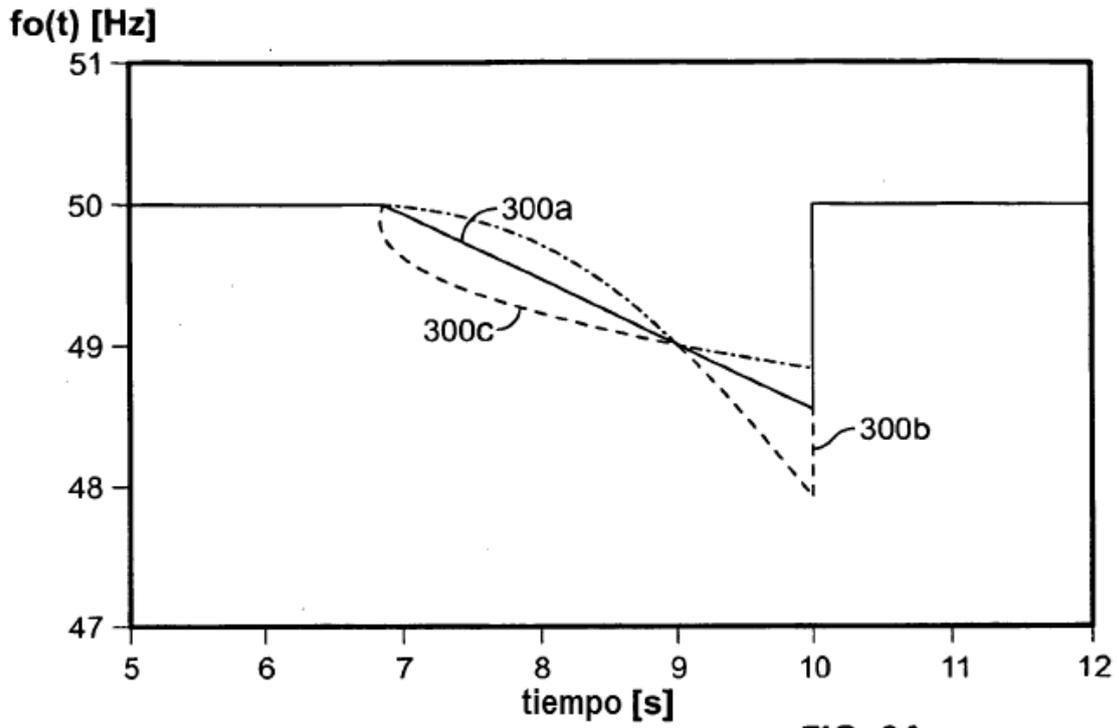


FIG. 3A

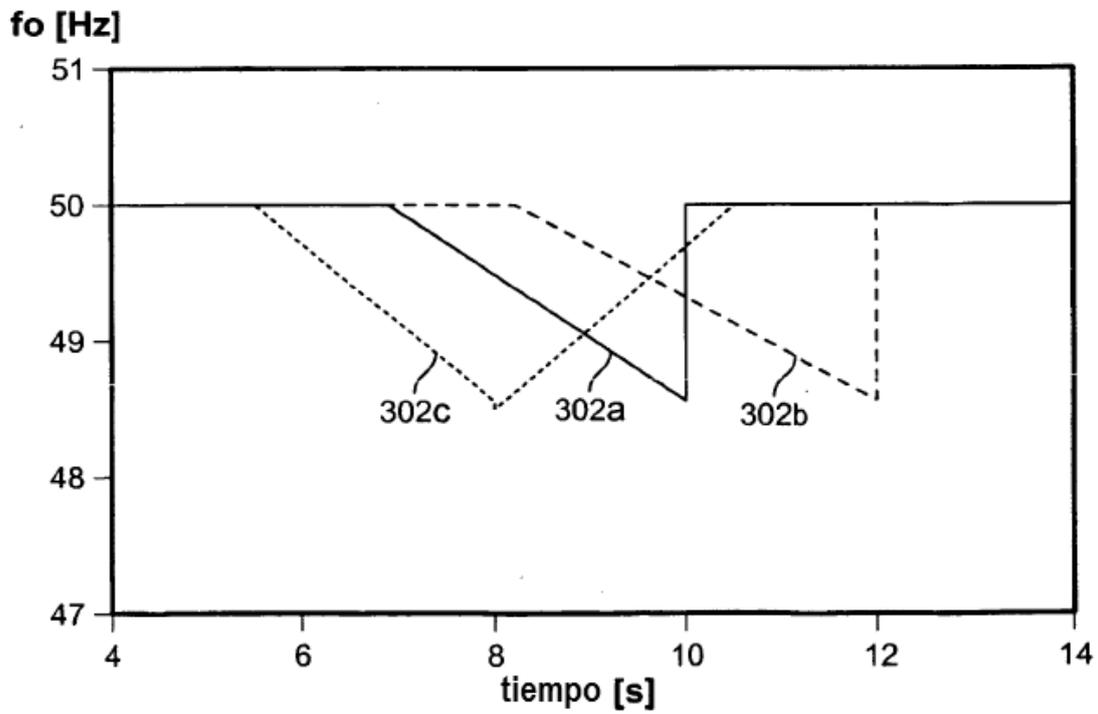


