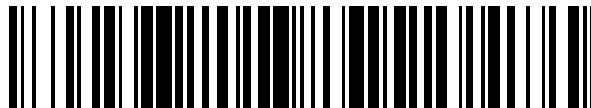


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 560 030**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/44** (2006.01)

**H02J 3/38** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.01.2012 E 12382030 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.11.2015 EP 2621048**

54 Título: **Dispositivo y procedimiento para la desconexión y posterior reconexión de un inversor a una red eléctrica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**17.02.2016**

73 Titular/es:

**CIRCUTOR, S.A. (100.0%)**  
**Vial Sant Jordi, s.n.**  
**08232 Viladecavalls (Barcelona), ES**

72 Inventor/es:

**CARRERAS MARGALEF, RAMÓN;**  
**GÁLVEZ MORENO, EDUARDO;**  
**HEREDERO PERIS, DANIEL;**  
**GROSS, GABRIEL IGOR;**  
**MONTESINOS MIRACLE, DANIEL;**  
**PAGES GIMÉNEZ, MARC y**  
**TORNE PIBERNAT, MARTÍ**

74 Agente/Representante:

**SUGRAÑES MOLINÉ, Pedro**

**ES 2 560 030 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).

**DESCRIPCION**

Dispositivo y procedimiento para la desconexión y posterior reconexión de un inversor a una red eléctrica

5 Sector técnico de la invención

La presente invención presenta un dispositivo y procedimiento para la desconexión y posterior reconexión de un inversor a una red eléctrica, cambiando el modo de funcionamiento del inversor para trabajar como fuente de tensión (VSC) o como fuente de corriente (CSC).

10 Antecedentes de la invención

15 Actualmente, la mayoría de los inversores, tales como inversores fotovoltaicos, conectados a fuentes de energía fotovoltaica y a redes eléctricas, se encuentran trabajando como fuentes de corriente para así inyectar la máxima potencia obtenida de las fuentes de energía fotovoltaica a la red. De modo conocido, los parámetros para que los inversores fotovoltaicos obtengan la máxima potencia de las fuentes de energía fotovoltaicas se obtienen de algoritmos conocidos tales como el MPPT.

20 Es usual que los inversores fotovoltaicos se encuentren alimentando cargas locales, de modo que parte de la potencia generada por el inversor fotovoltaico se utiliza para alimentar dichas cargas, mientras que el resto se inyecta a la red eléctrica.

25 Cuando, por alguna razón externa, la red eléctrica cae o tiene una avería, los inversores se deben desconectar en un cierto tiempo, y cesar la energización del sistema, evitando la creación de una isla que podría dañar las cargas locales y otras cargas de la red, además de poder suponer un riesgo para los operarios de mantenimiento y para otras instalaciones conectadas a la isla.

30 No obstante, al cesar la energización del sistema, las cargas dejan de ser alimentadas, pudiendo ser perjudicial si dichas cargas se corresponden a cargas críticas.

35 Son conocidos inversores que al detectar un fallo de la red eléctrica y desconectarse de dicha red eléctrica, pasan a funcionar como fuentes de tensión, aunque dichos inversores generan microcortes que pueden ser perjudiciales si las cargas locales alimentadas son críticas. Un ejemplo de este tipo de inversores se describe en HERONG GU ET AL.: "Research on Control Method of Double-Mode Inverter with Grid-Connections and Stand-Along", IEPMC 2006, SHANGHAI, CHINA, IEEE, CONFERENCE PROCEEDINGS, 14 de agosto 2006, páginas 1-5, XP031421257.

40 Es por tanto un objeto de la presente invención dar a conocer un procedimiento de desconexión y reconexión de un inversor a una red eléctrica, un inversor y una instalación que evite que las cargas locales reciban un corte de alimentación cuando se detecta una avería en la red eléctrica, detectando de manera confiable y anticipadamente que el voltaje del inversor puede estar fuera de los rangos normales predeterminados.

Explicación de la invención

45 El procedimiento para desconectar y reconectar un inversor, inicialmente conectado a la red eléctrica y trabajando como fuente de corriente de la presente invención es de los que comprende las etapas de monitorizar continuamente la tensión y frecuencia instantáneas de la red eléctrica hasta detectar que alguno de dichos parámetros se encuentra fuera de unos márgenes normales predeterminados (Etapa A); desconectar el inversor de la red eléctrica y mantener la tensión del inversor a la tensión y frecuencia nominales de la red eléctrica (Etapa C); monitorizar continuamente la tensión y frecuencia instantáneas de la red hasta detectar que sus parámetros se encuentran dentro de dichos márgenes normales predeterminados (Etapa D); y reconectar el inversor a la red eléctrica tras haberse verificado que la avería ha sido reparada (Etapa E).

50 El procedimiento además comprende entre las etapas A y C una Etapa B para conmutar el inversor para que trabaje como fuente de tensión previo a la desconexión de la red eléctrica, estableciendo la tensión del inversor a la tensión y frecuencia nominales de la red eléctrica; fijando durante la Etapa C el ángulo de salida del inversor según un reloj interno de frecuencia igual a la frecuencia nominal de la red eléctrica, de esta manera se evita que al desconectar el inversor de la red eléctrica las cargas conectadas al inversor y que también forman parte de la instalación eléctrica que queda aislada de la red eléctrica sufran un corte en su alimentación, consiguiéndose mantener los valores del voltaje dentro de los límites superiores e inferiores de la curva ITI (CBEMA). Por tanto, dichas cargas se mantendrán ininterrumpidamente alimentadas, siendo necesario cuando dichas cargas corresponden a elementos críticos cuya alimentación debe se ininterrumpida.

60 El procedimiento se caracteriza esencialmente en que durante la Etapa A la detección de que la tensión instantánea de la red eléctrica se encuentra fuera de unos márgenes normales predeterminados, se realiza mediante la detección del cruce de la tensión del inversor, a la frecuencia nominal, con dos senoides en fase con el inversor cuya tensión es la tensión nominal y comprenden unas componentes continuas, respectivamente positiva y negativa, igual

a los límites de unos márgenes de tolerancia. De este modo, se consigue detectar con anticipación que la tensión del inversor puede salir fuera de los márgenes normales predeterminados mediante el uso de dichas envolventes. En una variante de realización, dichos márgenes de tolerancia son entre un 15% y un 25% de la tensión de pico nominal de la red eléctrica, que permiten anticipar que la tensión del inversor salga de los márgenes normales predeterminados, siendo más concretamente en una variante de interés un 20% de la tensión de pico nominal de la red eléctrica, es decir  $0.2 \cdot U_{g\_nom} \cdot \sqrt{2}$  y  $-0.2 \cdot U_{g\_nom} \cdot \sqrt{2}$  respectivamente, que a la vez que evita falsos positivos debidos a pequeñas fluctuaciones permite una rápida detección del fallo de la red. Naturalmente, para evitar falsos positivos se prevé tolerar cruces muy puntuales entre la tensión del inversor y las senoides, que se pueden deber a errores introducidos durante el muestreo y cuantificación de los dispositivos que realizan digitalmente dicha comparación.

En una variante de realización, la Etapa B comprende las subetapas de determinar, durante un primer tiempo preestablecido ( $t_1$ ), si la tensión de la red eléctrica está por encima o por debajo de un umbral predeterminado, estableciendo la tensión del inversor a la tensión y frecuencia nominales de la red eléctrica (Etapa B1) y, con posterioridad a dicha Etapa B1; durante un segundo tiempo preestablecido, en caso de haberse determinado durante la anterior Etapa B1 que la tensión de la red eléctrica estaba por debajo del umbral predeterminado, establecer la tensión del inversor a la tensión de la red eléctrica y, en caso contrario, mantener durante dicho segundo tiempo preestablecido la tensión del inversor a la tensión y frecuencia nominales de la red eléctrica. De este modo se evita que cuando la avería de la red eléctrica es debida a un cortocircuito y, por tanto, el voltaje de la red eléctrica en las inmediaciones del inversor sea bajo debido al cortocircuito, la corriente del inversor cree altas tensiones que podrían averiar las cargas locales tras cargar las inductancias por las que pasa dicha corriente y desconectarse el inversor de la red eléctrica.

Según otro aspecto de la invención, en el paso de la Etapa A a la Etapa B y en el paso de la Etapa B a la Etapa C la tensión del inversor se mantiene dentro de la región de no interrupción de la curva ITI, siendo el procedimiento adecuado para alimentar cargas ininterrumpidamente durante la desconexión, es decir que las fluctuaciones de tensión pueden ser toleradas por las cargas que alimentan.

