

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 755 044**

51 Int. Cl.:

**G01R 31/08** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **03.06.2014** **E 14305836 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.09.2019** **EP 2829887**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero en una falla monofásica a tierra**

30 Prioridad:

**24.07.2013 CN 201310314222**

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

**21.04.2020**

73 Titular/es:

**SCHNEIDER ELECTRIC INDUSTRIES SAS  
(100.0%)  
35, rue Joseph Monier, CS 30323  
92500 Rueil-Malmaison, FR**

72 Inventor/es:

**LI, RONG y  
REN, RUI**

74 Agente/Representante:

**CARPINTERO LÓPEZ, Mario**

**ES 2 755 044 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

Procedimiento y dispositivo de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero en una falla monofásica a tierra

### Campo técnico

5 La presente divulgación se refiere a la localización de una falla monofásica a tierra en una red de distribución con Dispositivos de Generación Descentralizada (DG), y en particular a un procedimiento y un dispositivo de estimación de un ángulo de una tensión de secuencia cero cuando la falla monofásica a tierra se produce en la red de distribución. Las características del preámbulo de las reivindicaciones independientes se conocen a partir del documento EP 1.682.909 B1.

### Antecedentes

10 Una falla monofásica a tierra es una falla provocada por un cortocircuito entre una fase y la tierra a través de una impedancia de falla a tierra. Actualmente, un indicador de falla se desarrolla para una red eléctrica en la que su energía fluye de manera unidireccional, y puede estar dispuesto en cualquier posición en la red eléctrica e indicar una posición de falla de acuerdo con una dirección de flujo de la energía. Por ejemplo, el indicador de falla enciende una luz de color rojo cuando la falla se produce corriente abajo del indicador de falla, y enciende una luz de color verde o no se enciende cuando la falla se produce corriente arriba del indicador de falla.

15 Sin embargo, dada la popularización de los dispositivos de generación descentralizada, la energía puede fluir de manera bidireccional ya que la falla se produce después de que el dispositivo de generación descentralizada se está incorporando a la red eléctrica. En términos de una línea o cable especificado, tal vez ambos lados de los mismos son fuentes de alimentación, y el indicador de falla anterior falla para indicar una posición de falla a tierra con exactitud de acuerdo con la dirección de flujo de la energía en dicho caso.

20 En la actualidad se ha propuesto una técnica para ubicar la falla monofásica a tierra por medio de la incorporación de un sensor de tensión en un dispositivo de detección de falla a tierra, y un Transformador de Tensión de Baja Potencia (LPVT) que puede proporcionar una magnitud de tensión y un ángulo de tensión, ambos muy precisos, se ha propuesto para funcionar como el sensor de tensión. Sin embargo, una tasa de uso de esta técnica actualmente es baja, debido a que el sensor de tensión tiene un costo alto y no es popular en las redes eléctricas existentes.

25 En la red de distribución existente, se aplica un Sistema de Indicación de Presencia de Tensión (VPIS) ampliamente para indicar un estado de presencia de tensión. El Sistema de Indicación de Presencia de Tensión (VPIS) tiene un costo bajo y su uso es muy popular, que puede proporcionar un ángulo de tensión muy exacto, pero puede no proporcionar una magnitud de tensión exacta, por ejemplo, un error en su magnitud de tensión puede alcanzar aproximadamente 30% o incluso más. Por lo tanto, una suma directa de tensiones trifásicas proporcionadas por los VPIS para obtener una tensión residual (VR) (o una tensión de secuencia cero) induce un error angular inaceptable (que puede alcanzar los 180° en casos extremos).

30 Por lo tanto, se requiere un procedimiento y un dispositivo capaces de estimar un ángulo de tensión de secuencia cero con los ángulos de tensión conocidos de las fases respectivas cuando se produce la falla monofásica a tierra en la red de distribución.

### Sumario

35 En la presente divulgación, se proporcionan un procedimiento y un dispositivo, de acuerdo con lo definido en las reivindicaciones independientes, para estimar un ángulo de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución, que pueden estimar el ángulo de tensión de secuencia cero con ángulos de tensión conocidos de las fases respectivas y eliminar el requisito de un sensor de tensión que implica altas pérdidas.

40 De acuerdo con un aspecto de la presente divulgación, se proporciona un procedimiento de estimación de un ángulo de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución, que comprende: detectar ángulos de las tensiones de fase respectivas en tensiones trifásicas; determinar un tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución; y estimar el ángulo de tensión de secuencia cero cuando la falla monofásica a tierra se produce en la red de distribución con los ángulos detectados de las tensiones de fase respectivas, de acuerdo con el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución.

45 Preferentemente, dicha estimación del ángulo de tensión de secuencia cero cuando la falla monofásica a tierra se produce en una fase A comprende: establecer una magnitud de una tensión de fase B como un valor de referencia predeterminado  $FB$ ; estimar una tensión de fase A y una tensión de fase C mediante el uso de la magnitud de tensión de fase B y los ángulos de la tensión de fase A, la tensión de fase B y la tensión de fase C; y calcular el ángulo de tensión de secuencia cero mediante el uso de la tensión de fase B y la tensión de fase A estimada y la tensión de fase C estimada.

50 Preferentemente, en un caso en que el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución es una puesta a

tierra resonante del neutro o una puesta a tierra aislada del neutro, las partes reales y las partes imaginarias de la fase B, la fase C y la fase A se calculan por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\operatorname{Re}Vb = FB \cdot \cos\varphi_B, \operatorname{Im}Vb = FB \cdot \operatorname{sen}\varphi_B,$$

$$\operatorname{Re}Vc = \frac{k3}{k4}, \operatorname{Im}Vc = \operatorname{Re}Vc \cdot \tan(\varphi_C),$$

$$\operatorname{Re}Va = k1 \cdot \operatorname{Re}Vc + k2, \operatorname{Im}Va = \operatorname{Re}Va \cdot \tan(\varphi_A),$$

- 5 en las que  $\operatorname{Re}Va$  es la parte real de la tensión de fase A,  $\operatorname{Im}Va$  es la parte imaginaria de la tensión de fase A,  $\operatorname{Re}Vb$  es la parte real de la tensión de fase B,  $\operatorname{Im}Vb$  es la parte imaginaria de la tensión de fase B,  $\operatorname{Re}Vc$  es la parte real de la tensión de fase C,  $\operatorname{Im}Vc$  es la parte imaginaria de la tensión de fase C,  $\varphi_A$  es un ángulo de tensión de fase A,  $\varphi_B$  es un ángulo de tensión de fase B, y  $\varphi_C$  es un ángulo de tensión de fase C, y

$$\left\{ \begin{array}{l} k1 = \frac{-\frac{\sqrt{3}}{2} + 0,5 \cdot \tan(\varphi_C)}{\tan(\varphi_A)} \\ k2 = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos \varphi_B + 0,5 \operatorname{sen} \varphi_B}{\tan(\varphi_A)} \cdot FB \\ k3 = FB \operatorname{sen} \varphi_B + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot k2 - 0,5 \cdot k2 \cdot \tan(\varphi_A) \\ k4 = \tan(\varphi_C) + \frac{\sqrt{3}}{2} - k1 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - 0,5 \tan(\varphi_C) + 0,5 \cdot k1 \cdot \tan(\varphi_A) \end{array} \right.$$

- 10 Preferentemente, en un caso en que el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución es una puesta a tierra sólida del neutro, una magnitud  $FC$  de la tensión de fase C se determina como un múltiplo predeterminado de la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B, se estima un ángulo de una impedancia de secuencia negativa en un dispositivo de detección de falla a tierra, y la parte real y la parte imaginaria de la tensión de fase A se estiman de acuerdo con las siguientes ecuaciones:
- 15

$$\operatorname{Re}Va = \frac{-\operatorname{Im}Vsum + \tan(\varphi_{V2}) \cdot \operatorname{Re}Vsum}{\tan(\varphi_A) - \tan(\varphi_{V2})}$$

$$\operatorname{Im}Va = \operatorname{Re}Va \cdot \tan(\varphi_A),$$

en las que  $\operatorname{Re}Vsum$  es una parte real de  $Vsum$ ,  $\operatorname{Im}Vsum$  es una parte imaginaria de  $Vsum$ ,  $Vsum = \alpha^2 \cdot FB \cdot e^{j\varphi_B +$

$$\alpha = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2};$$

$\alpha \cdot FC \cdot e^{j\varphi_C}$ ,  $\varphi_A$  es el ángulo de tensión de fase A,  $\varphi_B$  es el ángulo de tensión de fase B, y  $\varphi_C$  es el ángulo de tensión de fase C;  $\varphi_{V2} = \varphi_{I2} + 180^\circ + \varphi_{Z2}$ ,  $\varphi_{I2}$  es un ángulo de una corriente de secuencia negativa,  $\varphi_{Z2}$  es un ángulo de la impedancia de secuencia negativa, y  $\varphi_{V2}$  es un ángulo de una tensión de secuencia negativa.

20

De acuerdo con otro aspecto de la presente divulgación, se proporciona un dispositivo de estimación de un ángulo de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución, que comprende: un detector de ángulos para una tensión de fase A, un detector de ángulos para una tensión de fase B y un detector de ángulos para una tensión de fase C; y un estimador de ángulo para una tensión de secuencia cero para estimar el ángulo de tensión de secuencia cero cuando se produce la falla monofásica a tierra en la red de distribución con ángulos de las tensiones de fase respectivas detectados por el detector de ángulos para la tensión de fase A, el detector de ángulos para la tensión de fase B y el detector de ángulos para la tensión de fase C, de acuerdo con un tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución.

Preferentemente, el dispositivo de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero además comprende un transformador de corriente de fase A, un transformador de corriente de fase B y un transformador de corriente de fase C.

Con el procedimiento y el dispositivo de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero cuando la falla monofásica a tierra se produce en la red de distribución de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación, el ángulo de la tensión de secuencia cero se puede estimar con los ángulos de las tensiones trifásicas proporcionados por el VPIS existente sin las magnitudes exactas de las tensiones trifásicas, de manera tal que la detección de la falla monofásica a tierra es más simple y más fácil, y se reduce el costo del dispositivo de detección de falla a tierra.

### Breve descripción de los dibujos

La presente divulgación se comprenderá fácilmente con la ayuda de la siguiente descripción detallada con referencia a las figuras adjuntas, en las que un mismo signo de referencia se refiere a unidades o elementos con una misma estructura y en las que:

La Fig. 1 ilustra de manera esquemática un diagrama esquemático de una red de distribución con dispositivos de Generación Descentralizada;

La Fig. 2A ilustra un diagrama esquemático de una zona directa en la que se detecta una falla a tierra directa y una zona inversa en la que se detecta una falla a tierra inversa en un modo de ángulo de fase;

La Fig. 2B ilustra un diagrama esquemático de una zona directa en la que se detecta una falla a tierra directa y una zona inversa en la que se detecta una falla a tierra inversa en un modo de corriente activa;

La Fig. 2C ilustra un diagrama esquemático de una zona directa en la que se detecta una falla a tierra directa y una zona inversa en la que se detecta una falla a tierra inversa en un modo de corriente reactivo;

La Fig. 3 ilustra un diagrama de flujo para un procedimiento de estimación de un ángulo de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación;

La Fig. 4 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero con ángulos detectados de las tensiones de fase respectivas de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación;

La Fig. 5 ilustra un diagrama de flujo de etapas para estimar una tensión de fase A y una tensión de fase C en un Modo 2;

La Fig. 6 ilustra de manera esquemática una relación entre un valor de CR y una relación de la magnitud de tensión de fase B y la de la tensión de fase C;

La Fig. 7 ilustra de manera esquemática un diagrama de conexión de un dispositivo de detección de falla a tierra en la red de distribución;

La Fig. 8 ilustra de manera esquemática un diagrama de conexión para un dispositivo de detección de falla a tierra D1, que se está lejos del dispositivo de generación descentralizada y las cargas cuando se ubica en un lado de tensión media en la red de distribución, y un dispositivo de detección de falla a tierra D2, que está cerca del dispositivo de generación descentralizada cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución;

La Fig. 9 ilustra de manera esquemática un diagrama equivalente de una red de secuencia negativa para el dispositivo de detección de falla a tierra D1, que está lejos del dispositivo de generación descentralizada y las cargas cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución, y el dispositivo de detección de falla a tierra D2, que está cerca del dispositivo de generación descentralizada cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución;

La Fig. 10 ilustra de manera esquemática un diagrama de conexión para un dispositivo de detección de falla a tierra D3 que está cerca de las cargas, cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución;

La Fig. 11 ilustra de manera esquemática un diagrama equivalente de la red de secuencia negativa para el dispositivo de detección de falla a tierra D3 que está cerca de las cargas, cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución;

5 La Fig. 12 ilustra una magnitud de una tensión de fase A estimada por el dispositivo de detección de falla a tierra D1;

La Fig. 13 ilustra una magnitud de una tensión de fase A estimada por el dispositivo de detección de falla a tierra D2;

La Fig. 14 ilustra una magnitud de una tensión de fase A estimada por el dispositivo de detección de falla a tierra D3; y

10 La Fig. 15 ilustra un diagrama de bloques esquemático de un dispositivo de estimación de un ángulo de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación.

### Descripción detallada

15 Las siguientes descripciones se presentan con referencia a las figuras adjuntas para ayudar a los expertos en la técnica a entender completamente las realizaciones de ejemplo de la presente divulgación de acuerdo con lo definido por las reivindicaciones y sus equivalentes. Las siguientes descripciones pueden incluir varios detalles para ayudar en la comprensión, y estos detalles se deben interpretar como ilustrativos. Por lo tanto, los expertos en la técnica deben entender que se pueden realizar diversas modificaciones y variaciones en las formas y detalles en las realizaciones de ejemplo sin apartarse del espíritu o el ámbito de la presente divulgación. Asimismo, por propósitos de concisión y claridad, se omiten las descripciones de funciones y estructuras muy conocidas.

20 La terminología usada en la presente memoria tiene solamente el propósito de describir realizaciones particulares y con la misma no se pretende limitar la presente divulgación. De acuerdo con lo utilizado en la presente memoria, las formas singulares “un”, “una”, “el” y “la” también están destinadas a incluir las formas plurales, a menos que el contexto indique claramente lo contrario. Además, se comprenderá que los términos “comprende” y/o “que comprende”, o “incluye” y/o “que incluye”, cuando se usan en la presente memoria, especifican la presencia de características, regiones, números enteros, etapas, operaciones, elementos y/o componentes, pero sin excluir la presencia o adición de una o más de otras características, regiones, números enteros, etapas, operaciones, elementos, componentes, y/o grupos de los mismos.