FIG. 3B

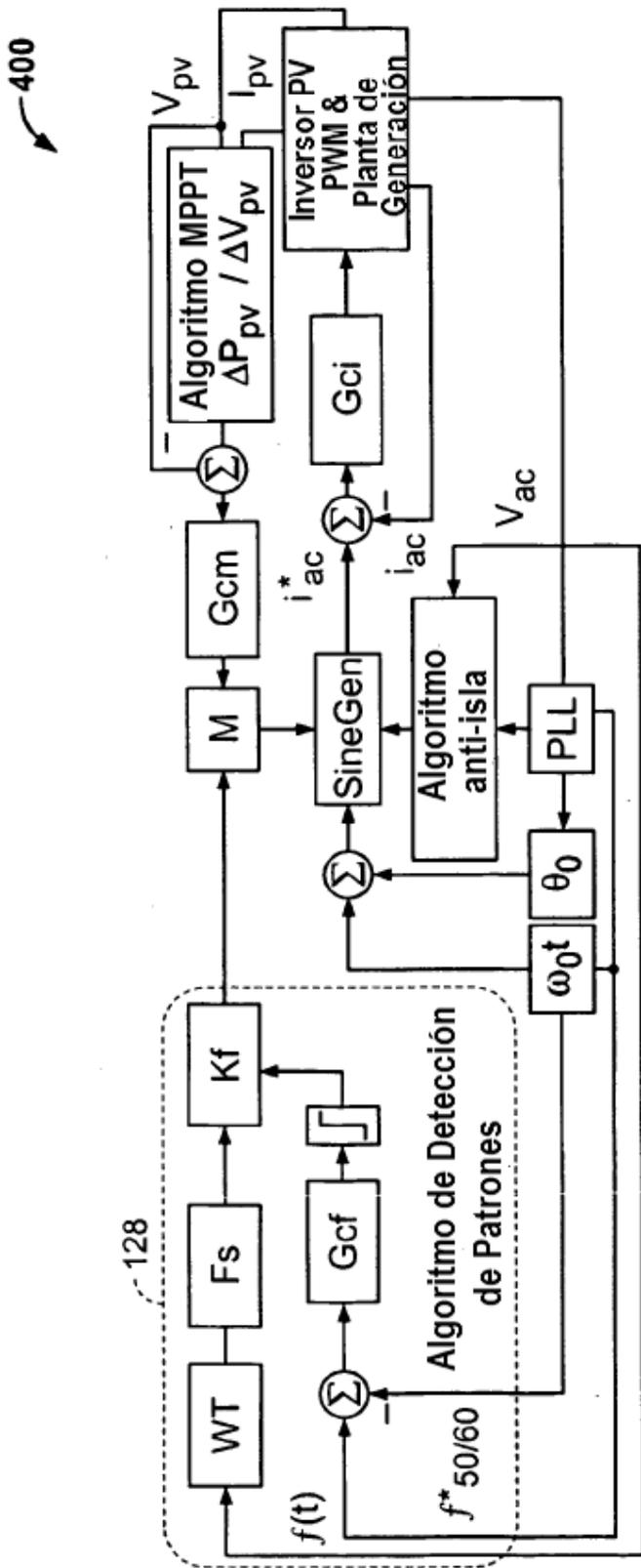


FIG. 4