Según otra variante de realización, la etapa D comprende además las siguientes subetapas: mantener el inversor trabajando como fuente de tensión a la tensión nominal y el ángulo de salida del inversor según el reloj interno hasta detectar que la tensión y frecuencia de la red eléctrica se encuentran dentro de los márgenes normales predeterminados (Etapa D1) y sincronizar progresivamente el ángulo de salida del inversor con el ángulo de la red eléctrica (Etapa D2). De esta manera se consigue que las cargas locales, al reconectar el inversor a la red eléctrica, no sufran un corte en su alimentación, consiguiéndose mantener los valores del voltaje dentro de los límites superiores e inferiores de la curva ITI (CBEMA). Por tanto, dichas cargas se mantendrán ininterrumpidamente alimentadas también durante la reconexión.

En otra variante, si durante la Etapa D2 la tensión y frecuencia de la red eléctrica no se mantienen dentro de los márgenes normales predeterminados al menos durante un tiempo de espera predeterminado, se procede de nuevo a la Etapa D1, evitando la sincronía y posterior reconexión a la red si esta no es todavía estable. El tiempo de espera predeterminado debe ser de 3 minutos según la norma IEC 61727, segunda edición, 2004-12.

Según otro aspecto de la invención, en el paso de la Etapa D1 a la Etapa D2 y en el paso de la Etapa D2 a la Etapa E la tensión del inversor se mantiene dentro de la región de no interrupción de la curva ITI, siendo el procedimiento adecuado para alimentar cargas ininterrumpidamente durante la reconexión, es decir que las fluctuaciones de tensión pueden ser toleradas por las cargas que alimentan.

En otra variante de interés, la Etapa E incluye un tiempo de cierre durante el cual se mantiene la sincronización progresiva del ángulo de salida del inversor con el ángulo de la red eléctrica, permitiendo que al cerrarse el interruptor el ángulo de salida del inversor coincida con el ángulo de la red.

En otra variante de interés, el procedimiento comprende además una Etapa F, con posterioridad a la Etapa E, en la que se deshabilita detectar que la tensión y frecuencia de la red eléctrica se encuentran fuera de los márgenes normales predeterminados durante un tiempo de retraso, siendo en una variante la duración del tiempo de retraso de 20 ms.

En otra variante, la sincronización progresiva del ángulo de salida del inversor con el ángulo de la red eléctrica se realiza mediante un controlador PI saturado a 0.1Hz, para que los valores del voltaje del inversor se mantengan dentro de la región de no interrupción de la curva ITI (CBEMA).

En otra variante, durante la Etapa B1 se compara, en monofásico, el valor eficaz de la tensión de la red eléctrica con el 85% del valor eficaz de la tensión nominal y, en trifásico, la tensión directa de red a la que se ha eliminado la componente inversa al doble de la frecuencia nominal de la red y filtrado paso bajo, con el 85% de la tensión directa de red nominal, permitiendo determinar si la avería de la red eléctrica es debida a una desconexión de la red o a un hueco o cortocircuito.

En otra variante de realización, el inversor es un inversor fotovoltaico conectado a una fuente de energía fotovoltaica, tal como paneles solares.

El inversor de la presente invención es de los que están adaptados para ser conectados a una fuente de energía continua y a una red eléctrica alterna con una tensión y frecuencia nominales predeterminadas. Dicho inversor comprende un controlador con medios para conmutar dicho inversor para su funcionamiento como fuente de corriente o como fuente de tensión, y medios para detectar si la tensión y frecuencia instantáneas de la red eléctrica se encuentran dentro de unos márgenes normales predeterminados. Dicho inversor se caracteriza por unos medios de detección tal y como se definen en la reivindicación 11.

En una variante de realización, la fuente de energía continua comprende al menos un panel solar.

En otra variante de la invención, el controlador comprende además medios de detección del ángulo de la red eléctrica y medios para establecer el ángulo de salida del inversor.

Se da a conocer una instalación eléctrica que comprende un inversor, un conjunto de cargas alimentadas por dicho inversor y un interruptor para conectar y desconectar dicha instalación eléctrica de la red eléctrica.

En una variante, la instalación eléctrica comprende, entre el inversor fotovoltaico y el conjunto de cargas, un filtro pasa bajo.

#### Breve descripción de los dibujos

En los dibujos adjuntos se ilustra, a título de ejemplo no limitativo, unas variantes del inversor fotovoltaico, el circuito electrónico y el procedimiento para desconectar y reconectar de la red eléctrica el circuito eléctrico. En concreto:

la Fig. 1 es una vista esquemática de un circuito electrónico que incorpora el inversor fotovoltaico de la presente invención;

la Fig. 2a es una realización monofásica del circuito electrónico de la Fig. 1;

la Fig. 2b es una realización trifásica del circuito electrónico de la Fig. 1;

la Fig. 3a es un esquema de los modos de funcionamiento conmutables del controlador del inversor fotovoltaico en una variante monofásica;

la Fig. 3b es un esquema de los modos de funcionamiento conmutables del controlador del inversor fotovoltaico en una variante trifásica;

la Fig. 4 es un esquema de los modos de funcionamiento del sincronizador de ángulo del inversor fotovoltaico;

la Fig. 5a es un esquema del criterio para determinar el tipo de fallo de la red eléctrica en una variante monofásica;

la Fig. 5b es un esquema del criterio para determinar el tipo de fallo de la red eléctrica en una variante trifásica;

la Fig. 6 es un diagrama del procedimiento para desconectar y reconectar de la red eléctrica una instalación; y

la Fig. 7 muestra la curva ITI (CBEMA).

#### Descripción detallada de la invención

Como se puede observar en el esquema de la Fig. 1, el inversor 1 representado es un inversor 1 fotovoltaico conectado a una fuente de energía 2 fotovoltaica, tal como un conjunto de paneles solares y a una red eléctrica 3. Alternativamente, el inversor 1 podría estar conectado a otras fuentes de energía, tales como un aerogenerador provisto de un rectificador. El inversor 1 fotovoltaico de la Fig. 1 está además conectado a un filtro pasa bajo 8, que permite filtrar la frecuencia de conmutación del inversor 1 a alta frecuencia, estando dicha frecuencia de conmutación usualmente entre 4 y 20kHz. Ventajosamente, el filtro pasa bajo 8 también permite filtrar otro ruido de alta frecuencia que pueda introducirse por el inversor 1. El filtro pasa bajo 8 está conectado a su vez a un conjunto de cargas 6 y a un interruptor 7, conformando una instalación eléctrica 5 conectada a la red eléctrica 3 y que puede ser conectada o desconectada de dicha red eléctrica 3 a través del interruptor 7. Al desconectarse dicho interruptor 7, la instalación eléctrica 5 queda aislada de la red eléctrica 3, en modo isla, pudiendo ser solamente alimentadas las cargas 6 por el inversor 1.

El inversor 1 fotovoltaico de la Fig. 1 comprende un controlador 4 que monitoriza la tensión y frecuencia de la red eléctrica  $U_g$ ,  $f_g$  adyacente al interruptor 7 así como la tensión generada por el inversor 1. En la Fig. 1 para monitorizar la tensión generada por el inversor 1 se monitoriza la tensión de los bornes del condensador  $U_c$  del filtro pasa banda 8. Alternativamente, la tensión generada por el inversor 1 también se podría monitorizar en otros puntos de la instalación eléctrica 5. Naturalmente, el modo de acceder a dichas tensiones se realizará, de modo conocido, según la realización del circuito eléctrico 5 sea para una red monofásica o para una red trifásica, como se verá más adelante.

De modo conocido, los inversores 1 fotovoltaicos son capaces de trabajar inyectando a la red eléctrica 3 la máxima potencia fotovoltaica con un bajo contenido en armónicos. Esto se consigue, de modo conocido, mediante algoritmos MPPT.

5 La Fig. 2a describe una variante monofásica del inversor 1 fotovoltaico y la Fig. 2b una variante trifásica del inversor 1 fotovoltaico en las que el controlador 4 está integrado en el inversor 1.

10 Como se puede observar, tanto la variante de la Fig. 2a como la variante de la Fig. 2b incorporan un filtro pasa bajo 8, siendo dicho filtro pasa bajo 8 un filtro analógico LCL. Dicho filtro pasa bajo 8 permite ventajosamente eliminar la frecuencia de conmutación del inversor 1 a alta frecuencia. Naturalmente, otras realizaciones de dicho filtro paso bajo 8 también podrían utilizarse siempre que atenuaran debidamente la frecuencia de conmutación del inversor 1 y dejaran pasar la componente generada por el inversor a la frecuencia nominal  $f_{g\_nom}$  de la red eléctrica 3.