25 A menos que se defina lo contrario, todos los términos (que incluyen términos técnicos y científicos) usados en la presente memoria tienen el mismo significado entendido comúnmente por los expertos en la técnica a la que pertenece la presente divulgación. Se entenderá además que ciertos términos, tal como los definidos en los diccionarios comúnmente usados, se deben interpretar con un significado que es consistente con su significado en el contexto de la técnica pertinente y la presente divulgación, y no deben interpretarse en un sentido idealizado o demasiado formal a menos que se defina de manera expresa en la presente memoria.

30 Las aplicaciones de las realizaciones de la presente divulgación no se limitan a ningún sistema en particular, sino que se pueden usar con cualquier sistema trifásico. Por ejemplo, los alimentadores pueden ser líneas aéreas, cables subterráneos, o una mezcla de líneas aéreas y cables subterráneos.

35 En adelante, las realizaciones de la presente divulgación se describen tomando la red de distribución como un ejemplo, pero los expertos en la técnica deben entender que el sistema de potencia al que se pueden aplicar las realizaciones de la presente divulgación puede ser una red eléctrica de transmisión, una red de distribución o elementos de la red eléctrica de transmisión o red de distribución, y pueden incluir uno o más alimentadores. Además, las realizaciones de la presente divulgación no se limitan al uso en sistemas que adoptan una banda base de 50Hz o 60Hz, y no se limitan a ningún nivel de tensión en particular.

40 La Fig. 1 ilustra de manera esquemática un diagrama esquemático de una red de distribución con dispositivos de generación descentralizada. Una red eléctrica troncal S, los dispositivos de generación descentralizada DG y las cargas están incluidos en la red de distribución. En la Fig. 1, PCC representa un punto de conexión entre el dispositivo de generación descentralizada DG y la red eléctrica troncal S. En general, un dispositivo de detección de falla a tierra se instala en el lado de la red eléctrica troncal S del PCC y no se instala en el lado del dispositivo de generación descentralizada DG. Además, F1 representa una falla monofásica a tierra en la Fig. 1, y las descripciones siguientes se llevan a cabo por medio de una falla a tierra de fase A como un ejemplo con el fin de simplificar la descripción.

45 En la Fig. 1, las direcciones de referencia especificadas de corrientes que fluyen a través de los sensores de corriente se indican por medio de líneas de puntos finos, y una dirección de la falla monofásica a tierra en la red de distribución se determina de acuerdo con las direcciones de referencia especificadas de las corrientes. Por ejemplo, el dispositivo de detección de falla a tierra puede detectar una falla directa cuando la falla monofásica a tierra se ubica corriente abajo del dispositivo de detección de falla a tierra en la red de distribución, es decir, corriente abajo

del dispositivo de detección de falla a tierra a lo largo de la dirección de referencia de la corriente; de lo contrario, el dispositivo de detección de falla a tierra puede detectar una falla inversa cuando la falla monofásica a tierra se ubica corriente arriba del dispositivo de detección de falla a tierra en la red de distribución, es decir, corriente arriba del dispositivo de detección de falla a tierra contra la dirección de referencia de la corriente. Por lo tanto, en la Fig. 1, los dispositivos de detección de falla a tierra instalados en líneas continuas en negrilla pueden detectar las fallas directas, mientras que los dispositivos de detección de falla a tierra instalados en líneas continuas de puntos pueden detectar las fallas inversas. Además, los dispositivos de detección de falla a tierra instalados en líneas continuas de puntos pueden tampoco indicar ninguna falla, porque tal dispositivo de detección de falla a tierra puede estar lejos de una posición en la que se produce la falla monofásica a tierra y una corriente residual (o una corriente de secuencia cero) en tal dispositivo de detección de falla a tierra es bastante pequeña.

En la actualidad, se considera que la falla monofásica a tierra se detecta en un caso en que la corriente de secuencia cero excede un umbral de corriente predeterminado y su duración excede de una duración predeterminada (por ejemplo, 100 ms), y una detección direccional de la falla monofásica a tierra se basa en una magnitud y un ángulo de la corriente de secuencia cero y una magnitud y un ángulo de una tensión de secuencia cero.

En una red de distribución trifásica, ha habido diversos procedimientos diferentes para la detección direccional de la falla monofásica a tierra de acuerdo con diferentes tipos de puesta a tierra del neutro en la red de distribución. Diversos tipos de puesta a tierra del neutro comunes en la red de distribución incluyen: una puesta a tierra sólida del neutro, una puesta a tierra aislada del neutro, una puesta a tierra de impedancia del neutro y una puesta a tierra resonante del neutro (o una puesta a tierra de compensación).

En la detección direccional de la falla monofásica a tierra que se describe a continuación, un ángulo que conduce el ángulo de tensión de secuencia cero para  $180^\circ$  (es decir, un ángulo de una tensión de secuencia cero negativa) se considera un eje de referencia, y una dirección directa es una dirección contraria a las agujas del reloj. Una relación del ángulo entre la tensión de secuencia cero y la corriente de secuencia cero es dependiente de una impedancia de secuencia cero de la red eléctrica en la posición de detección, tal como el tipo de puesta a tierra del neutro, una resistencia de tierra de la falla a tierra, una posición relativa de la falla a tierra con respecto al dispositivo de detección de falla a tierra y similares.

**Modo de ángulo de fase**

En este modo, la dirección de la falla monofásica a tierra se puede detectar solamente con los ángulos de la tensión de secuencia cero y la corriente de secuencia cero.

En particular, la dirección de la falla monofásica a tierra se puede determinar en base a los siguientes criterios.

Falla a tierra directa:

$$-90^\circ < \varphi(I_0) - \varphi(V_0 + 180^\circ) - RCA < 90^\circ \tag{1}$$

Falla a tierra inversa:

$$90^\circ < \varphi(I_0) - \varphi(V_0 + 180^\circ) - RCA < 270^\circ \tag{2}$$

en las que  $\varphi(V_0 + 180^\circ)$  representa el ángulo que conduce el ángulo de tensión de secuencia cero para  $180^\circ$  (es decir, el ángulo de tensión de secuencia cero negativa),  $\varphi(I_0)$  representa el ángulo de la corriente de secuencia cero, RCA representa un ángulo característico del relé y se usa para compensar un desplazamiento de fase provocado por una impedancia de bucle de falla a tierra. El RCA se establece como un valor positivo cuando la corriente de secuencia cero conduce a la tensión de secuencia cero negativa, y se establece como un valor negativo cuando la corriente de secuencia cero se desfasa respecto la tensión de secuencia cero negativa.

La Fig. 2A ilustra un diagrama esquemático de una zona directa en la que se detecta la falla a tierra directa y una zona inversa en la que se detecta la falla a tierra inversa en el modo de ángulo de fase, en el que una dirección de la tensión de secuencia cero negativa  $-V_0$  se considera el eje de referencia, y la zona directa y la zona inversa tienen cada una  $180^\circ$  en el plano, respectivamente. Además, una zona no indicativa en la Fig. 2A representa un caso en que la magnitud de tensión de secuencia cero es menor que un umbral  $I_s$  y en consecuencia no se detecta ninguna falla a tierra.

En la Fig. 2A,  $I_0$  e  $I_0'$  representan dos condiciones de contorno en el caso en que la tensión de secuencia cero conduce a la tensión de secuencia cero negativa  $-V_0$ , respectivamente, y RCA representa un ángulo promedio de un ángulo de  $I_0$  y un ángulo de  $I_0'$ .

**Modo de corriente activa**

En un caso en que el tipo de puesta a tierra del neutro en la red de distribución es la puesta a tierra resonante del neutro o la puesta a tierra de impedancia del neutro, un componente activo de la corriente de secuencia cero se puede calcular con el ángulo de tensión de secuencia cero, junto con el ángulo y la magnitud de la corriente de secuencia cero, y la dirección de la falla monofásica a tierra se puede detectar con el componente activo de la corriente de secuencia cero. La Fig. 2B ilustra un diagrama esquemático de la zona directa en la que se detecta la falla a tierra directa y la zona inversa en la que se detecta la falla a tierra inversa en el modo de corriente activa.

En particular, la dirección de la falla monofásica a tierra se determina en base a los siguientes criterios.

Falla a tierra directa:

$$I_0 \times \cos\varphi > I_{ACT} \quad (3)$$

Falla a tierra inversa:

$$I_0 \times \cos\varphi \leq I_{ACT} \quad (4)$$

en las que  $I_0$  representa la magnitud de la corriente de secuencia cero,  $\varphi$  representa un ángulo incluido entre la corriente de secuencia cero y la tensión de secuencia cero, e  $I_{ACT}$  representa un umbral de corriente activa positiva para la falla monofásica a tierra directa, por ejemplo, que se puede establecer como  $2A$ .

#### 15 **Modo de corriente reactiva**

En un caso en que el tipo de puesta a tierra del neutro en la red de distribución es la puesta a tierra aislada del neutro, un componente reactivo de la corriente de secuencia cero se puede calcular con el ángulo de tensión de secuencia cero, junto con el ángulo y la magnitud de la corriente de secuencia cero, y la dirección de la falla monofásica a tierra se puede detectar con el componente reactivo de la corriente de secuencia cero. La Fig. 2C ilustra un diagrama esquemático de la zona directa en la que se detecta la falla a tierra directa y la zona inversa en la que se detecta la falla a tierra inversa en el modo de corriente reactiva.

En el caso de la puesta a tierra aislada del neutro, la corriente de secuencia cero es principalmente un componente de corriente reactivo, y la corriente de secuencia cero puede llevar la tensión de secuencia cero negativa  $90^\circ$  durante la falla monofásica a tierra directa mientras la corriente de secuencia cero puede desfasarse respecto la tensión de secuencia cero negativa  $90^\circ$  durante la falla monofásica a tierra inversa. Tal modo está muy cerca del modo de ángulo de fase en el que el RCA se establece como  $90^\circ$ , y una diferencia entre ellos radica en que la zona no indicativa es decidida por un umbral de corriente reactiva  $I_{REACT}$ .

En particular, la dirección de la falla monofásica a tierra se juzga en base a los siguientes criterios.

Falla a tierra directa:

$$I_0 \times \text{sen}.\varphi > +I_{REACT} \quad (5)$$

Falla a tierra inversa:

$$I_0 \times \text{sen}.\varphi \leq -I_{REACT} \quad (6)$$

en las que  $I_0$  representa la magnitud de la corriente de secuencia cero,  $\varphi$  representa un ángulo incluido entre la corriente de secuencia cero y la tensión de secuencia cero, e  $I_{REACT}$  representa un umbral de corriente reactivo positiva para la falla monofásica a tierra directa, por ejemplo, que se puede establecer como  $2A$ .

De acuerdo con lo descrito con anterioridad, se requiere que el ángulo de tensión de secuencia cero se determine en primer lugar en los tres procedimientos diferentes para la detección direccional. En la actualidad, se ha propuesto el uso de un Transformador de Tensión de Baja Potencia (LPVT) como un sensor de tensión para adquirir las magnitudes y los ángulos de las tensiones de fase respectivas, y a su vez el ángulo de tensión de secuencia cero puede adquirirse por medio de un cálculo. Sin embargo, una tasa de uso del Transformador de Tensión de Baja Potencia (LPVT) actualmente es baja en la red de distribución debido a su alto precio, aunque puede proporcionar un ángulo de tensión muy exacto y una magnitud de tensión muy exacta.

Por otro lado, de acuerdo con lo descrito con anterioridad, el Sistema de Indicación de Presencia de Tensión (VPIS) se ha aplicado ampliamente para indicar el estado de presencia de tensión en la red de distribución. El Sistema de Indicación de Presencia de Tensión (VPIS) tiene un costo bajo y su uso es muy popular, este puede proporcionar un ángulo de tensión muy exacto, aunque puede no proporcionar una magnitud de tensión exacta.

La presente divulgación tiende a estimar el ángulo de tensión de secuencia cero con los ángulos de las tensiones trifásicas proporcionados por el sistema VPIS existente. El procedimiento y el dispositivo de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero propuestos en la presente divulgación se pueden describir a continuación con relación a las Figs. 3 a 14.

- 5 En general, pueden observarse las siguientes combinaciones del tipo de puesta a tierra del neutro en la red de distribución y el tipo de puesta a tierra del neutro del dispositivo de generación descentralizada.

Tabla 1

Caso	Tipo de puesta a tierra del neutro en la red de distribución	Tipo de puesta a tierra del neutro del dispositivo de generación descentralizada
1	Sólida	Sólida
2	Sólida	Impedancia
3	Sólida	Aislada
4	Resonante	Aislada
5	Aislada	Aislada

10 La Fig. 3 ilustra un diagrama de flujo para un procedimiento de estimación de un ángulo de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación. Dado que la tensión residual es de tres veces la tensión de secuencia cero, es decir, la amplitud de la tensión residual es de tres veces la tensión de secuencia cero y el ángulo de tensión residual es igual que el de la tensión de secuencia cero, en la siguiente descripción, en términos de cálculo del ángulo, la tensión de secuencia cero y la tensión residual se pueden intercambiar de manera indiscriminada.

15 En una etapa S310, se detectan los ángulos de las tensiones de fase respectivas en tensiones trifásicas. De acuerdo con lo descrito con anterioridad, los ángulos de las tensiones de fase respectivas pueden proporcionarse con el sistema VPIS existente. Sin embargo, la presente divulgación no se limita a esto, y los ángulos de las tensiones de fase respectivas pueden proporcionarse por otro dispositivo de detección de ángulo de tensión. Se debe entender que la presente divulgación tiende a completar una estimación del ángulo de tensión de secuencia cero sin necesidad de adquirir información exacta sobre magnitudes de tensión, por lo tanto, en este contexto, la medida para adquirir solamente la información sobre los ángulos de tensión sin adquirir la información exacta sobre las magnitudes de tensión por supuesto puede comprender cualquier medida existente de detección para la tensión de ángulos capaz de llevar a cabo este objeto, o que puede desarrollarse en el futuro, en lugar de limitarse al sistema VPIS existente.

20 En una etapa S320, se determina un tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución. De acuerdo con lo mostrado en la Tabla 1, la siguiente descripción puede implicar los siguientes casos de la puesta a tierra sólida del neutro en la red de distribución, la puesta a tierra resonante del neutro en la red de distribución y la puesta a tierra aislada del neutro en la red de distribución.

25 En una etapa S330, se estima el ángulo de tensión de secuencia cero cuando la falla monofásica a tierra se produce en la red de distribución con los ángulos detectados de las tensiones de fase respectivas, de acuerdo con el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución.

30 La Fig. 4 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero con los ángulos detectados de las tensiones de fase respectivas de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación. En la siguiente descripción, siempre se asume que la falla monofásica a tierra se produce en una fase A, y que una fase B y una fase C son normales.