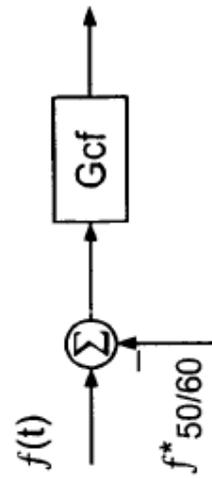


FIG. 5A



FIG. 5B

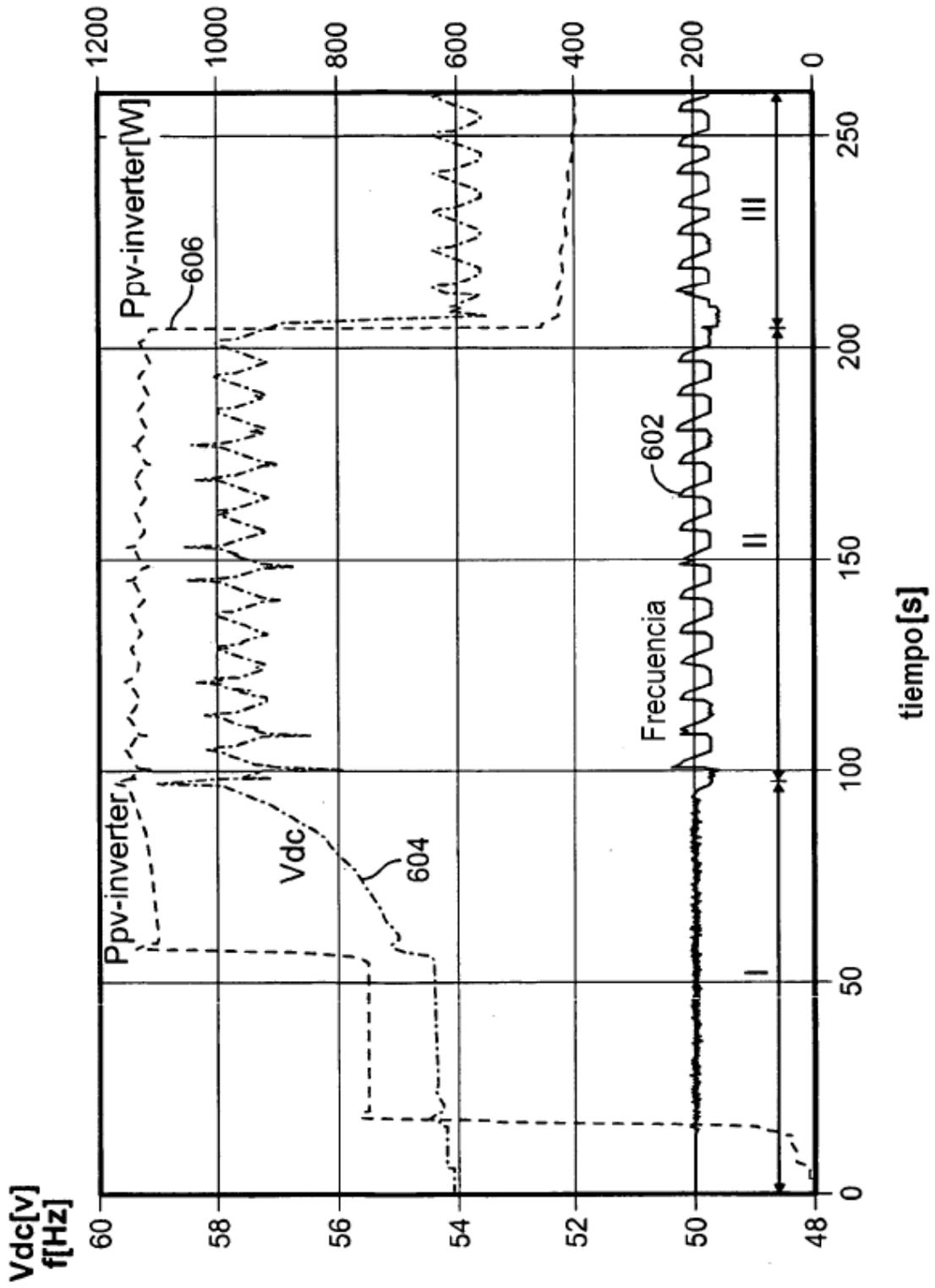


FIG. 6

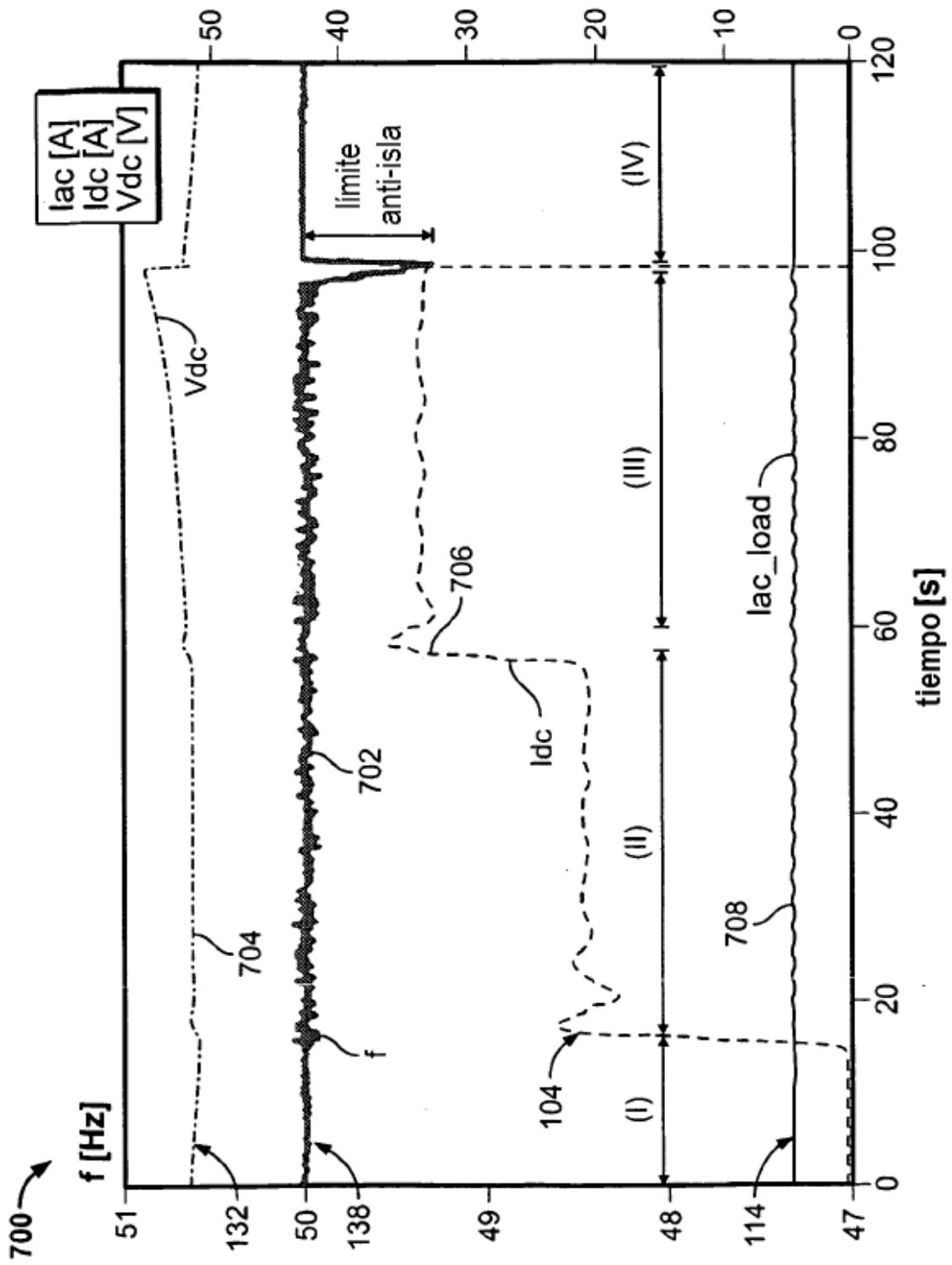


FIG. 7