15 Mediante el uso de un filtro pasa bajo 8 LCL se podrá ventajosamente controlar la intensidad de salida del inversor  $i_{ac}$  que circula por la primera inductancia cuando el inversor 1 trabaja como fuente de corriente CSC o el voltaje de salida del inversor  $V_{ac}$ , medido en el condensador del filtro,  $U_c$ , cuando el inversor 1 trabaja como fuente de tensión VSC. Los puntos descritos para medir la intensidad de salida del inversor  $i_{ac}$  y el voltaje de salida del inversor  $V_{ac}$  son puntos ventajosos ya que no hay interferencias ni del inversor 1 ni de las cargas 6. Naturalmente, el voltaje e intensidad de salida del inversor  $V_{ac}, i_{ac}$  podrían monitorizarse en otros puntos de la instalación eléctrica 5, teniendo en cuenta las interferencias y particularidades de cada punto.

20 Las instalaciones eléctricas 5 de las Figs. 1, 2a y 2b permiten que el inversor 1 fotovoltaico con filtro pasa bajo 8 a su salida trabaje como fuente de corriente CSC cuando dicho circuito eléctrico 5 se encuentre conectado a la red eléctrica 3 y como fuente de tensión VSC cuando circuito eléctrico 5 se encuentre desconectado a la red eléctrica 3, es decir, en modo isla, tal y como se describirá más adelante.

30 Las Figs. 3a y 3b, muestran el esquema de funcionamiento del inversor 1 para una variante monofásica y trifásica, respectivamente. En la variante monofásica de la Fig. 3a se puede ver el funcionamiento de dicho inversor 1 según tenga que trabajar como fuente de corriente CSC, inyectando a la red eléctrica 3 una intensidad de salida del inversor  $i_{ac}$  indicada por el algoritmo MPPT de modo conocido, o como fuente de tensión VSC, estableciendo un determinado voltaje de salida del inversor  $V_{ac}$ . Se observa que el esquema de funcionamiento en ambas variantes es análogo, teniendo la variante trifásica de la Fig. 3b que considerar las componentes de intensidad directas y en cuadratura  $i_{ac\_d}, i_{ac\_q}$  y las componentes de voltaje directas y en cuadratura  $V_{ac\_d}, V_{ac\_q}$ .

35 Como se puede observar, el inversor 1 comprende un conmutador de control 10, controlado por una señal de control, "control\_mode" que permite conmutar el inversor fotovoltaico para que trabaje como fuente de corriente CSC conectando la rama de fuente de corriente 11 cuando dicha señal de control, "control\_mode", es 0 a la salida del inversor 1 fotovoltaico. En caso de que el inversor fotovoltaico tenga que trabajar como fuente de tensión VSC, la señal de control "control\_mode" será 1, conectando la rama de fuente de tensión 12 a la salida del inversor 1 fotovoltaico.

40 Mientras que la rama de fuente de corriente 11 proporciona a la salida del inversor 1 fotovoltaico la potencia máxima disponible de la fuente fotovoltaica, la rama de fuente de tensión 12 permite establecer la tensión alterna de salida del inversor 1, permitiendo que el inversor 1 trabaje como fuente de tensión VSC.

45 La Fig. 4 muestra un esquema de los medios de detección del ángulo de la red eléctrica  $\theta_g$  y los medios para establecer el ángulo de salida del inversor  $\theta$ . Como se puede observar, los medios de detección del ángulo de la red eléctrica  $\theta_g$  comprenden un lazo de seguimiento de fase 13, comúnmente conocido como PLL, para obtener, de modo conocido, la frecuencia y fase de la señal de la red eléctrica.

50 Los medios para establecer el ángulo de salida del inversor  $\theta$  comprenden un conmutador de ángulo 14, controlado por una señal de pll, "pll\_mode", que permite, cuando "pll\_mode" es 0, posición superior y mostrada en la Fig. 4, que el ángulo de salida del inversor  $\theta$  coincida con el ángulo de la red eléctrica  $\theta_g$ ; cuando "pll\_mode" es 1, posición intermedia, que el ángulo de salida del inversor  $\theta$  se genere internamente mediante un reloj interno 9 cuya frecuencia sea igual a la frecuencia nominal de la red eléctrica  $f_{g\_nom}$ , por ejemplo en Europa 50 Hz; y cuando "pll\_mode" es 2, posición inferior, que el ángulo de salida del inversor  $\theta$  se aumente o disminuya, sincronizándose progresivamente con el ángulo de la red eléctrica  $\theta_g$ .

55 Antes de desconectar la instalación eléctrica 5 de la red eléctrica es conveniente considerar diferentes tipos de faltas de la red, como pueden ser cortocircuitos, subidas o huecos de tensión o desconexiones de solamente una fase, en caso de alimentación trifásica. En el supuesto que alguna línea caiga, es conveniente mantener la tensión a valores nominales para evitar que las cargas vean una interrupción en su alimentación. En un hueco o cortocircuito, en cambio, es esencial mantener las corrientes de la segunda inductancia del filtro LCL a niveles bajos para evitar que durante la apertura del interruptor 7 de unión entre el inversor 1 y la red 3 se produzcan sobretensiones que dañen las cargas locales 9 o el propio inversor 1. La finalidad del procedimiento que se detallará reside en la identificación de la falta, adoptando diferentes estrategias orientadas a controlar la tensión en el condensador de alterna,

asegurando la integridad de las cargas locales 6.

Las Figs. 5a y 5b muestran un esquema del criterio para determinar el tipo de fallo de la red eléctrica, mostrando la Fig. 5a dicho esquema para una variante monofásica y la Fig. 5b dicho esquema para una variante trifásica.

5 En la variante monofásica de la Fig. 5a, del lazo de seguimiento de fase 13 del controlador 4 se obtiene también la media cuadrática de la tensión de la red eléctrica  $V_{rms}$  que se compara con un umbral predeterminado que es el 85% de la media cuadrática de la tensión nominal  $U_{g\_nom}$  de la red eléctrica 3.

10 En la variante trifásica de la Fig. 5b, del lazo de seguimiento de fase 13 del controlador 4 se obtiene la tensión directa de red  $V_d$  a la que se elimina la componente a 100Hz, es decir, al doble de la frecuencia nominal  $f_{g\_nom}$  de la red eléctrica, y filtra paso bajo, comparando el resultado con un umbral predeterminado que es el 85% la tensión directa de red nominal  $V_{d\_nom}$ .

15 La Fig. 6 muestra un diagrama del procedimiento para desconectar y reconectar el inversor 1 fotovoltaico, inicialmente conectado a la red eléctrica 3 y trabajando como fuente de corriente CSC.

20 El controlador 4 tiene que detectar la falta a tiempo, aislar las cargas locales 6 y realizar la transferencia de fuente de corriente CSC a fuente de tensión VSC deshabilitando el algoritmo de MPPT. En este proceso, las cargas locales 9 necesitan continuar siendo alimentadas. Además, desde una situación de isla, el inversor debe de ser capaz de resincronizarse con la red, cerrando el interruptor 7 que le permite reconectarse con el subministro eléctrico y volver a ejecutar el algoritmo MPPT, como se verá más adelante.

25 La curva ITI, realizada por el ITI (Information Technology Industry Council), anteriormente conocido como CBEMA (Computer & Business Equipment Manufacturer's Association) y que se muestra en la Fig. 7 describe la variación de tensión alterna de alimentación que típicamente puede ser tolerada por los equipos de tecnologías de la información y la comunicación durante un tiempo determinado sin afectar a su funcionamiento. En dicha curva ITI se puede destacar una región de no interrupción A, en la que las cargas toleran la variación de tensión, una región prohibida de sobrealimentación B y una región de corte de alimentación C.

30 Por tanto, es esencial que tanto durante el proceso de desconexión, como de posterior reconexión de la instalación eléctrica 5 a la red eléctrica 3, la tensión de las cargas esté, en todo momento, dentro de la región de no interrupción A.