35 En una etapa S410, se establece una magnitud  $FB$  de la tensión de fase B como un valor de referencia predeterminado. El valor de referencia predeterminado puede ser un valor normalizado, por ejemplo, 1, o puede ser una tensión nominal del sistema de red de distribución, o incluso puede ser cualquier valor preestablecido.

40 En una etapa S420, se estima una tensión de fase A y una tensión de fase C mediante el uso de la magnitud de tensión de fase B y los ángulos de la tensión de fase A, la tensión de fase B y la tensión de fase C.

En una etapa S430, se calcula el ángulo de tensión de secuencia cero mediante el uso de la tensión de fase B y la tensión de fase A estimada y la tensión de fase C estimada.

Por ejemplo, el ángulo de tensión de secuencia cero (o la tensión residual) se puede calcular con una parte real y una parte imaginaria de la tensión de fase A, una parte real y una parte imaginaria de la tensión de fase B, y una

parte real y una parte imaginaria de la tensión de fase C:

$$\varphi_{VR} = a \tan \left( \frac{\text{Im}V_a + \text{Im}V_b + \text{Im}V_c}{\text{Re}V_a + \text{Re}V_b + \text{Re}V_c} \right) \quad (7)$$

en la que  $\text{Re}V_a$  representa la parte real de la tensión de fase A,  $\text{Im}V_a$  representa la parte imaginaria de la tensión de fase A,  $\text{Re}V_b$  representa la parte real de la tensión de fase B,  $\text{Im}V_b$  representa la parte imaginaria de la tensión de fase B,  $\text{Re}V_c$  representa la parte real de la tensión de fase C, e  $\text{Im}V_c$  representa la parte imaginaria de la tensión de fase C.

Existen dos modos diferentes para estimar el ángulo de tensión de secuencia cero de acuerdo con los diferentes casos del tipo de puesta a tierra del neutro en la red de distribución: 1. El Modo 1 es para los casos de la puesta a tierra resonante del neutro y la puesta a tierra aislada del neutro; 2. El Modo 2 es para otros casos de los tipos de puesta a tierra del neutro (es decir, la puesta a tierra sólida del neutro y la puesta a tierra de impedancia del neutro).

Se presenta a continuación una especificación para la descripción siguiente con el fin de simplificar una expresión:

$$\begin{cases} |\dot{V}_A| = FA \\ |\dot{V}_B| = FB \\ |\dot{V}_C| = FC \end{cases}$$

y

$$\text{Re}\{\dot{V}_A\} = \text{Re}V_a$$

$$\text{Im}\{\dot{V}_A\} = \text{Im}V_a$$

en las que  $V_A$ ,  $V_B$  y  $V_C$  representan fasores de la tensión de fase A, la tensión de fase B y la tensión de fase C, respectivamente, y  $FA$ ,  $FB$  y  $FC$  representan las magnitudes de la tensión de fase A, la tensión de fase B y la tensión de fase C, respectivamente.

### Modo 1

En cuanto a una combinación del Caso 4 y el Caso 5 anteriores en la Tabla 1, es decir, en un caso en que hay una puesta a tierra resonante del neutro o una puesta a tierra aislada del neutro en la red de distribución mientras que hay una puesta a tierra aislada del neutro en los dispositivos de generación descentralizada, las tensiones de fase-fase están casi equilibradas durante la falla monofásica a tierra, a saber:

$$\begin{cases} \dot{V}_A - \dot{V}_B = \alpha(\dot{V}_B - \dot{V}_C) \\ \dot{V}_B - \dot{V}_C = \alpha(\dot{V}_C - \dot{V}_A) \end{cases}, \text{ con } \alpha = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}.$$

La ecuación anterior se expresa por medio de la división de fasores de tensión complejos en partes reales e imaginarias con la ayuda de las expresiones simplificadas:

$$\begin{cases} \text{Re}V_a - \text{Re}V_b + j \cdot \text{Im}V_a - j \cdot \text{Im}V_b = (-0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}) \cdot (\text{Re}V_b - \text{Re}V_c + j \cdot \text{Im}V_b - j \cdot \text{Im}V_c) \\ \text{Re}V_b - \text{Re}V_c + j \cdot \text{Im}V_b - j \cdot \text{Im}V_c = (-0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}) \cdot (\text{Re}V_c - \text{Re}V_a + j \cdot \text{Im}V_c - j \cdot \text{Im}V_a) \end{cases}$$

Cada una de las ecuaciones anteriores se puede dividir en dos ecuaciones para las partes reales y las partes imaginarias:

$$\begin{cases} \operatorname{Re}V_a - \operatorname{Re}V_b = -0,5 \cdot (\operatorname{Re}V_b - \operatorname{Re}V_c) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\operatorname{Im}V_b - j \cdot \operatorname{Im}V_c) \\ \operatorname{Im}V_a - \operatorname{Im}V_b = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\operatorname{Re}V_b - \operatorname{Re}V_c) - 0,5 \cdot (\operatorname{Im}V_b - \operatorname{Im}V_c) \\ \operatorname{Re}V_b - \operatorname{Re}V_c = -0,5 \cdot (\operatorname{Re}V_c - \operatorname{Re}V_a) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\operatorname{Im}V_c - j \cdot \operatorname{Im}V_a) \\ \operatorname{Im}V_b - \operatorname{Im}V_c = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\operatorname{Re}V_c - \operatorname{Re}V_a) - 0,5 \cdot (\operatorname{Im}V_c - \operatorname{Im}V_a) \end{cases}$$

Hay 6 variables desconocidas en las 4 ecuaciones anteriores.

De acuerdo con lo descrito con anterioridad, dado que la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B es el valor de referencia predeterminado, entonces la parte real y la parte imaginaria de la tensión de fase B se pueden expresar de la siguiente manera, respectivamente:

5

$$\begin{aligned} \operatorname{Re}V_b &= FB \cdot \cos\varphi_B \\ \operatorname{Im}V_b &= FB \cdot \operatorname{sen}\varphi_B \end{aligned}$$

en las que  $\varphi_B$  es un ángulo de tensión de fase B que se puede medir de manera directa por el VPIS.

Después de resolver las 4 ecuaciones anteriores, resulta que:

$$\operatorname{Re}V_c = \frac{k_3}{k_4}, \quad \operatorname{Im}V_c = \operatorname{Re}V_c \cdot \tan(\varphi_C),$$

10 y

$$\operatorname{Re}V_a = k_1 \cdot \operatorname{Re}V_c + k_2, \quad \operatorname{Im}V_a = \operatorname{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A),$$

con

$$\begin{cases} k_1 = \frac{-\frac{\sqrt{3}}{2} + 0,5 \tan(\varphi_C)}{\tan(\varphi_A)} \\ k_2 = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos\varphi_B + 0,5 \operatorname{sen}\varphi_B}{\tan(\varphi_A)} \cdot FB \\ k_3 = FB \operatorname{sen}\varphi_B + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot k_2 - 0,5 \cdot k_2 \cdot \tan(\varphi_A) \\ k_4 = \tan(\varphi_C) + \frac{\sqrt{3}}{2} - k_1 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - 0,5 \tan(\varphi_C) + 0,5 \cdot k_1 \cdot \tan(\varphi_A) \end{cases}$$

donde  $\varphi_A$  es el ángulo de tensión de fase A,  $\varphi_B$  es el ángulo de tensión de fase B y  $\varphi_C$  es el ángulo de tensión de fase C.

Por ejemplo, se puede suponer que la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B es 1,0, es decir,

$$FB = \sqrt{\operatorname{Re}Vb^2 + \operatorname{Im}Vb^2} = 1.$$

5 Por lo tanto, se puede obtener:

$$\left\{ \begin{array}{l} k1 = \frac{-\frac{\sqrt{3}}{2} + 0,5 \cdot \tan(\varphi_C)}{\tan(\varphi_A)} \\ k2 = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos \varphi_B + 0,5 \cdot \operatorname{sen} \varphi_B}{\tan(\varphi_A)} \\ k3 = \operatorname{sen} \varphi_B + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot k2 - 0,5 \cdot k2 \cdot \tan(\varphi_A) \\ k4 = \tan(\varphi_C) + \frac{\sqrt{3}}{2} - k1 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - 0,5 \cdot \tan(\varphi_C) + 0,5 \cdot k1 \cdot \tan(\varphi_A) \end{array} \right.$$

Por lo tanto, el ángulo de tensión residual se puede calcular por medio de la ecuación anterior (7), y a su vez la dirección de la falla monofásica a tierra se puede determinar con al menos una de las ecuaciones anteriores (1) a (6) de acuerdo con el diferente tipo de puesta a tierra del neutro en la red de distribución.

## 10 Modo 2

En cuanto a una combinación de Casos 1-3 anteriores en la Tabla 1, es decir, en un caso en que hay una puesta a tierra sólida del neutro en la red de distribución, las tensiones de fase-fase ya no están equilibradas. También se asume que la falla monofásica a tierra se produce en la fase A y la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B es el valor de referencia predeterminado.

15 Debido a que los ángulos de las tensiones trifásicas que incluyen la tensión de fase A, la tensión de fase B y la tensión de fase C se pueden medir de manera directa, se requiere determinar las magnitudes de la tensión de fase A y la tensión de fase C a ser con el fin de obtener el ángulo de tensión residual, dado que la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B es el valor de referencia predeterminado.

20 La Fig. 5 ilustra un diagrama de flujo de la etapa para estimar la tensión de fase A y la tensión de fase C en el Modo 2.

En una etapa S510, se estima la magnitud  $FC$  de la tensión de fase C con la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B.

En una etapa S520, se estima una impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra.

25 En una etapa S530, se estima la tensión de fase A con los ángulos de la tensión de fase A, la tensión de fase B y la tensión de fase C, las magnitudes de la tensión de fase B y la tensión de fase C, y con la impedancia de secuencia negativa estimada en el dispositivo de detección de falla a tierra.

Se describe a continuación en primer lugar un procedimiento de estimación de la magnitud de tensión de fase C en la etapa S510.

Definir  $CR$  como una relación de las magnitudes de la tensión de fase B y la tensión de fase C:

$$CR = \frac{|\dot{V}_B|}{|\dot{V}_C|} = \frac{V_B}{V_C}.$$

30 Se ha descubierto que un componente de corriente de secuencia positiva  $I_1$  y un componente de corriente de

secuencia negativa  $I_2$  son iguales que un componente de corriente de secuencia cero  $I_0$  en el caso en que la falla monofásica a tierra se produce en la red de distribución, y se puede expresar como:

$$\dot{I}_{f1} = \dot{I}_{f2} = \dot{I}_{f0} = \frac{\dot{V}_{fa[0]}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_f} = \frac{\dot{V}_{fa[0]}}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f},$$

5 en la que  $V_{fa[0]}$  es la tensión de fase A en la posición de falla antes de que se produzca la falla a tierra de fase A,  $Z_1$  es una impedancia de secuencia positiva equivalente,  $Z_2$  es una impedancia de secuencia negativa equivalente y es igual a  $Z_1$  aproximadamente,  $Z_0$  es una impedancia de secuencia cero equivalente, y  $R_f$  es una resistencia de tierra de la falla a tierra.

10 Por lo tanto, un componente de tensión de secuencia positiva  $V_{f1}$ , un componente de tensión de secuencia negativa  $V_{f2}$  y un componente de tensión de secuencia cero  $V_{f0}$  en la posición de falla son de la siguiente manera, respectivamente:

$$\begin{cases} \dot{V}_{f1} = \dot{V}_{fa[0]} - Z_1 \cdot \dot{I}_{f1} \\ \dot{V}_{f2} = -Z_1 \cdot \dot{I}_{f2} \\ \dot{V}_{f0} = -Z_0 \cdot \dot{I}_{f0} \end{cases}.$$

Por lo tanto, las tensiones (dos tensiones de fase sanas) en la fase B y la fase C en las que no se producen fallas a tierra se pueden expresar de la siguiente manera, respectivamente:

$$\dot{V}_B = \alpha^2 \dot{V}_{f1} + \alpha \dot{V}_{f2} + \dot{V}_{f0} = \alpha^2 (\dot{V}_{fa[0]} - Z_1 \dot{I}_{f1}) - \alpha Z_1 \dot{I}_{f1} - Z_0 \dot{I}_{f1} = \dot{V}_{fb[0]} - \dot{V}_{fa[0]} \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f},$$

15 y

$$\dot{V}_C = \alpha \dot{V}_{f1} + \alpha^2 \dot{V}_{f2} + \dot{V}_{f0} = \dot{V}_{fc[0]} - \dot{V}_{fa[0]} \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}.$$

Después, la CR se puede expresar como:

$$CR = \frac{\left| \dot{V}_{fb[0]} - \dot{V}_{fa[0]} \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \right|}{\left| \dot{V}_{fc[0]} - \dot{V}_{fa[0]} \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \right|} = f(Z_1, Z_2, R_f).$$

20 Si bien ninguno de los tres parámetros  $Z_1$ ,  $Z_0$  y  $R_f$  en la ecuación anterior son conocidos, una relación entre el valor de CR y la relación de las magnitudes de la tensión de fase B y la tensión de fase C satisface un gráfico mostrado en la Fig. 6 de acuerdo con las experiencias, es decir, el valor de CR está dentro de un intervalo de [0,67, 1,05]. Como resultado, la CR se puede asumir como un valor fijo dentro del intervalo de [0,67, 1,05] en este caso. Entonces se puede obtener  $FC = CR \times FB$ .

25 Por ejemplo, se puede asumir que la CR se fija en 1,0, y en consecuencia  $FC = FB$ . Además,  $FC = 1$  bajo un supuesto de  $FB = 1$ .

Después, se describe a continuación un procedimiento de estimación de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra en la etapa S520.

30 La investigación muestra que la impedancia de secuencia negativa  $Z_2$  se determina por la red de distribución propiamente dicha y casi no se ve afectada por un capacitor de conmutación, la resistencia de tierra de la falla a tierra y los tipos de puesta a tierra del neutro. Por lo tanto, existe una relación estable entre la corriente de secuencia negativa y la tensión de secuencia negativa.

La relación entre la corriente de secuencia negativa y la tensión de secuencia negativa depende de una impedancia de bucle de secuencia negativa  $Z_2$  detrás del dispositivo de detección de falla a tierra. La impedancia de secuencia negativa se calcula de acuerdo con tres posiciones diferentes del dispositivo de detección de falla a tierra: un dispositivo de red eléctrica, los dispositivos de generación descentralizada y los dispositivos de carga.

- 5 Por lo tanto, en la etapa S520, se debe determinar en primer lugar una posición exacta del dispositivo de detección de falla a tierra en la red de distribución, luego la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra es diferente de acuerdo con la posición exacta del dispositivo de detección de falla a tierra.