35 El procedimiento que se describe en la Fig. 6 comprende las etapas de monitorizar los parámetros de la red eléctrica hasta detectar que alguno de dichos parámetros de la red eléctrica se encuentra fuera de unos márgenes normales predeterminados, Etapa A. Por dichos márgenes normales predeterminados se entienden los comprendidos dentro de la tolerancia de la tensión y frecuencia de la red eléctrica, típicamente una tensión de red cuya media cuadrática esté entre 1.1 y 0.85 veces la tensión nominal de la red eléctrica  $U_{g\_nom}$  y una frecuencia de red entre 49 y 50.2Hz.  
40 No obstante, como dicha detección se realiza mediante la comparación de la media cuadrática de la tensión del inversor  $U_c, U_{c\_uv}, U_{c\_vw}$ , es posible que en el momento de obtener el valor de dicha media cuadrática de la tensión del inversor  $U_c, U_{c\_uv}, U_{c\_vw}$ , que se obtiene, de modo conocido, con cierto retraso al tenerse que realizar una integral durante un periodo de la señal, durante un fallo de la red eléctrica 3 es muy posible que la tensión del inversor  $U_c, U_{c\_uv}, U_{c\_vw}$  ya haya salido fuera de los márgenes normales predeterminados e incluso fuera de la  
45 región de no interrupción A de la curva ITI antes que se detecte el fallo de red.

Como uno de los puntos clave para la transferencia de CSC a VSC es el tiempo de detección de isla, sobre todo en aquellos casos en que las cargas 6 locales conectadas tienen una ratio de potencia respecto la nominal del inversor 1 pequeño, se propone el uso de unas envolventes de tensión. Durante el funcionamiento en modo normal, es decir,  
50 como CSC, las tensiones de los condensadores  $U_c, U_{c\_uv}, U_{c\_vw}$  se monitorizan continuamente y se comparan con unas envolventes de tensión superior e inferior. Estas curvas son unos límites generados por el controlador 4 del inversor 1 y su fase viene proporcionada por el algoritmo de sincronización con la red, también conocido por sus siglas en inglés como PLL (Phase Loop Locked). Ventajosamente, mediante dichas envolventes durante la Etapa A se detecta instantáneamente que la tensión del inversor  $U_c, U_{c\_uv}, U_{c\_vw}$  se encuentra fuera de unos márgenes de  
55 tolerancia, anticipando que su media cuadrática saldrá fuera de los márgenes normales predeterminados. Dichas envolventes son, dos senoides de fase igual a la tensión del inversor y amplitud  $U_{g\_nom}$ , a las que se añade una componente continua, respectivamente positiva y negativa, igual al 20% de la tensión de pico nominal  $U_{g\_nom}$ , es decir,  $0.2 * U_{g\_nom} * \sqrt{2}$  y  $-0.2 * U_{g\_nom} * \sqrt{2}$ . Dicho 20% de la tensión nominal de pico  $U_{g\_nom}$  corresponde al margen de tolerancia. Mediante dicho procedimiento se determina que los parámetros de la red eléctrica 3 se  
60 encuentran fuera de los márgenes de tolerancia cuando cualquiera de las tensiones del condensador  $U_c, U_{c\_uv}, U_{c\_vw}$  se encuentran por encima de su respectiva envolvente superior o por debajo de su respectiva envolvente inferior.

65 Por tanto, durante dicha Etapa A se detectará un FALLO DE RED cuando se detecte indistintamente que la red eléctrica 3 se encuentre fuera de los márgenes normales predeterminados o fuera de los márgenes de tolerancia.

- Complementariamente, se puede detectar que los parámetros de la red eléctrica 3 se encuentran fuera de los márgenes normales predeterminados mediante otros métodos activos conocidos, tales como el método de detección de isla activo SFS ("Sandia Frequency Shift"). Dichos métodos activos además evitan la no detección de faltas debidas a la presencia de cargas resonantes en el sistema. Tras detectar un fallo de la red eléctrica 3, la
- 5 transferencia de modo de funcionamiento empieza con una Etapa B en la que se conmuta el inversor 1 fotovoltaico para que trabaje como fuente de tensión VSC a la tensión y frecuencia nominales  $U_{g\_nom}$ ,  $f_{g\_nom}$  de la red eléctrica, modificando la señal de control "control\_mode" de conmutador de control 10 de 0 a 1, pasando a funcionar el inversor 1 del modo anteriormente descrito.
- 10 En una etapa B1, tras la conmutación, se debe determinar durante un primer tiempo preestablecido  $t_1$  de 20ms si la tensión de la red eléctrica  $U_g$ ,  $U_{g\_uv}$ ,  $U_{g\_vw}$  está por encima o por debajo del umbral predeterminado anteriormente descrito en las Figs. 5a y 5b.
- 15 En caso que en la etapa B1 se determine que la tensión de la red eléctrica 3 esta por debajo de dicho umbral predeterminado, y por consiguiente que el fallo de la red eléctrica se debe a un cortocircuito, se debe establecer durante una etapa siguiente B2 la tensión del inversor  $V_{ac}$  a la tensión instantánea de la red eléctrica  $U_g$ ,  $U_{g\_uv}$ ,  $U_{g\_vw}$  y, tras un segundo tiempo preestablecido  $t_2$  de 40 ms, proceder con la Etapa C.
- 20 En dicha etapa C se debe desconectar el inversor 1 fotovoltaico de la red eléctrica 3 mediante el interruptor 7; esperando un tiempo de seguridad de apertura, tras el tiempo de apertura  $t_{OPEN}$  del interruptor 7, de entre 2 y 10 ms a que el interruptor 7 desconecte la instalación eléctrica 5 que comprende el inversor 1 fotovoltaico de la red eléctrica 3.
- 25 Mediante este procedimiento se consigue ventajosamente mantener la tensión de salida del inversor  $V_{ac}$ ,  $V_{ac\_d}$ ,  $V_{ac\_q}$  dentro de la región de no interrupción A de la curva ITI en el paso de la Etapa A a la Etapa B y en el paso de la Etapa B a la Etapa C, siendo por tanto la tensión de salida del inversor  $V_{ac}$ ,  $V_{ac\_d}$ ,  $V_{ac\_q}$  adecuada para alimentar cargas ininterrumpidamente durante la desconexión del inversor 1 fotovoltaico de la red eléctrica 3, es decir que las fluctuaciones de tensión a la salida del inversor 1 pueden ser toleradas por las cargas 6 que alimentan y no sufrirán un pico de voltaje que podría dañar las cargas 6 por alcanzar la región prohibida de sobrealimentación
- 30 B, ni un corte en su alimentación, por alcanzar la región de corte de alimentación C. Como se ilustra en la curva ITI de la Fig. 7, la tensión de salida del inversor  $V_{ac}$ ,  $V_{ac\_d}$ ,  $V_{ac\_q}$  durante un espacio de tiempo inferior a 100  $\mu$ s no podrá superar el 500% la tensión nominal  $U_{g\_nom}$ , mientras que para un espacio de tiempo a partir de 1 ms no podrá superarse en un 200% y así sucesivamente.
- 35 Además, durante dicha etapa C, se debe establecer el ángulo de salida del inversor  $\theta$  según un reloj interno 9, modificando la señal de control del conmutador de ángulo 14, de frecuencia igual a la frecuencia nominal  $f_{g\_nom}$ , de la red eléctrica 3.
- 40 El proceso de apertura del interruptor 7 no es instantáneo y su duración depende de la corriente que circula por él. Además, se debe considerar que cada fase tiene su paso por cero en un instante de tiempo diferente, mientras que mecánicamente los contactos internos se abren al unísono. Por estos motivos, es necesario implementar una etapa de espera cuyo propósito es continuar con la misma decisión tomada en la etapa previa, asegurando que después de un cierto tiempo el interruptor 7 haya abierto. Además, en este proceso, la PLL está trabajando en el modo 1, de modo que se encuentra generando internamente el ángulo.
- 45 Cuando el proceso de desconexión finaliza, la referencia de tensión alterna se fuerza al valor nominal de red  $U_{g\_nom}$  para que el sistema pase a trabajar como un sistema de alimentación ininterrumpido, alimentando las cargas 6.
- 50 Con posterioridad, se procede a una etapa D para monitorizar los parámetros de la red eléctrica hasta detectar que éstos se encuentran dentro de los márgenes normales predeterminados, es decir detectar la presencia de red.
- 55 En dicha etapa D se contempla una etapa D1 para mantener el inversor fotovoltaico trabajando como fuente de tensión VSC a la tensión nominal y el ángulo del inversor  $\theta$  según un reloj interno 9 hasta detectar que la tensión y frecuencia de la red eléctrica se encuentran dentro de los márgenes normales predeterminados y, en este caso, pasar a una etapa D2 para sincronizar progresivamente el ángulo del inversor  $\theta$  con el ángulo de la red eléctrica  $\theta_g$  mediante un controlador PI saturado a 0.1Hz. Si durante la Etapa D2 la tensión y frecuencia de la red eléctrica no se mantienen dentro de los márgenes normales predeterminados al menos durante un tiempo de espera  $t_w$  predeterminado, por ejemplo siendo de 3 minutos el valor propuesto por la IEC 61727, segunda edición, 2004-12, se vuelve a la Etapa D1.
- 60 Finalmente, existe una etapa E para reconectar el inversor fotovoltaico a la red eléctrica 3; incluyendo dicha etapa E un tiempo de seguridad de cierre tras el tiempo de cierre  $t_{CLOSE}$  del interruptor 7 de entre 3 y 5 ms durante el cual se mantiene la sincronización progresiva del ángulo salida del inversor  $\theta$  con el ángulo de la red eléctrica  $\theta_g$ . Pasado dicho tiempo de seguridad de cierre se accionan tanto el conmutador de control 10, modificando la señal de control ctrl\_mode del conmutador de control 10, para que vuelva a 0, como la señal de control del conmutador de ángulo 14,

- para que vuelva a ser 0, y se habilita el MPPT. Mediante este procedimiento se consigue mantener también la tensión de salida del inversor  $V_{ac}, V_{ac\_d}, V_{ac\_q}$  dentro de la región de no interrupción A de la curva ITI mostrada en la fig. 7 en el paso de la Etapa D1 a la Etapa D2, en el paso de la Etapa D2 a la Etapa E, siendo por tanto la tensión de salida del inversor  $V_{ac}, V_{ac\_d}, V_{ac\_q}$  adecuada para alimentar cargas ininterrumpidamente durante la reconexión del inversor 1 fotovoltaico de la red eléctrica 3, es decir que las fluctuaciones de tensión a la salida del inversor 1 pueden ser toleradas por las cargas 6 que alimentan, y por tanto las cargas locales 6, al reconectarse el inversor 1 a la red eléctrica 3 no sufrirán un pico de voltaje que podría dañar las cargas 6, por alcanzar la región prohibida de sobrealimentación B, ni un corte en su alimentación, por alcanzar la región de corte de alimentación C
- 5
- 10 Con posterioridad a la reconexión, se espera un tiempo de retraso  $t_{ret}$  de 20 ms durante una etapa F en el que se deshabilita detectar que la tensión y frecuencia de la red eléctrica se encuentre fuera de los márgenes normales predeterminados, para evitar falsos negativos debidos a transitorios.
- 15 A pesar que el MPPT este deshabilitado durante algunas etapas de este proceso, es importante que los filtros de entrada/salida, tanto de tensión, como de corriente continua, se encuentren funcionando de forma ininterrumpida para poder propiciar un comportamiento más adecuado cuando el modo CSC vuelva a ser funcional.



**REIVINDICACIONES**

1.- Procedimiento para desconectar y reconectar un inversor (1) inicialmente conectado a la red eléctrica (3) y trabajando como fuente de corriente (CSC) que comprende las etapas de:

- 5 - Etapa A: monitorizar continuamente la tensión y frecuencia instantáneas de la red eléctrica hasta detectar que alguno de dichos parámetros se encuentra fuera de unos márgenes normales predeterminados;
- Etapa C: desconectar el inversor de la red eléctrica y mantener la tensión del inversor a la tensión y frecuencia nominales ( $U_g\_nom, V_d\_nom, V_q\_nom, f_g\_nom$ ) de la red eléctrica;
- 10 - Etapa D: monitorizar continuamente la tensión y frecuencia instantáneas de la red hasta detectar que sus parámetros se encuentran estables dentro de dichos márgenes normales predeterminados; y
- Etapa E: reconectar el inversor a la red eléctrica;

15 comprendiendo además el citado procedimiento entre las etapas A y C una Etapa B para conmutar el inversor para que trabaje como fuente de tensión (VSC), estableciendo la tensión del inversor ( $V_{ac}, V_{ac\_d}, V_{ac\_q}$ ) a la tensión y frecuencia nominales ( $U_g\_nom, V_d\_nom, V_q\_nom, f_g\_nom$ ) de la red eléctrica; fijando durante la Etapa C el ángulo de salida del inversor ( $\theta$ ) según un reloj interno (9) de frecuencia igual a la frecuencia nominal ( $f_g\_nom$ ) de la red eléctrica, **caracterizado por que** durante la Etapa A la detección de que la tensión y frecuencia instantáneas de la red eléctrica se encuentra fuera de los márgenes normales predeterminados se realiza mediante la detección del cruce de la tensión del inversor ( $U_c, U_{c\_uv}, U_{c\_vw}$ ) a la frecuencia nominal ( $f_g\_nom$ ) con dos senoides en fase con el inversor, con tensión y frecuencia nominal ( $U_g\_nom, f_g\_nom$ ) y unas componentes continuas, respectivamente positiva y negativa, igual a los límites de márgenes de tolerancia.

25 2.- Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado por que** los márgenes de tolerancia son entre un 15% y un 25% de la tensión de pico nominal ( $U_g\_nom \cdot \sqrt{2}$ ) de la red eléctrica.

3.- Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado por que** los márgenes de tolerancia son un 20% de la tensión de pico nominal ( $U_g\_nom \cdot \sqrt{2}$ ) de la red eléctrica.

30 4.- Procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado por que** la Etapa B comprende las subetapas:

- 35 -Etapa B1: determinar, durante un primer tiempo preestablecido ( $t_1$ ), si la tensión de la red eléctrica ( $U_g, U_{g\_uv}, U_{g\_vw}$ ) está por encima o por debajo de un umbral predeterminado, estableciendo la tensión del inversor ( $V_{ac}, V_{ac\_d}, V_{ac\_q}$ ) a la tensión y frecuencia nominales ( $U_g\_nom, V_d\_nom, V_q\_nom, f_g\_nom$ ) de la red eléctrica y, con posterioridad a la Etapa B1;
- Etapa B2: durante un segundo tiempo preestablecido ( $t_2$ ), en caso de haberse determinado durante la Etapa B1 que la tensión de la red eléctrica estaba por debajo del umbral predeterminado, establecer la tensión del inversor a la tensión de la red eléctrica ( $U_g, U_{g\_uv}, U_{g\_vw}$ ) y, en caso contrario, mantener durante dicho segundo tiempo preestablecido la tensión del inversor ( $V_{ac}, V_{ac\_d}, V_{ac\_q}$ ) a la tensión y frecuencia nominales ( $U_g\_nom, V_d\_nom, V_q\_nom, f_g\_nom$ ) de la red eléctrica.

45 5.- Procedimiento según la reivindicación anterior, **caracterizado por que** el umbral predeterminado es el 85% de la media cuadrática de la tensión de red nominal ( $V_{rms}$ ) en monofásico y el 85% de la tensión directa de red nominal ( $V_d\_nom$ ) en trifásico.

50 6.- Procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado por que** en el paso de la Etapa A a la Etapa B y en el paso de la Etapa B a la Etapa C la tensión del inversor ( $V_{ac}, V_{ac\_d}, V_{ac\_q}$ ) se mantiene dentro de una región de no interrupción definida por los siguientes rangos de la tensión nominal: 80%-100% cuando la duración del transitorio es menor que 10s y 90%-100% de otro modo.

7.- Procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado por que** la etapa D comprende además las siguientes subetapas:

- 55 - Etapa D1: mantener el inversor (1) trabajando como fuente de tensión (VSC) a la tensión nominal ( $U_g\_nom, V_d\_nom, V_q\_nom$ ) y el ángulo de salida del inversor ( $\theta$ ) según el reloj interno (9) hasta detectar que la tensión y frecuencia de la red eléctrica ( $U_g, U_{g\_uv}, U_{g\_vw}, f_g$ ) se encuentran dentro de los márgenes normales predeterminados y;
- 60 - Etapa D2: sincronizar progresivamente el ángulo de salida del inversor ( $\theta$ ) con el ángulo de la red eléctrica ( $\theta_g$ )

8.- Procedimiento según las reivindicación anterior, **caracterizado por que** en el paso de la Etapa D1 a la Etapa D2 y en el paso de la Etapa D2 a la Etapa E la tensión del inversor ( $V_{ac}, V_{ac\_d}, V_{ac\_q}$ ) se mantiene dentro de una región de no interrupción definida por los siguientes rangos de la tensión nominal: 80%-100% cuando la duración del transitorio es menor que 10s y 90%-100% de otro modo.