10 De acuerdo con lo ilustrado en la Fig. 7, F1 es una falla a tierra de fase A, hay diversos dispositivos con una función de detección de falla a tierra, a saber, los dispositivos de detección de falla a tierra, tal como D1, D2 y D3, normalmente más de dos dispositivos de generación descentralizada están interconectados en cada alimentador de distribución, y solo dos dispositivos de generación descentralizada DG se ilustran en la Fig. 7, que representan los dispositivos de generación descentralizada más cercanos y más lejanos de una subestación (un transformador reductor de tensión alta-tensión media) en la red de distribución, respectivamente.

15 Durante la falla F1, el D1 puede detectar una falla directa, y la impedancia de secuencia negativa  $Z_2$  detectada por D1 es decidida por una impedancia interna de la red eléctrica; el D2 puede detectar una falla inversa, y la impedancia de secuencia negativa  $Z_2$  detectada por D2 es decidida por una impedancia interna DG; y el D3 puede detectar una falla inversa, y la impedancia de secuencia negativa  $Z_2$  detectada por D1 es decidida por una impedancia de carga.

20 La Fig. 8 ilustra de manera esquemática un diagrama de conexión para el dispositivo de detección de falla a tierra D1, que está lejos del dispositivo de generación descentralizada y las cargas cuando se ubica en un lado de tensión media en la red de distribución, y el dispositivo de detección de falla a tierra D2, que está cerca del dispositivo de generación descentralizada cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución.

25 La Fig. 9 ilustra de manera esquemática una red de secuencia negativa para el dispositivo de detección de falla a tierra D1, que está lejos del dispositivo de generación descentralizada y las cargas cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución, y el dispositivo de detección de falla a tierra D2, que está cerca del dispositivo de generación descentralizada cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución.

30  $Z_{2SM}$  es una impedancia de la fuente de secuencia negativa en el lado de la red eléctrica, que incluye una impedancia de área de (sub)transmisión (es decir, una impedancia del sistema de una red eléctrica antes del transformador reductor) y una impedancia de fuga del transformador reductor;  $Z_{2LM}$  es una impedancia de secuencia negativa de líneas o cables entre el transformador reductor y el dispositivo D1;  $I_{2M}$  es una corriente de secuencia negativa medida por el dispositivo D1;  $V_{2M}$  es una tensión de secuencia negativa medida por el dispositivo D1;  $V_2$  es una fuente de tensión de secuencia negativa en la posición de falla;  $Z_{2SN}$  es una impedancia de la fuente de secuencia negativa en el lado del dispositivo de generación descentralizada, que incluye una impedancia de generador y una impedancia de fuga de un transformador elevador;  $Z_{2LN}$  es una impedancia de secuencia negativa de líneas o cables entre el transformador elevador y el dispositivo D2;  $I_{2N}$  es una corriente de secuencia negativa medida por el dispositivo D2,  $V_{2N}$  es una tensión de secuencia negativa medida por el dispositivo D2.

#### 1. Dispositivo de detección de falla a tierra D1

35 Para el dispositivo de detección de falla a tierra D1, el procedimiento de estimación de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra puede comprender: estimar una impedancia del sistema de una red eléctrica en el lado de alta tensión de la red de distribución; estimar una impedancia del transformador del transformador reductor entre el lado de alta tensión y el lado de media tensión en la red de distribución; hacer referencia a la impedancia del sistema de una red eléctrica estimada y la impedancia del transformador en el lado de tensión media para obtener una impedancia de secuencia negativa de una red eléctrica; estimar una impedancia de secuencia negativa de un cable del transformador reductor al dispositivo de detección de falla a tierra; y añadir la impedancia de secuencia negativa de una red eléctrica a la impedancia de secuencia negativa de un cable.

Para el dispositivo de detección de falla a tierra D1, la corriente de secuencia negativa y la tensión de secuencia negativa medida por el mismo satisfacen la siguiente relación:

$$\dot{V}_{2M} = -\dot{I}_{2M} \cdot Z_{2M} = -\dot{I}_{2M} \cdot (Z_{2SM} + Z_{2LM}) = -\dot{I}_{2M} \cdot Z_{2M}.$$

40 De acuerdo con lo descrito con anterioridad,  $Z_{2SM}$  incluye la impedancia de área de (sub)transmisión (es decir, la impedancia del sistema de una red eléctrica antes del transformador reductor) y la impedancia de fuga del transformador reductor, de manera tal que la impedancia en el lado de alta tensión (HV) se puede calcular por medio de:

$$Z_{2SM\_HV} = \frac{(V_K)^2}{S_k} + \frac{(V_N)^2}{S_N} \times Z_K$$

5 en la que  $V_K$  es la tensión en el lado de alta tensión en la red de distribución antes del transformador reductor,  $S_k$  es una capacidad de cortocircuito del lado de alta tensión en la red de distribución antes del transformador reductor;  $S_N$  es una potencia nominal del transformador reductor; y  $Z_K$  es un porcentaje de impedancia de cortocircuito del transformador reductor.

Además, la impedancia del lado de alta tensión (HV) se puede referir a la impedancia del lado de media tensión (MV) de la siguiente manera:

$$Z_{2SMV} = \frac{Z_{2SM\_HV}}{(V_K/V_N)^2},$$

en la que  $V_N$  es la tensión en el lado de tensión media en la red de distribución después del transformador reductor.

10 Se asume que: la tensión en el lado de alta tensión en la red de distribución antes del transformador reductor es 63kV y la capacidad de cortocircuito es 250MVA, la tensión en el lado de tensión media en la red de distribución después del transformador reductor es 21kV y la potencia nominal del transformador reductor es 63MVA, y el porcentaje de impedancia de cortocircuito del transformador reductor es 16%. Por lo tanto, la impedancia del lado de alta tensión (HV) y la impedancia del lado de media tensión (MV) se pueden calcular de la siguiente manera.

15 
$$Z_{2SM\_HV} = \frac{(63kV)^2}{250MVA} + \frac{(63kV)^2}{63MVA} \times 16\% = 25,956 \Omega \xrightarrow{X/R=10} (2,57+25,7'j)\Omega,$$

y

$$Z_{2SM} = \frac{(2,57+25,7'j)\Omega}{(63kV / 21kV)^2} = (0,29+2,86'j)\Omega,$$

en las que  $X/R$  representa una relación de reactancia/resistencia, y, por ejemplo, se puede seleccionar como  $X/R=10$  de acuerdo con las experiencias.

20 La impedancia de secuencia negativa  $Z_{2LM}$  de líneas o cables entre el transformador reductor y el dispositivo D1 se puede calcular por medio de  $Z_{2LM} = z_{12} \cdot L$ , en la que  $z_{12}$  es una impedancia de secuencia negativa por kilómetro, por ejemplo,  $0,2\Omega$  de una resistencia por kilómetro mientras  $0,766mH$  de una inductancia por kilómetro.

25 Si el dispositivo de detección de falla a tierra D1 en el lado de la red eléctrica está instalado justo corriente abajo de la subestación, entonces la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra D1 se puede calcular por medio de  $Z_{2M} = Z_{2SM} + Z_{2LM} = Z_{2SM}$ . Aún en base a los supuestos anteriores, entonces,

$$\varphi_{Z_{2M}} = \arctan\left(\frac{2,86}{0,29}\right) = 84^\circ.$$

30 Por otro lado, si el dispositivo de detección de falla a tierra D1 en el lado de la red eléctrica está instalado muy lejos de la subestación, dado que una distancia más extensa económica desde la subestación a la carga por lo general no excede los 30 kilómetros, para dicho dispositivo de detección de falla a tierra D1 instalado con la distancia extensa límite, su impedancia de secuencia negativa se puede calcular por medio de:

$$Z_{2M} = Z_{2SM} + Z_{2LM} = Z_{2SM} + z_{12} \cdot 30.$$

Aún en base a los supuestos anteriores, entonces

$$Z_{2M} = Z_{2SM} + Z_{2LM} = Z_{2SM} + z_{12} \cdot 30 = 0,29+2,86j + (0,2+0,24 \cdot j) \times 30 = (6,29+10,06j)\Omega$$

$$\varphi_{Z_{2M}} = \arctan\left(\frac{10,06}{6,29}\right) = 58^\circ.$$

Un valor medio entre las dos situaciones límite anteriores se puede seleccionar como el ángulo de la impedancia de secuencia negativa del dispositivo de detección de falla a tierra D1 en el lado de la red eléctrica. Por ejemplo, el ángulo de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra se puede estimar como un primer ángulo predeterminado, tal como 70°.

5 2. Dispositivo de detección de falla a tierra D2

Para el dispositivo de detección de falla a tierra D2, su impedancia de secuencia negativa se calcula también en base al diagrama equivalente que se ilustra en la Fig. 9, y el procedimiento de estimación de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra D2 puede comprender: estimar una impedancia del dispositivo de generación del dispositivo de generación descentralizada; estimar una impedancia del transformador de un transformador elevador entre el dispositivo de generación descentralizada y el lado de tensión media en la red de distribución; hacer referencia a la impedancia del dispositivo de generación estimada y la impedancia del transformador en el lado de tensión media para obtener un dispositivo de generación de impedancia de secuencia negativa; estimar una impedancia de secuencia negativa de un cable del transformador elevador hasta el dispositivo de detección de falla a tierra; y añadir el dispositivo de generación de impedancia de secuencia negativa a la impedancia de secuencia negativa de un cable.

La tensión de secuencia negativa y la corriente de secuencia negativa medidas por el dispositivo de detección de falla a tierra D2 satisfacen la siguiente relación:

$$\dot{V}_{2N} = \dot{I}_{2N} \cdot Z_{2N} = \dot{I}_{2N} \cdot (Z_{2SN} + Z_{2LN}) = \dot{I}_{2N} \cdot Z_{2N}.$$

La impedancia de secuencia negativa  $Z_{2N}$  en el dispositivo de detección de falla a tierra D2 se puede estimar de manera similar. En particular,

$$Z_{2SN\_DG} = \frac{(V_{DG})^2}{S_{DG}} + \frac{(V_N)^2}{S_N} \times Z_K$$

en la que  $V_{DG}$  es la tensión del dispositivo de generación descentralizada,  $S_{DG}$  es una capacidad de cortocircuito del dispositivo de generación descentralizada;  $S_N$  es una potencia nominal del transformador elevador; y  $Z_K$  es un porcentaje de impedancia de cortocircuito del transformador elevador.

Además, la impedancia del dispositivo de generación descentralizada se puede referir al lado de impedancia de la tensión media (MV) de la siguiente manera:

$$Z_{2SN} = \frac{Z_{2SN\_DG}}{(V_{DG}/V_N)^2}.$$

Además, la impedancia de secuencia negativa  $Z_{2LN}$  de los cables entre el transformador elevador y el dispositivo de detección de falla a tierra D2 se puede calcular de manera similar a la  $Z_{2LM}$ . Después, el ángulo de la impedancia de secuencia negativa  $Z_{2N}$  en el dispositivo de detección de falla a tierra D2 se puede estimar de manera correspondiente.

Por ejemplo, el ángulo de la impedancia de secuencia negativa  $Z_{2N}$  en el dispositivo de detección de falla a tierra D2 también puede estar dentro de un intervalo de [58°, 84°]. Como otro ejemplo, el ángulo de la impedancia de secuencia negativa  $Z_{2N}$  en el dispositivo de detección de falla a tierra D2 se puede estimar como un segundo ángulo predeterminado, por ejemplo, también 70°.

La Fig. 10 ilustra de manera esquemática un diagrama de conexión para el dispositivo de detección de falla a tierra D3 que está cerca de las cargas cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución.

La Fig. 11 ilustra de manera esquemática un diagrama equivalente de la red de secuencia negativa para el dispositivo de detección de falla a tierra D3 que está cerca de las cargas cuando se ubica en el lado de tensión media en la red de distribución.

$Z_{2LN}$  es una impedancia de secuencia negativa de los cables entre el dispositivo de detección de falla a tierra D3 y una carga;  $Z_{2\_Carga}$  es una impedancia de secuencia negativa de la carga;  $I_{2N}$  es una corriente de secuencia negativa medida por el dispositivo de detección de falla a tierra D3; y  $V_{2N}$  es una tensión de secuencia negativa medida por el dispositivo de detección de falla a tierra D3.

45 3. Dispositivo de detección de falla a tierra D3

La tensión de secuencia negativa y la corriente de secuencia negativa medidas por el dispositivo de detección de falla a tierra D3 satisfacen la siguiente relación:

$$\dot{V}_{2N} = \dot{I}_{2N} \cdot Z_{2N} = \dot{I}_{2N} \cdot (Z_{2\_Load} + Z_{2LN})$$

5 En un caso en que el dispositivo de detección de falla a tierra D3 está instalado justo al lado de la carga,  $V_{2N} = I_{2N} \cdot Z_{2\_Carga}$ .

Por otro lado, en un caso en que el dispositivo de detección de falla a tierra D3 está lejos de la carga, la impedancia de secuencia negativa de los cables entre el dispositivo de detección de falla a tierra D3 y de la carga se puede calcular de manera similar a lo anterior.

10 Además, la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra D3 se puede estimar de acuerdo con un factor de potencia nominal de la carga. Por ejemplo, el ángulo de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra D3 se puede estimar como un tercer ángulo predeterminado, por ejemplo 26°.

A continuación, se describe la estimación de la tensión de fase A en la etapa S530.

**Estimación de tensión de fase A**

15 Las tensiones de fase A en el dispositivo de detección de falla a tierra D1, el dispositivo de detección de falla a tierra D2 y el dispositivo de detección de falla a tierra D3 se estiman con las impedancias de secuencia negativa calculadas con anterioridad.

1. Dispositivo de detección de falla a tierra D1

De acuerdo con lo descrito con anterioridad, la tensión de secuencia negativa en el D1 se puede expresar como:

20 
$$\dot{V}_{2M} = -\dot{I}_{2M} \cdot Z_{2M} \quad (8)$$

Por consiguiente, el ángulo de tensión de secuencia negativa en el D1 se puede expresar como:  $\varphi_{V2M} = \varphi_{I2M} + 180^\circ + \varphi_{Z2M}$ .

La corriente de secuencia negativa en el D1 se puede expresar por medio de corrientes trifásicas:

$$\dot{I}_{2M} = (\dot{I}_A + \alpha^2 \cdot \dot{I}_B + \alpha \cdot \dot{I}_C) / 3$$

25 Además, la tensión de secuencia negativa en el D1 también se puede expresar por medio de las tensiones trifásicas:

$$3 \cdot \dot{V}_{2M} = \dot{V}_A + \alpha^2 \cdot \dot{V}_B + \alpha \cdot \dot{V}_C$$

Se asume que  $V_{sum} = \alpha^2 \cdot V_B + \alpha \cdot V_C$  para simplificar la expresión.