- 9.- Procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado por que** la Etapa E incluye un tiempo de cierre ( $t_{CLOSE}$ ) durante el cual se mantiene la sincronización progresiva del ángulo de salida del inversor ( $\theta$ ) con el ángulo de la red eléctrica ( $\theta_g$ ).
- 5 10.- Procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado por que** el inversor (1) es un inversor fotovoltaico conectado a una fuente de energía (2) fotovoltaica.
- 10 11.- Inversor (1) , adaptado para ser conectado a una fuente de energía (2) continua y a una red eléctrica (3) alterna con una tensión y frecuencia nominales ( $U_g_{nom}, f_{g_{nom}}$ ) predeterminadas, comprendiendo dicho inversor un controlador (4) con medios para conmutar dicho inversor para su funcionamiento como fuente de corriente (CSC) o como fuente de tensión (VSC), y medios para detectar si la tensión y frecuencia instantáneas de la red eléctrica se encuentran dentro de unos márgenes normales predeterminados, **caracterizado por que** dichos medios para detectar si la tensión y frecuencia instantáneas de la red eléctrica se encuentran dentro de unos márgenes normales predeterminados están adaptados para detectar que uno de dichos parámetros se encuentra fuera de los márgenes normales predeterminados al detectar el cruce de la tensión del inversor ( $U_c, U_{c_{uv}}, U_{c_{vw}}$ ) a la frecuencia nominal ( $f_{g_{nom}}$ ) con dos senoides en fase con el inversor, con tensión y frecuencia nominal ( $U_g_{nom}, f_{g_{nom}}$ ) y unas componentes continuas, respectivamente positiva y negativa, igual a los límites de los márgenes de tolerancia.
- 15 12.- Inversor (1) según la reivindicación anterior, **caracterizado por que** la fuente de energía (2) continua comprende al menos un panel solar.
- 20 13.- Inversor (1) según una cualquiera de las reivindicaciones 11 ó 12, **caracterizado por que** el controlador (4) comprende además medios de detección del ángulo de la red eléctrica ( $\theta_g$ ) y medios para establecer el ángulo de salida del inversor ( $\theta$ ).
- 25 14.- Instalación eléctrica (5) que comprende un inversor (1) según una cualquiera de las reivindicaciones 11 a 13, comprendiendo dicha instalación un conjunto de cargas (6) alimentadas por dicho inversor y un interruptor (7) para conectar y desconectar dicha instalación eléctrica de la red eléctrica (3).