Debido a que el VPIS puede proporcionar los ángulos exactos de la tensión de fase A, la tensión de fase B y la tensión de fase C, entonces  $V_{sum} = \alpha^2 \cdot FB \cdot e^{j\varphi_B} + \alpha \cdot FC \cdot e^{j\varphi_C}$ .

30 El ángulo de la  $V_{2M}$  es conocido, y tanto la magnitud como el ángulo de la  $V_{sum}$  son conocidos, por lo tanto, se puede obtener una expresión de la siguiente manera:

$$\tan(\varphi_{V2M}) = \frac{\text{Im}V_{sum} + \text{Im}V_A}{\text{Re}V_{sum} + \text{Re}V_A} = \frac{\text{Im}V_{sum} + \text{Re}V_A \cdot \tan(\varphi_A)}{\text{Re}V_{sum} + \text{Re}V_A}$$

Por consiguiente, la parte real y la parte imaginaria de la tensión de fase A  $V_A$  se pueden calcular como:

$$\text{Re}V_A = \frac{-\text{Im}V_{sum} + \tan(\varphi_{V2M}) \cdot \text{Re}V_{sum}}{\tan(\varphi_A) - \tan(\varphi_{V2M})}$$

35 e

$\text{Im}V_a = \text{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A)$ , respectivamente.

La Fig. 12 ilustra la magnitud de tensión de fase A estimada. En la Fig. 12, una línea de extensión se puede trazar en una dirección de  $V_a$  desde un criterio de valoración de  $V_{sum}$ , hasta que esta línea de extensión se cruza con una línea de extensión de  $V_{2M}$ , y una longitud de la línea de extensión trazada en la dirección de  $V_A$  es la magnitud FA de la fase de tensión A.

## 2. Dispositivo de detección de falla a tierra D2

De acuerdo con lo descrito con anterioridad, la tensión de secuencia negativa en el D2 se puede expresar como:  
 $V_{2Ne} = I_{2N} \cdot Z_{2N}$ .

Por consiguiente, el ángulo de tensión de secuencia negativa en el D2 se puede expresar como:  $\varphi_{V_{2N\_real}} = \varphi_{I_{2N}} + \varphi_{Z_{2N}}$ .

La tensión de secuencia negativa aún se expresa por la ecuación anterior (8), dado que la posición de falla no puede estimarse antes de que ocurra la falla, por lo tanto, el ángulo de tensión de secuencia negativa se puede expresar por medio de:

$$\varphi_{V_{2N\_calculado}} = \varphi_{I_{2N}} + \varphi_{Z_{2N}} + 180^\circ.$$

Del mismo modo, la corriente de secuencia negativa en el D2 se puede expresar por medio de corrientes trifásicas:

$$\dot{I}_{2N} = (\dot{I}_A + \alpha^2 \cdot \dot{I}_B + \alpha \cdot \dot{I}_C) / 3$$

Además, la tensión de secuencia negativa en el D2 también se puede expresar por medio de las tensiones trifásicas:

$$3 \cdot \dot{V}_{2N} = \dot{V}_A + \alpha^2 \cdot \dot{V}_B + \alpha \cdot \dot{V}_C$$

Se asume que  $V_{sum} = \alpha^2 \cdot V_B + \alpha \cdot V_C$  para simplificar la expresión.

Del mismo modo, se puede obtener una expresión de la siguiente manera:

$$\tan(\varphi_{V_{2N}}) = \frac{\text{Im}V_{sum} + \text{Im}V_a}{\text{Re}V_{sum} + \text{Re}V_a} = \frac{\text{Im}V_{sum} + \text{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A)}{\text{Re}V_{sum} + \text{Re}V_a}$$

Por consiguiente, la parte real y la parte imaginaria de la tensión de fase A  $V_a$  se pueden calcular como:

$$\text{Re}V_a = \frac{-\text{Im}V_{sum} + \tan(\varphi_{V_{2N}}) \cdot \text{Re}V_{sum}}{\tan(\varphi_A) - \tan(\varphi_{V_{2N}})},$$

e

$\text{Im}V_a = \text{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A)$ , respectivamente.

La Fig. 13 ilustra la magnitud de tensión de fase A estimada. En la FIG. 13, una línea de extensión se puede trazar en una dirección de  $V_A$  desde un criterio de valoración de  $V_{sum}$ , hasta que esta línea de extensión se cruza con una línea de extensión de  $V_{2N}$ , y una longitud de la línea de extensión trazada en la dirección de  $V_A$  es la magnitud FA de la fase de tensión A.

## 3. Dispositivo de detección de falla a tierra D3

Debido a que el ángulo de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra D3 normalmente se decide por un factor de potencia del sistema y por lo general es inferior a  $30^\circ$ , si aún se usa la ecuación anterior (8), el ángulo estimado de la  $-V_{2N}$  se puede desplazar aproximadamente  $40^\circ$ .

Dado que la magnitud de la  $V_{2N}$  por lo general es de un valor pequeño en comparación con la tensión de fase durante la falla monofásica a tierra, se provoca que  $V_{sum}$  y  $V_A$  estén casi fuera de fase  $180^\circ$ . Por lo tanto, los  $40^\circ$  de desplazamiento del ángulo solo provocan un pequeño error en la estimación de FA.

Por lo tanto, similarmente se puede obtener una expresión de la siguiente manera:

$$\tan(\varphi_{V_{2N}}) = \frac{\text{Im}V_{sum} + \text{Im}V_a}{\text{Re}V_{sum} + \text{Re}V_a} = \frac{\text{Im}V_{sum} + \text{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A)}{\text{Re}V_{sum} + \text{Re}V_a}$$

Por consiguiente, la parte real y la parte imaginaria de la tensión de fase A  $V_a$  se pueden calcular como:

$$\text{Re}V_a = \frac{-\text{Im}V_{sum} + \tan(\varphi_{V_{2N}}) \cdot \text{Re}V_{sum}}{\tan(\varphi_A) - \tan(\varphi_{V_{2N}})},$$

5 e

$\text{Im}V_a = \text{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A)$ , respectivamente.

La Fig. 14 ilustra la magnitud de tensión de fase A estimada. En la Fig. 14, una línea de extensión se puede trazar en una dirección de  $V_a$  a partir de un criterio de valoración de  $V_{sum}$ , hasta que esta línea de extensión se cruza con una línea de extensión de  $V_{2N}$ , y una longitud de la línea de extensión trazada en la dirección de  $V_a$  es la magnitud  $F_A$  de la fase de tensión A.

10

En conclusión, se pueden usar las siguientes ecuaciones en el Modo 2:

$$\text{Re}V_b = FB \cdot \cos\varphi_B, \text{Im}V_b = FB \cdot \text{sen}\varphi_B,$$

$$\text{Re}V_c = CR \cdot FB \cdot \cos\varphi_C, \text{Im}V_c = CR \cdot FB \cdot \text{sen}\varphi_C,$$

$$\dot{V}_{sum} = \alpha^2 \cdot \dot{V}_B + \alpha \cdot \dot{V}_C,$$

$$\text{Re}V_a = \frac{-\text{Im}V_{sum} + \tan(\varphi_{V_2}) \cdot \text{Re}V_{sum}}{\tan(\varphi_A) - \tan(\varphi_{V_2})},$$

e

$$\text{Im}V_a = \text{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A),$$

15 en las que

$$\varphi_{V_2} = \varphi_{I_2} + 180^\circ + \varphi_{Z_2}.$$

Por lo tanto, el ángulo de tensión residual se puede calcular por medio de:

$$\varphi_{VR} = a \tan\left(\frac{\text{Im}V_a + \text{Im}V_b + \text{Im}V_c}{\text{Re}V_a + \text{Re}V_b + \text{Re}V_c}\right).$$

20

Después de que se calcula el ángulo de tensión residual, la dirección de la falla monofásica a tierra se puede determinar con al menos una de las ecuaciones anteriores (1) a (6) de acuerdo con el diferente tipo de puesta a tierra del neutro en la red de distribución.

La Fig. 15 ilustra un dispositivo de estimación de un ángulo de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación, que puede estar incluido en los dispositivos de detección de falla a tierra D1 a D3.

25

El dispositivo de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación comprende: un detector de ángulos para una tensión de fase A, un detector de ángulos para una tensión

de fase B y un detector de ángulos para una tensión de fase C; y un estimador de ángulos para una tensión de secuencia cero para estimar el ángulo de tensión de secuencia cero cuando se produce la falla monofásica a tierra en la red de distribución con ángulos de las tensiones de fase respectivas detectados por el detector de ángulos para la tensión de fase A, el detector de ángulos para la tensión de fase B y el detector de ángulos para la tensión de fase C, de acuerdo con un tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución.

De acuerdo con lo descrito con anterioridad, el estimador de ángulos para la tensión de secuencia cero puede establecer una magnitud de una tensión de fase B como un valor de referencia predeterminado, estimar una tensión de fase A y una tensión de fase C mediante el uso de la magnitud de tensión de fase B y los ángulos de la tensión de fase A, la tensión de fase B, y la tensión de fase C, y calcular el ángulo de tensión de secuencia cero mediante el uso de la tensión de fase B y la tensión de fase A estimada y la tensión de fase C estimada.

En un caso en que el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución es una puesta a tierra resonante del neutro o una puesta a tierra aislada del neutro, el estimador de ángulos para la tensión de secuencia cero calcula las partes reales y las partes imaginarias de la fase B, la fase C, y la fase A por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\operatorname{Re}V_b = FB \cdot \cos\varphi_B, \operatorname{Im}V_b = FB \cdot \operatorname{sen}\varphi_B,$$

$$\operatorname{Re}V_c = \frac{k_3}{k_4}, \operatorname{Im}V_c = \operatorname{Re}V_c \cdot \tan(\varphi_C),$$

$$\operatorname{Re}V_a = k_1 \cdot \operatorname{Re}V_c + k_2, \operatorname{Im}V_a = \operatorname{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A).$$

Además, el dispositivo de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación puede comprender además un transformador de corriente de fase A, un transformador de corriente de fase B y un transformador de corriente de fase C.

En un caso en que el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución es una puesta a tierra sólida del neutro, el estimador de ángulos para la tensión de secuencia cero determina una magnitud  $FC$  de la tensión de fase C como un múltiplo predeterminado de la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B, estima un ángulo de una impedancia de secuencia negativa en un dispositivo de detección de falla a tierra, calcula un ángulo de una corriente de secuencia negativa de acuerdo con corrientes trifásicas proporcionadas por el transformador de corriente de fase A, el transformador de corriente de fase B y el transformador de corriente de fase C, y estima las partes reales y las partes imaginarias de la tensión de fase B, la tensión de fase C y la tensión de fase A de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$\operatorname{Re}V_b = FB \cdot \cos\varphi_B, \operatorname{Im}V_b = FB \cdot \operatorname{sen}\varphi_B,$$

$$\operatorname{Re}V_c = CR \cdot FB \cdot \cos\varphi_C, \operatorname{Im}V_c = CR \cdot FB \cdot \operatorname{sen}\varphi_C,$$

$$\dot{V}_{sum} = \alpha^2 \cdot \dot{V}_B + \alpha \cdot \dot{V}_C,$$

$$\operatorname{Re}V_a = \frac{-\operatorname{Im}V_{sum} + \tan(\varphi_{V_2}) \cdot \operatorname{Re}V_{sum}}{\tan(\varphi_A) - \tan(\varphi_{V_2})},$$

e

$$\operatorname{Im}V_a = \operatorname{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A).$$

De este modo, el estimador de ángulos para la tensión de secuencia cero puede calcular el ángulo de tensión residual por medio de:

$$\varphi_{VR} = a \tan \left( \frac{ImVa + ImVb + ImVc}{ReVa + ReVb + ReVc} \right).$$

5 Preferentemente, el dispositivo de detección de falla a tierra puede comprender además un transformador de corriente de secuencia cero para medir la corriente de secuencia cero en la red de distribución trifásica de manera directa, lo que puede eliminar una corriente de diferencia provocada por uno ligeramente no equivalente entre los tres transformadores de corriente separados, en especial en un sistema de una red eléctrica en el que se produce una falla a tierra de alta resistencia o el neutro no está puesto a tierra sólidamente. Por lo tanto, la detección direccional de la falla a tierra es más exacta.

10 Con el procedimiento y el dispositivo de estimación del ángulo de tensión de secuencia cero cuando la falla monofásica a tierra se produce en la red de distribución de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación, el ángulo de tensión de secuencia cero se puede estimar con los ángulos de las tensiones trifásicas proporcionados por el VPIS existente, que elimina los requisitos de equipamiento con transformadores de tensión costosos, por lo que la detección de la falla monofásica a tierra es más simple y más fácil, y se reduce el costo del dispositivo de detección de falla a tierra.

15 Cabe destacar que las figuras individuales solo muestran partes relacionadas con las realizaciones de la presente divulgación por propósitos de concisión y claridad, pero los expertos en la técnica deben entender que el dispositivo y el aparato mostrados en las figuras pueden incluir otras unidades necesarias.

20 En lo anterior se mencionan solo realizaciones específicas de la presente divulgación, y el ámbito de la presente divulgación no está limitado por las mismas. Los expertos en la técnica pueden llevar a cabo con facilidad diversas modificaciones y alteraciones, y se pretende que todas estas modificaciones y alteraciones sean abarcadas dentro de las reivindicaciones adjuntas. Por lo tanto, el alcance de la presente divulgación debe estar definido por las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución, comprendiendo la red de distribución una fase A que tiene la falla a tierra, una fase B y una fase C, comprendiendo el procedimiento: determinar (S320) un tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución;
- 5 **caracterizado porque** el procedimiento comprende:

detectar (S310) un ángulo de fase  $\varphi_A$  de una tensión de fase A, un ángulo de fase  $\varphi_B$  de una tensión de fase B y un ángulo de fase  $\varphi_C$  de una tensión de fase C;

establecer (S410) una magnitud  $FB$  de la tensión de fase B como un valor de referencia predeterminado;

- 10 estimar (S420) la tensión de fase A y la tensión de fase C mediante el uso de la magnitud de tensión de fase B, el ángulo de fase  $\varphi_A$  de la tensión de fase A, el ángulo de fase  $\varphi_B$  de la tensión de fase B y el ángulo de fase  $\varphi_C$  de la tensión de fase C, en base al tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución; y

calcular (S430) el ángulo de fase de la tensión de secuencia cero mediante el uso de la tensión de fase B y la tensión de fase A estimada y la tensión de fase C estimada.

- 15 2. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado porque** el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución es una puesta a tierra resonante del neutro o una puesta a tierra aislada del neutro, las tensiones trifásicas satisfacen las ecuaciones de la siguiente manera:

$$\begin{cases} \operatorname{Re}V_a - \operatorname{Re}V_b = -0,5 \cdot (\operatorname{Re}V_b - \operatorname{Re}V_c) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\operatorname{Im}V_b - j \cdot \operatorname{Im}V_c) \\ \operatorname{Im}V_a - \operatorname{Im}V_b = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\operatorname{Re}V_b - \operatorname{Re}V_c) - 0,5 \cdot (\operatorname{Im}V_b - \operatorname{Im}V_c) \\ \operatorname{Re}V_b - \operatorname{Re}V_c = -0,5 \cdot (\operatorname{Re}V_c - \operatorname{Re}V_a) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\operatorname{Im}V_c - j \cdot \operatorname{Im}V_a) \\ \operatorname{Im}V_b - \operatorname{Im}V_c = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (\operatorname{Re}V_c - \operatorname{Re}V_a) - 0,5 \cdot (\operatorname{Im}V_c - \operatorname{Im}V_a) \end{cases}$$

- 20 en las que  $\operatorname{Re}V_a$  es la parte real de la tensión de fase A,  $\operatorname{Im}V_a$  es la parte imaginaria de la tensión de fase A,  $\operatorname{Re}V_b$  es la parte real de la tensión de fase B,  $\operatorname{Im}V_b$  es la parte imaginaria de la tensión de fase B,  $\operatorname{Re}V_c$  es la parte real de la tensión de fase C,  $\operatorname{Im}V_c$  es la parte imaginaria de la tensión de fase C.

3. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 2, **caracterizado porque** la parte real y la parte imaginaria de la fase B son:

$$\operatorname{Re}V_b = FB \cdot \cos\varphi_B, \operatorname{Im}V_b = FB \cdot \operatorname{sen}\varphi_B,$$

- 25 y las partes reales y las partes imaginarias de la tensión de fase A y la tensión de fase C se calculan mediante el uso de la magnitud de tensión de fase B, el ángulo de fase  $\varphi_B$  de la tensión de fase B, el ángulo de fase  $\varphi_A$  de la tensión de fase A y el ángulo de fase  $\varphi_C$  de la tensión de fase C:

$$\operatorname{Re}V_c = \frac{k_3}{k_4}, \operatorname{Im}V_c = \operatorname{Re}V_c \cdot \tan(\varphi_C),$$

$$\operatorname{Re}V_a = k_1 \cdot \operatorname{Re}V_c, \operatorname{Im}V_a = \operatorname{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A),$$

- 30 en las que

$$\left\{ \begin{array}{l} k1 = \frac{-\frac{\sqrt{3}}{2} + 0,5 \cdot \tan(\varphi_C)}{\tan(\varphi_A)} \\ k2 = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos \varphi_B + 0,5 \cdot \sin \varphi_B}{\tan(\varphi_A)} \cdot FB \\ k3 = FB \sin \varphi_B + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot k2 - 0,5 \cdot k2 \cdot \tan(\varphi_A) \\ k4 = \tan(\varphi_C) + \frac{\sqrt{3}}{2} - k1 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - 0,5 \tan(\varphi_C) + 0,5 \cdot k1 \cdot \tan(\varphi_A) \end{array} \right.$$

4. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado porque** el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución es una puesta a tierra sólida del neutro, dicha estimación de la tensión de fase A y la tensión de fase C comprende:
- 5           estimar (S510) una magnitud  $FC$  de la tensión de fase C mediante el uso de la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B;
- estimar (S520) una impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra; y
- estimar (S530) la tensión de fase A mediante el uso del ángulo de fase  $\varphi_A$  de la tensión de fase A, el ángulo de fase  $\varphi_B$  de la tensión de fase B y el ángulo de fase  $\varphi_C$  de la tensión de fase C, las magnitudes de la tensión de fase B y la tensión de fase C, y la impedancia de secuencia negativa estimada en el dispositivo de detección de falla a tierra.
- 10
5. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 4, **caracterizado porque** dicha estimación de la magnitud de tensión de fase C comprende:
- 15           estimar una relación de proporción entre la magnitud de tensión de fase B y la magnitud de tensión de fase C; y
- calcular una magnitud de tensión de fase C mediante el uso de la magnitud de tensión de fase B y la relación de proporción.
6. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 4, **caracterizado porque** dicha estimación de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra comprende:
- 20           determinar una posición exacta del dispositivo de detección de falla a tierra en la red de distribución; y
- estimar la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra de manera diferente de acuerdo con la posición exacta del dispositivo de detección de falla a tierra.
7. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 6, **caracterizado porque** el dispositivo de detección de falla a tierra está lejos del dispositivo de generación descentralizada y las cargas, y se ubica en un lado de tensión media en la red de distribución, dicha estimación de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra comprende:
- 25           estimar una impedancia del sistema de una red eléctrica en un lado de alta tensión de la red de distribución;
- estimar una impedancia del transformador de un transformador reductor entre el lado de alta tensión y el lado de media tensión en la red de distribución;
- 30           hacer referencia a la impedancia del sistema de una red eléctrica estimada y a la impedancia del transformador en el lado de tensión media para obtener una impedancia de secuencia negativa de una red eléctrica;
- estimar una impedancia de secuencia negativa de un cable del transformador reductor al dispositivo de

detección de falla a tierra; y

añadir la impedancia de secuencia negativa de una red eléctrica a la impedancia de secuencia negativa de un cable.

- 5 8. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 6, **caracterizado porque** el dispositivo de detección de falla a tierra está cerca del dispositivo de generación descentralizada y se ubica en un lado de tensión media en la red de distribución, de acuerdo con la estimación de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra comprende:

estimar una impedancia del dispositivo de generación del dispositivo de generación descentralizada;

- 10 estimar una impedancia del transformador de un transformador elevador entre el dispositivo de generación descentralizada y el lado de tensión media en la red de distribución;

hacer referencia a la impedancia del dispositivo de generación estimada y la impedancia del transformador en el lado de tensión media para obtener un dispositivo de generación de impedancia de secuencia negativa;

- 15 estimar una impedancia de secuencia negativa de un cable del transformador elevador hasta el dispositivo de detección de falla a tierra; y

añadir el dispositivo de generación de impedancia de secuencia negativa a la impedancia de secuencia negativa de un cable.

9. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 4, **caracterizado porque** dicha estimación de la tensión de fase A comprende:

- 20 calcular un ángulo de fase de la tensión de secuencia negativa mediante el uso del ángulo estimado de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra y el ángulo de fase de la corriente de secuencia negativa; y

- 25 estimar una parte real y una parte imaginaria de la tensión de fase A mediante el uso del ángulo de fase  $\varphi_A$  de la tensión de fase A, el ángulo de fase  $\varphi_B$  de la tensión de fase B y el ángulo de fase  $\varphi_C$  de la tensión de fase C, las magnitudes de la tensión de fase B y la tensión de fase C, y el ángulo de fase de la tensión de secuencia negativa.

10. El procedimiento de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 9, **caracterizado porque** la parte real y la parte imaginaria de la tensión de fase A son como sigue:

$$\text{Re}V_a = \frac{-\text{Im}V_{sum} + \tan(\varphi_{V2}) \cdot \text{Re}V_{sum}}{\tan(\varphi_A) - \tan(\varphi_{V2})}$$

30 
$$\text{Im}V_a = \text{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A),$$

en las que  $\text{Re}V_{sum}$  es una parte real de  $V_{sum}$ ,  $\text{Im}V_{sum}$  es una parte imaginaria de  $V_{sum}$ ,

$$\dot{V}_{sum} = \alpha^2 \cdot FB \cdot e^{j\varphi_B} + \alpha \cdot FC \cdot e^{j\varphi_C}, \quad \alpha = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2};$$

$\varphi_{V2} = \varphi_{I2} + 180^\circ + \varphi_{Z2}$ ,  $\varphi_{I2}$  es el ángulo de fase de la corriente de secuencia negativa,  $\varphi_{Z2}$  es el ángulo de fase de la impedancia de secuencia negativa, y  $\varphi_{V2}$  es el ángulo de fase de la tensión de secuencia negativa.

- 35 11. Un dispositivo de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero cuando se produce una falla monofásica a tierra en una red de distribución, la red de distribución comprende una fase A que tiene la falla a tierra, una fase B y una fase C, el dispositivo está **caracterizado porque** comprende:

- 40 un detector de ángulos configurado para detectar un ángulo de fase  $\varphi_A$  de una tensión de fase A, un detector de ángulos configurado para detectar un ángulo de fase  $\varphi_B$  de una tensión de fase B y un detector de ángulos configurado para detectar un ángulo de fase  $\varphi_C$  de una tensión de fase C; y

un estimador de ángulos configurado para establecer una magnitud  $FB$  de la tensión de fase B como un valor de referencia predeterminado, para estimar la tensión de fase A y la tensión de fase C mediante el uso

de la magnitud de tensión de fase B, el ángulo de fase  $\varphi_A$  de la tensión de fase A, el ángulo de fase  $\varphi_B$  de la tensión de fase B y el ángulo de fase  $\varphi_C$  de la tensión de fase C, en base a un tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución; y para calcular el ángulo de fase de la tensión de secuencia cero mediante el uso de la tensión de fase B y la tensión de fase A estimada y la tensión de fase C estimada.

- 5 12. El dispositivo de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 11, en el que el estimador de ángulos está configurado para, en un caso en que el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución es una puesta a tierra resonante del neutro o una puesta a tierra aislada del neutro, calcular partes reales y partes imaginarias de la fase B, la fase C, y la fase A mediante las siguientes ecuaciones:

$$\operatorname{Re}V_b = FB \cdot \cos\varphi_B, \operatorname{Im}V_b = FB \cdot \operatorname{sen}\varphi_B,$$

$$\operatorname{Re}V_c = \frac{k_3}{k_4}, \operatorname{Im}V_c = \operatorname{Re}V_c \cdot \tan(\varphi_C),$$

$$\operatorname{Re}V_a = k_1 \cdot \operatorname{Re}V_c, \operatorname{Im}V_a = \operatorname{Re}V_a \cdot \tan(\varphi_A),$$

10 en las que  $\operatorname{Re}V_a$  es la parte real de la tensión de fase A,  $\operatorname{Im}V_a$  es la parte imaginaria de la tensión de fase A,  $\operatorname{Re}V_b$  es la parte real de la tensión de fase B,  $\operatorname{Im}V_b$  es la parte imaginaria de la tensión de fase B,  $\operatorname{Re}V_c$  es la parte real de la tensión de fase C,  $\operatorname{Im}V_c$  es la parte imaginaria de la tensión de fase C, y

$$\left\{ \begin{array}{l} k_1 = \frac{-\frac{\sqrt{3}}{2} + 0,5 \cdot \tan(\varphi_C)}{\tan(\varphi_A)} \\ k_2 = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos\varphi_B + 0,5 \cdot \operatorname{sen}\varphi_B}{\tan(\varphi_A)} \cdot FB \\ k_3 = FB \operatorname{sen}\varphi_B + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot k_2 - 0,5 \cdot k_2 \cdot \tan(\varphi_A) \\ k_4 = \tan(\varphi_C) + \frac{\sqrt{3}}{2} - k_1 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - 0,5 \tan(\varphi_C) + 0,5 \cdot k_1 \cdot \tan(\varphi_A) \end{array} \right.$$

- 15 13. El dispositivo de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 11, que además comprende un transformador de corriente de fase A, un transformador de corriente de fase B y un transformador de corriente de fase C,

20 en el que el estimador de ángulos está configurado para, en un caso en que el tipo de puesta a tierra del neutro de la red de distribución es una puesta a tierra sólida del neutro, determinar una magnitud  $FC$  de la tensión de fase C como un múltiplo predeterminado de la magnitud  $FB$  de la tensión de fase B, estimar un ángulo de una impedancia de secuencia negativa en un dispositivo de detección de falla a tierra, calcular un ángulo de una corriente de secuencia negativa de acuerdo con corrientes trifásicas proporcionadas por el transformador de corriente de fase A, el transformador de corriente de fase B y el transformador de corriente de fase C, y estimar la parte real y la parte imaginaria de la tensión de fase A de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$\operatorname{Re}V_a = \frac{-\operatorname{Im}V_{sum} + \tan(\varphi_{V_2}) \cdot \operatorname{Re}V_{sum}}{\tan(\varphi_A) - \tan(\varphi_{V_2})}$$

$$\text{Im } V_a = \text{Re } V_a \cdot \tan(\varphi_A),$$

en las que  $\text{Re } V_{sum}$  es una parte real de  $V_{sum}$ ,  $\text{Im } V_{sum}$  es una parte imaginaria de  $V_{sum}$ ,

$$\dot{V}_{sum} = \alpha^2 \cdot FB \cdot e^{j\varphi_B} + \alpha \cdot FC \cdot e^{j\varphi_C}, \quad \alpha = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2};$$

- 5  $\varphi_{V2} = \varphi_{I2} + 180^\circ + \varphi_{Z2}$ ,  $\varphi_{I2}$  es el ángulo de la corriente de secuencia negativa,  $\varphi_{Z2}$  es el ángulo de la impedancia de secuencia negativa, y  $\varphi_{V2}$  es un ángulo de una tensión de secuencia negativa.
- 10 **14.** El dispositivo de estimación de un ángulo de fase de una tensión de secuencia cero de acuerdo con la reivindicación 13, en el que el ángulo de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra se estima como un primer ángulo predeterminado, en un caso en que el dispositivo de detección de falla a tierra está lejos del dispositivo de generación descentralizada y las cargas, y se ubica en un lado de tensión media en la red de distribución;
- el ángulo de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra se estima como un segundo ángulo predeterminado en un caso en que el dispositivo de detección de falla a tierra está cerca del dispositivo de generación descentralizada y se ubica en un lado de tensión media en la red de distribución; y
- 15 el ángulo de la impedancia de secuencia negativa en el dispositivo de detección de falla a tierra se estima como un tercer ángulo predeterminado en un caso en que el dispositivo de detección de falla a tierra está cerca de las cargas, y se ubica en un lado de tensión media en la red de distribución.