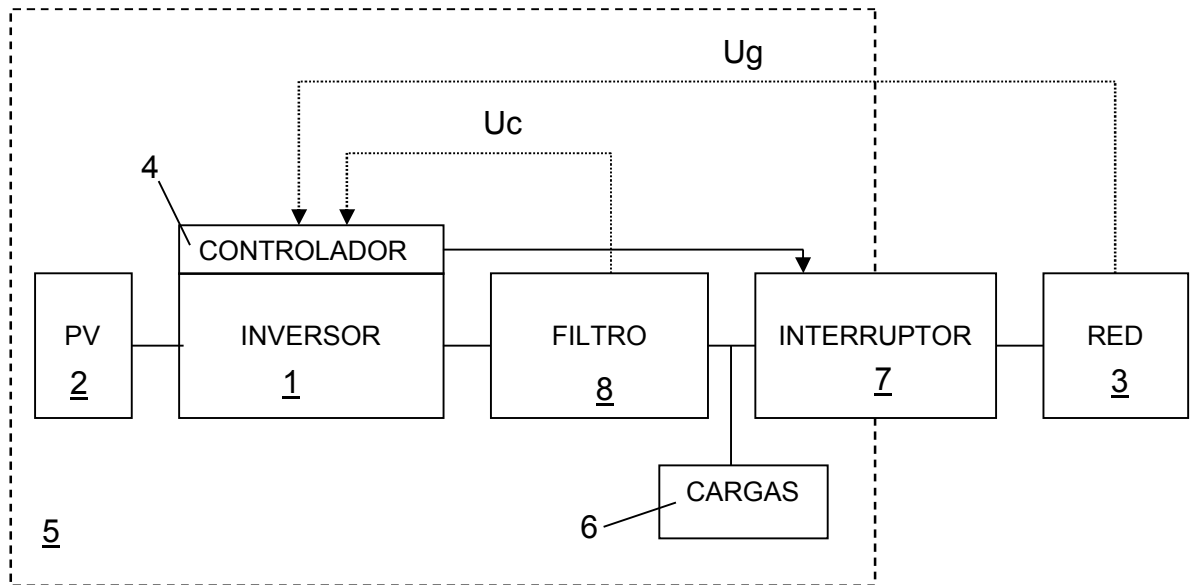


Fig. 1

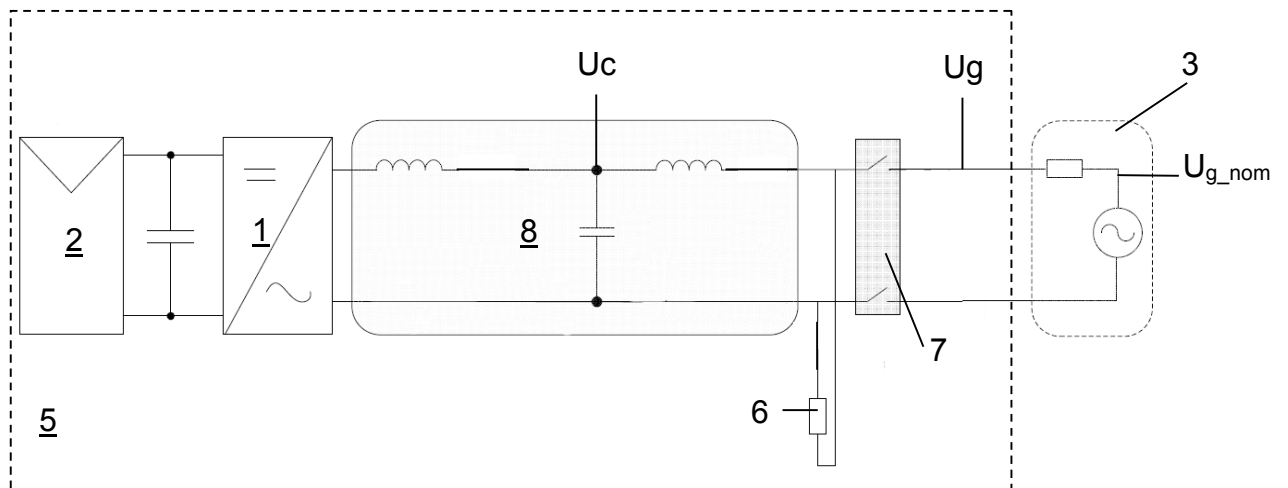


Fig. 2a

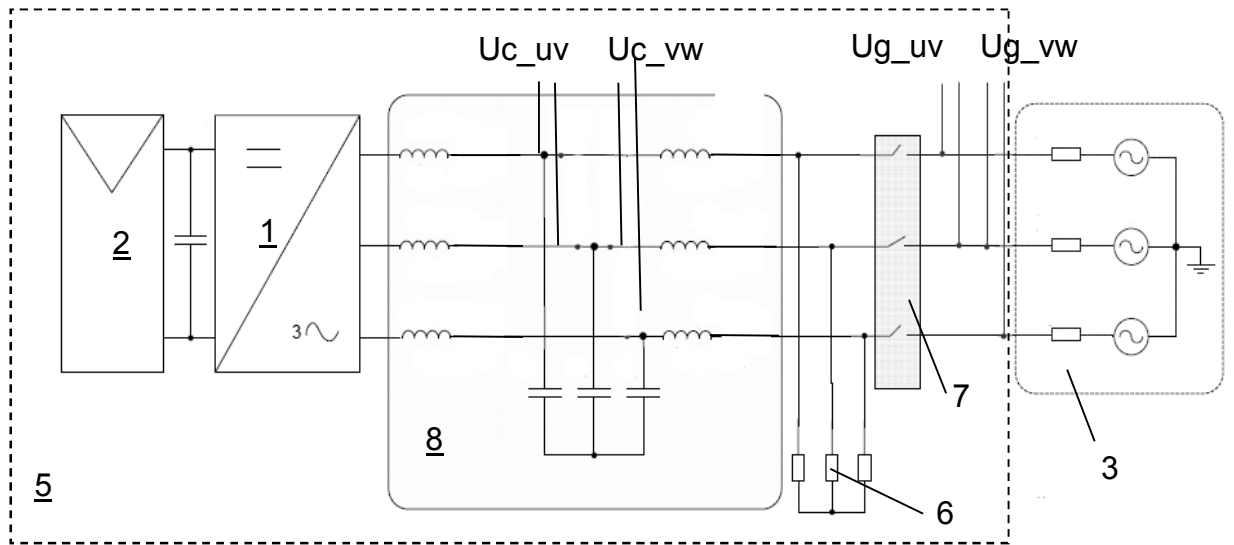


Fig. 2b

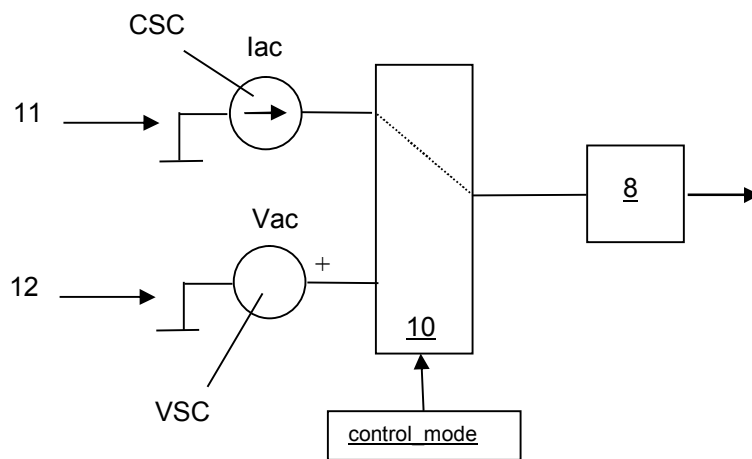


Fig. 3a

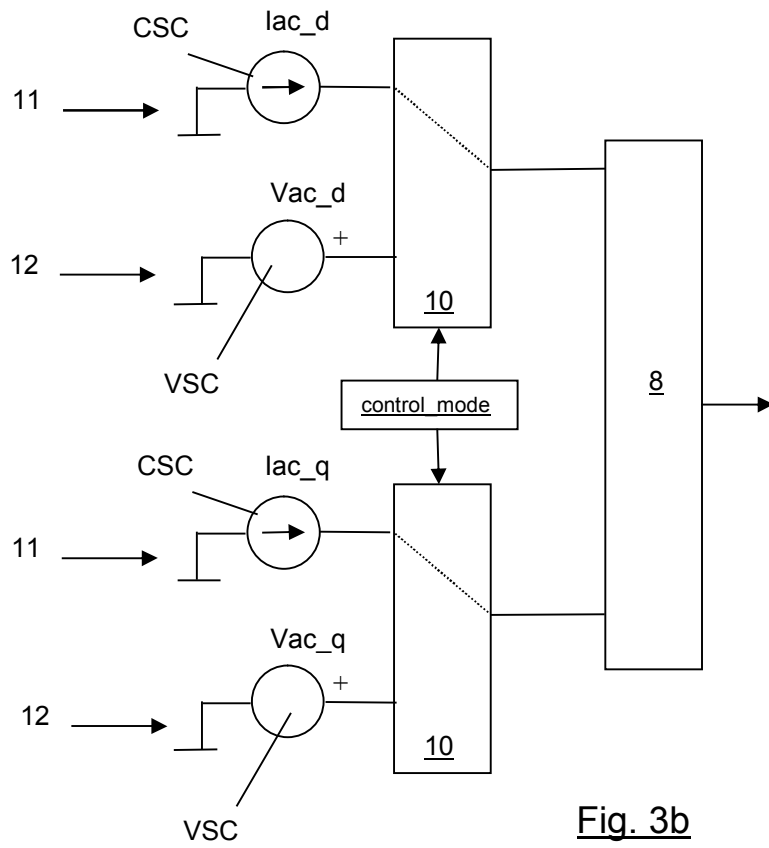


Fig. 3b