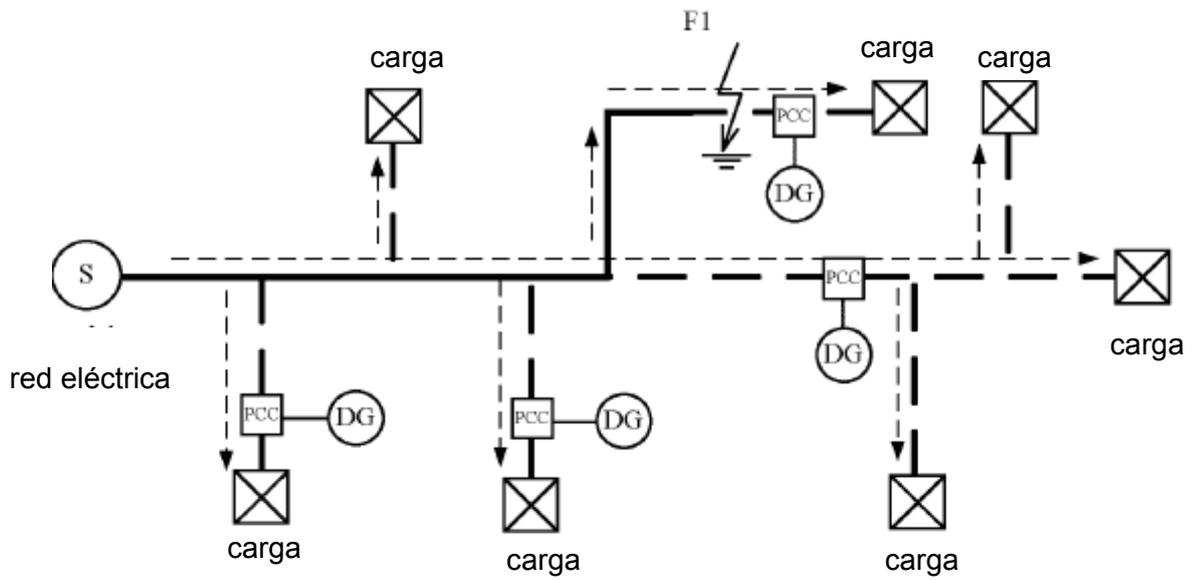


Fig.1

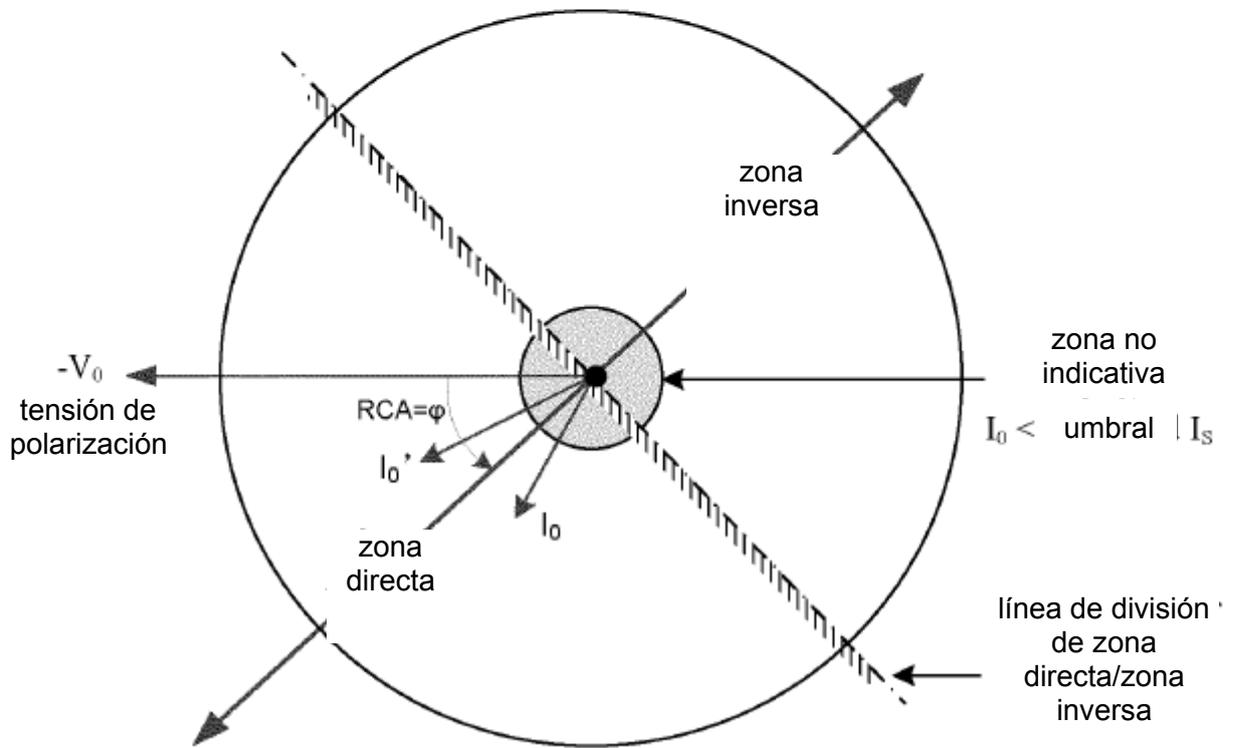


Fig.2A

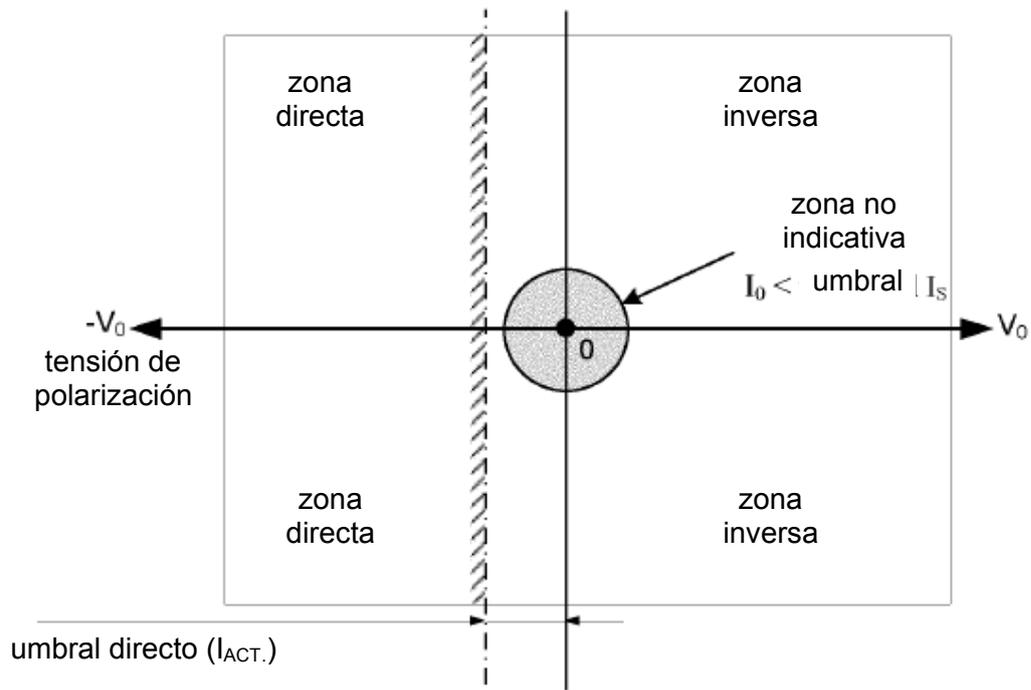


Fig.2B

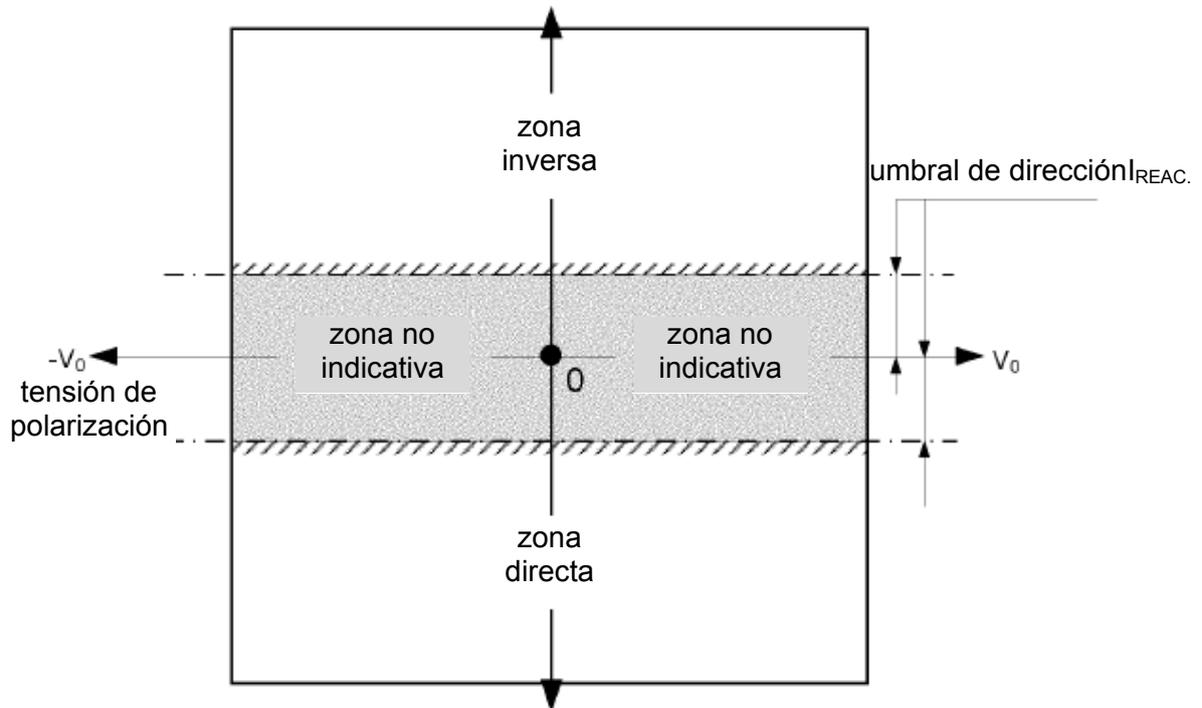


Fig.2C

300

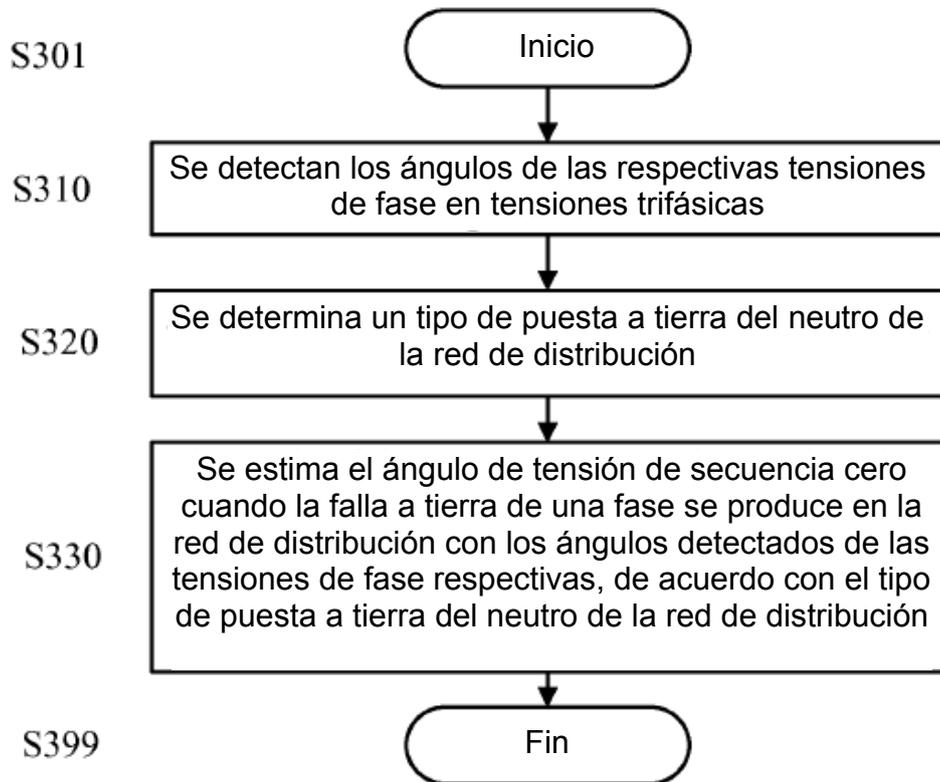


Fig.3

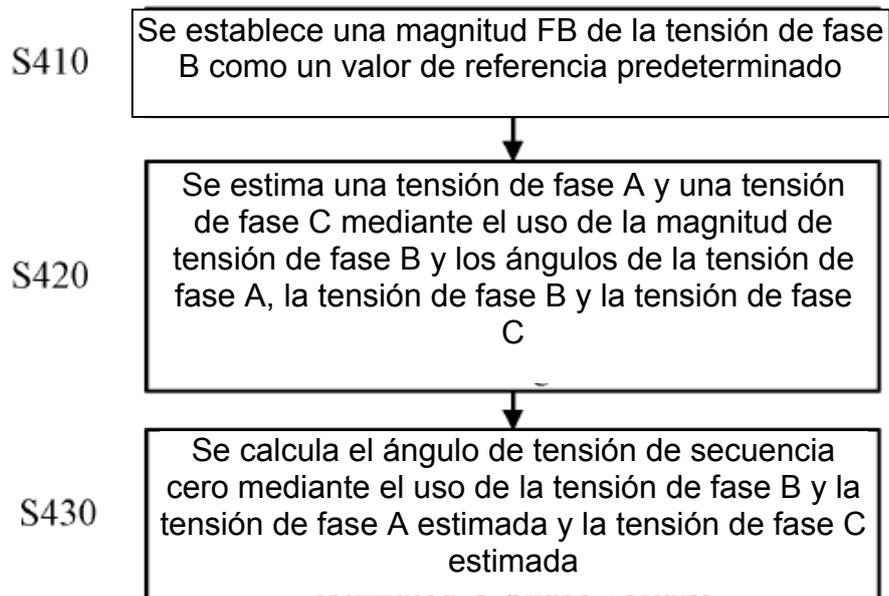


Fig.4

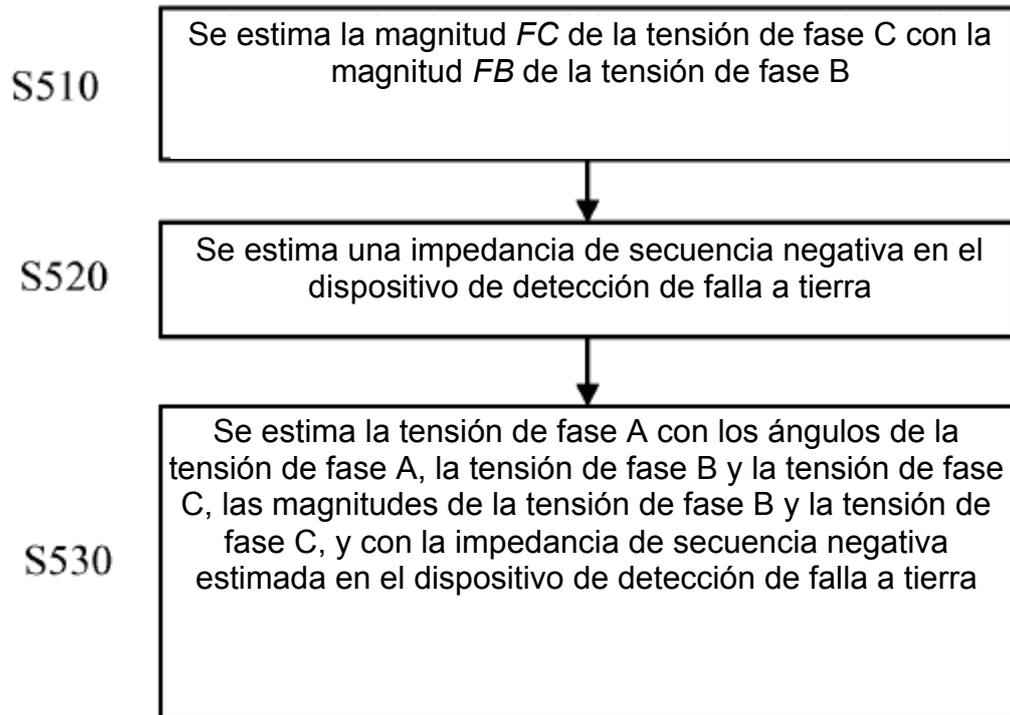


Fig.5

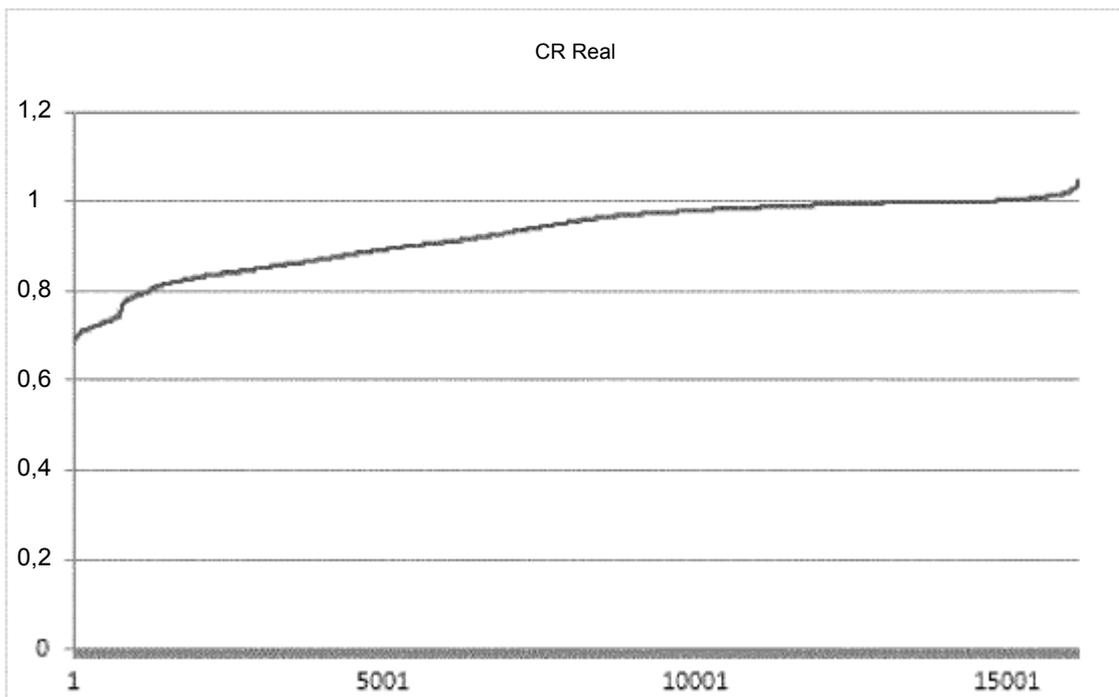


Fig.6