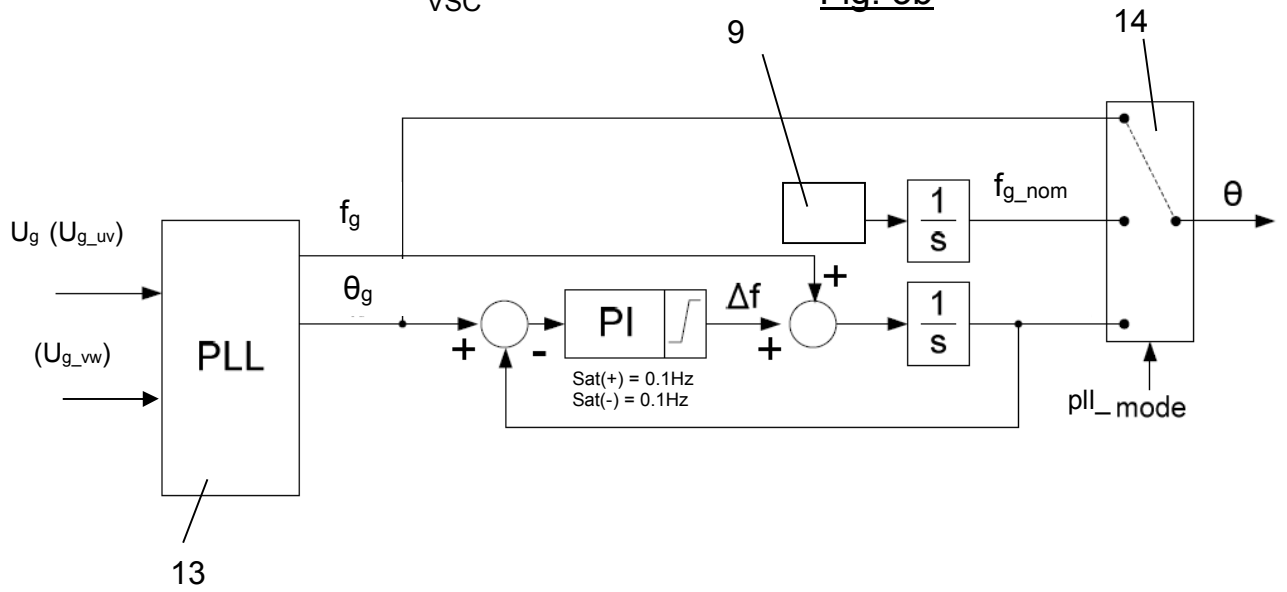


Fig. 4

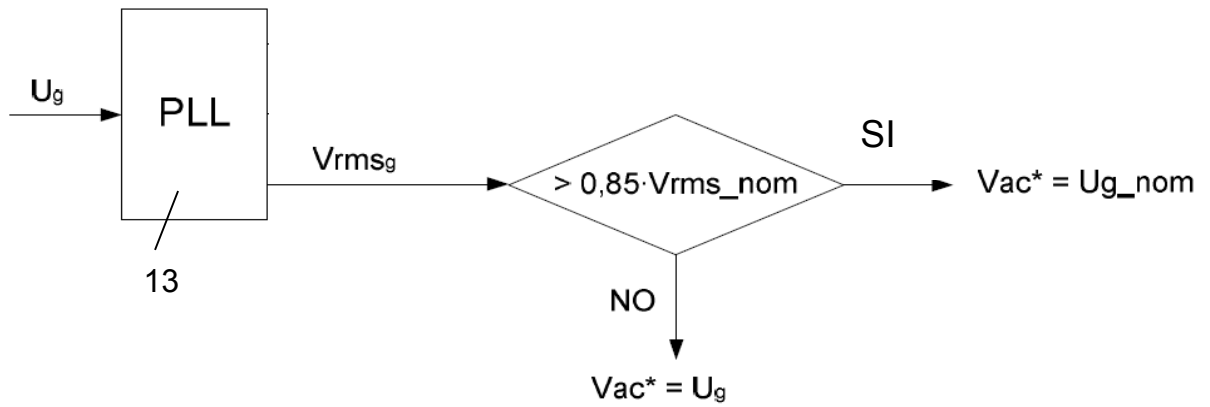


Fig. 5a

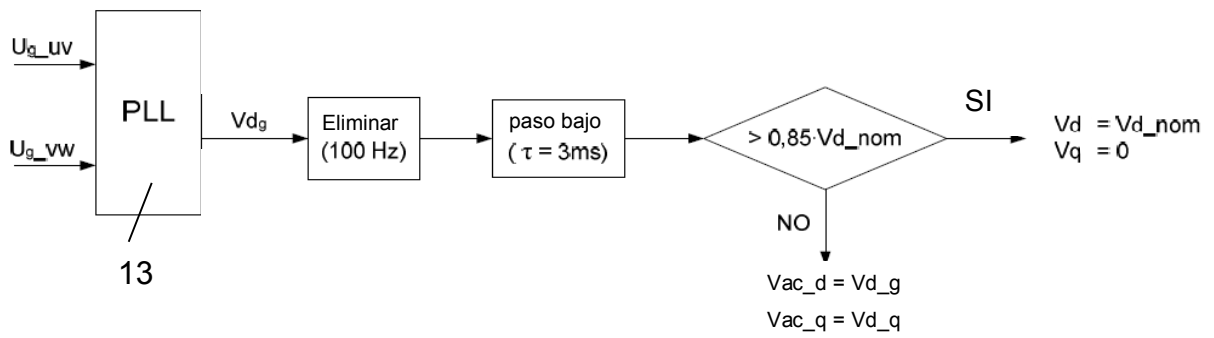


Fig. 5b

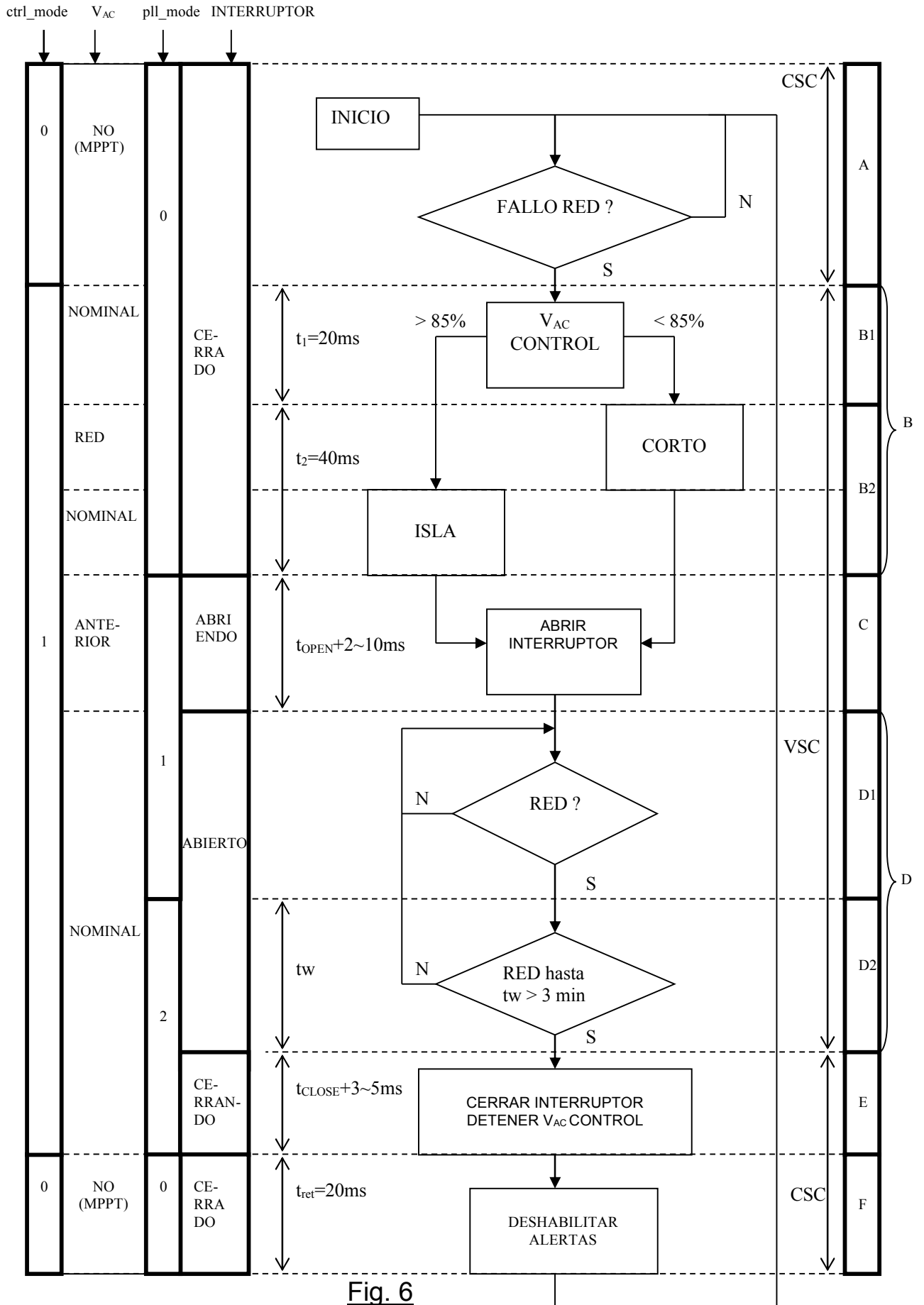


Fig. 6

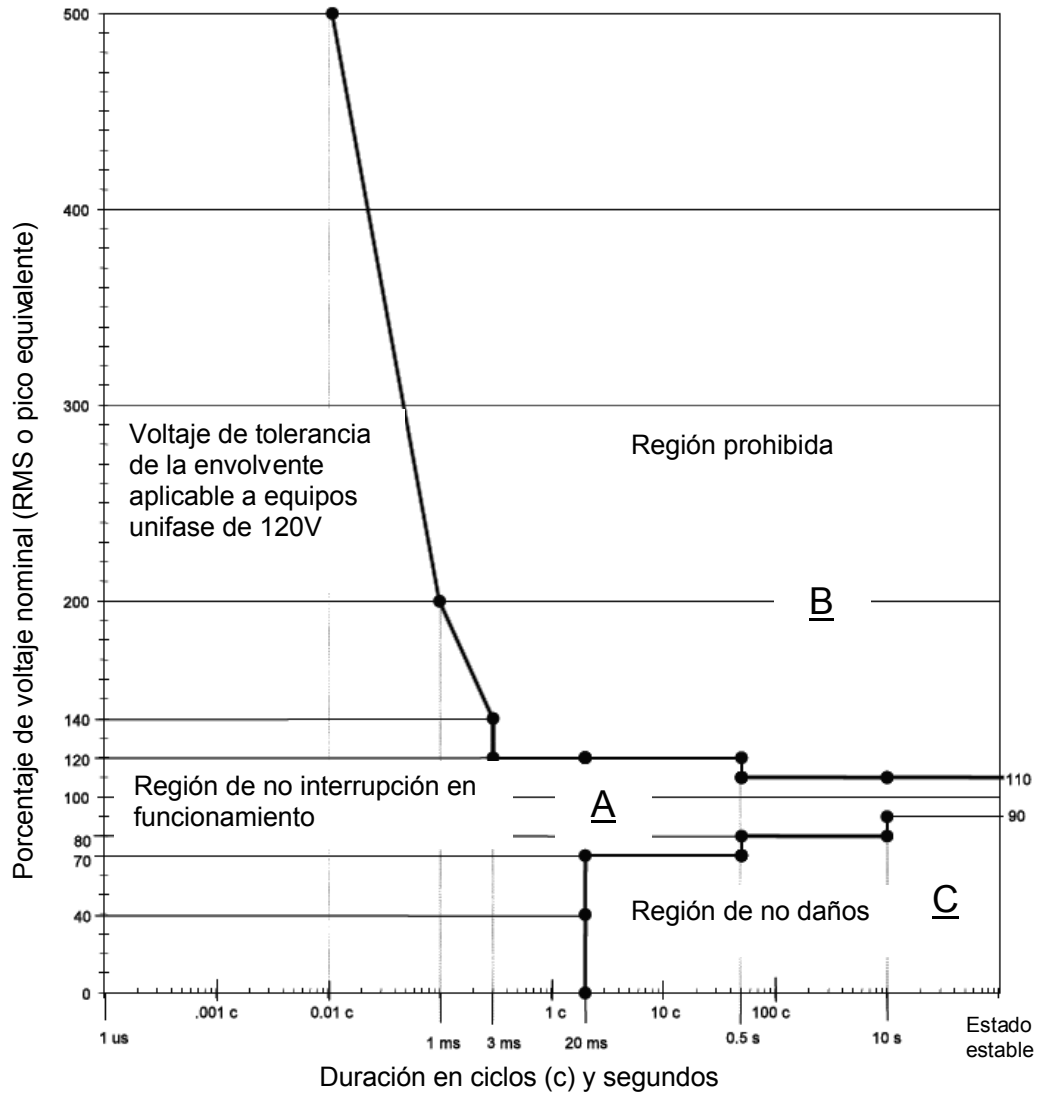


Fig 7