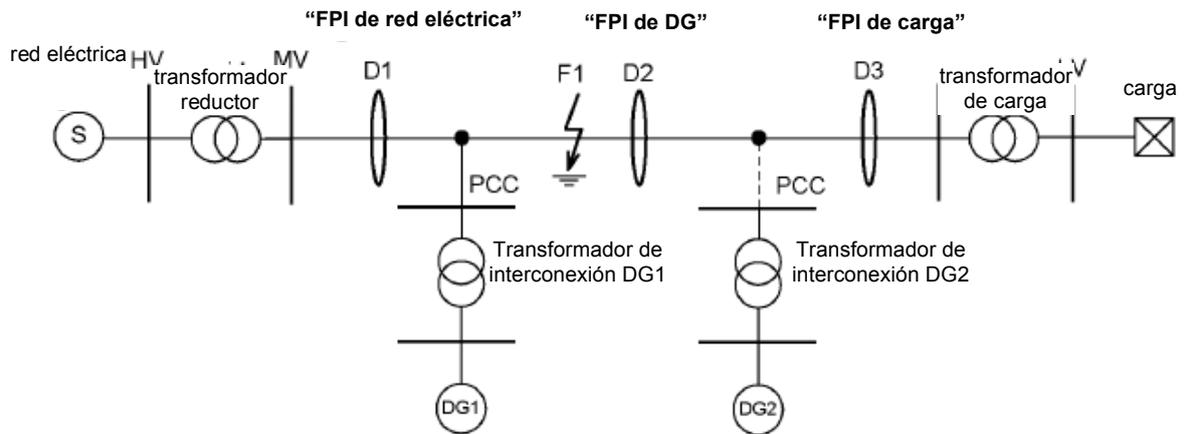


Fig.7

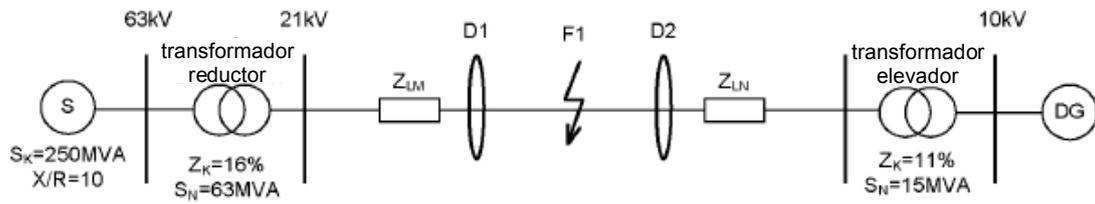


Fig.8

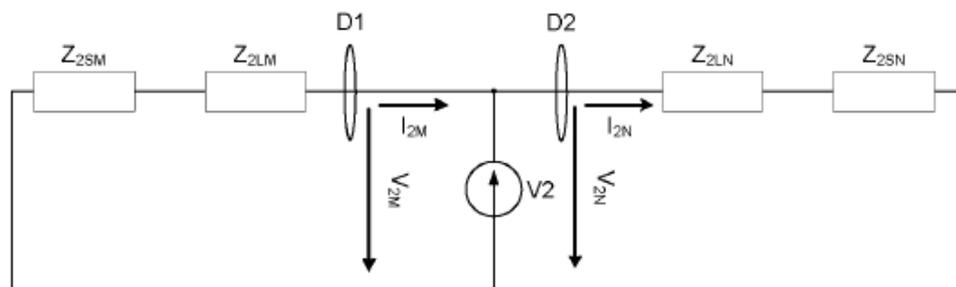


Fig.9

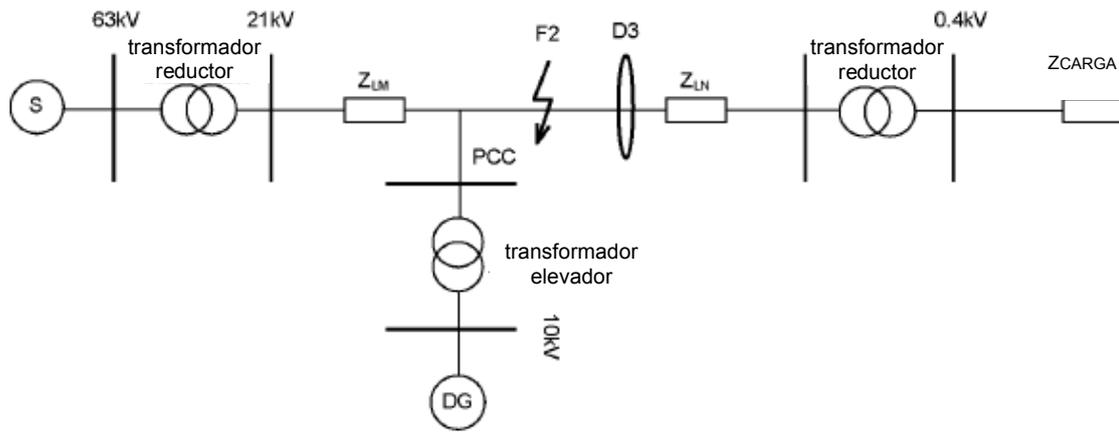


Fig.10

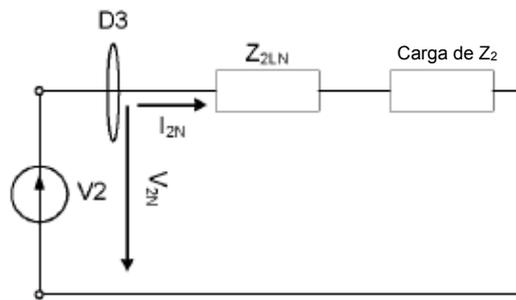


Fig.11

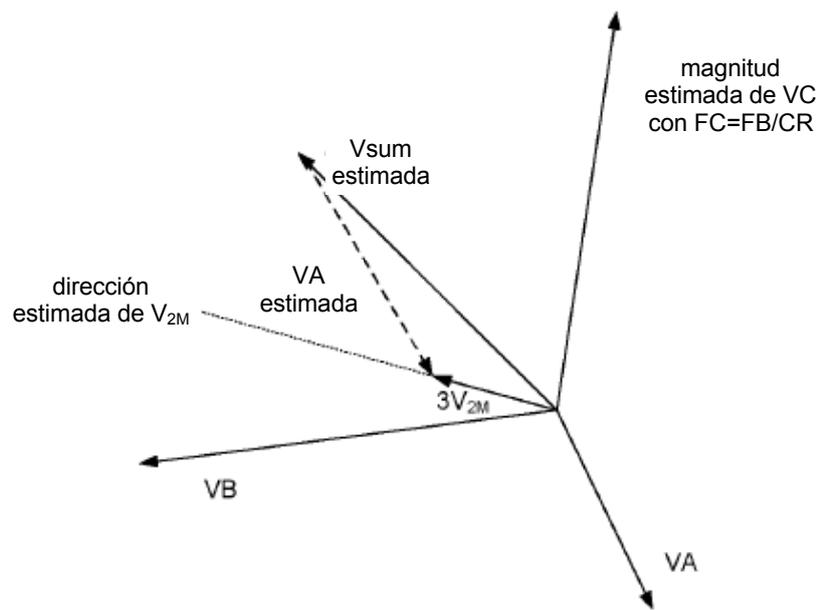


Fig.12

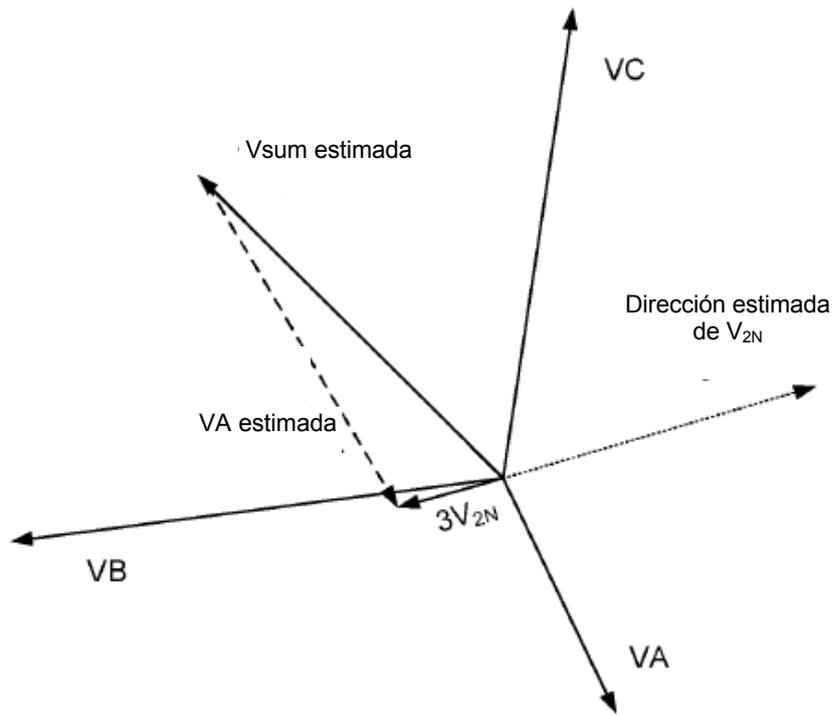


Fig.13

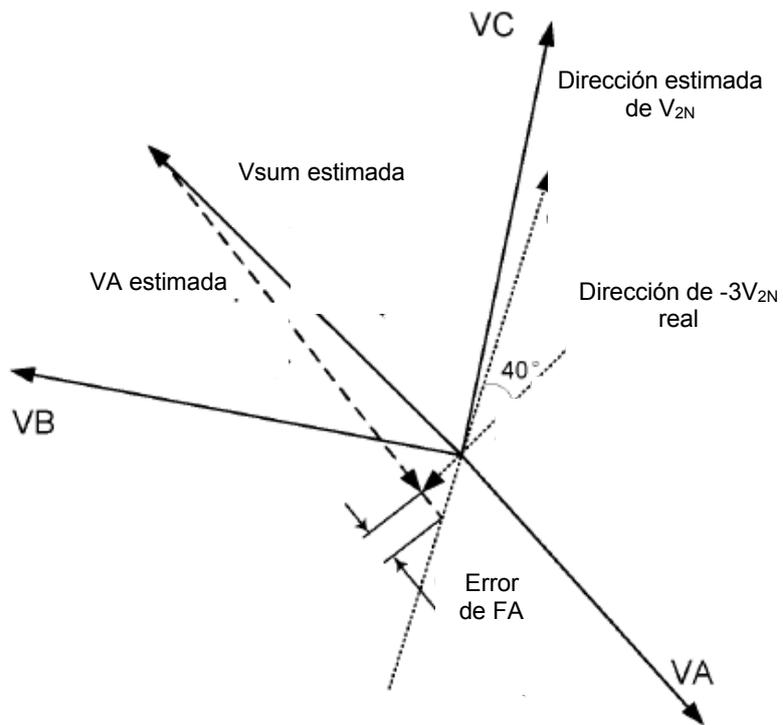


Fig.14

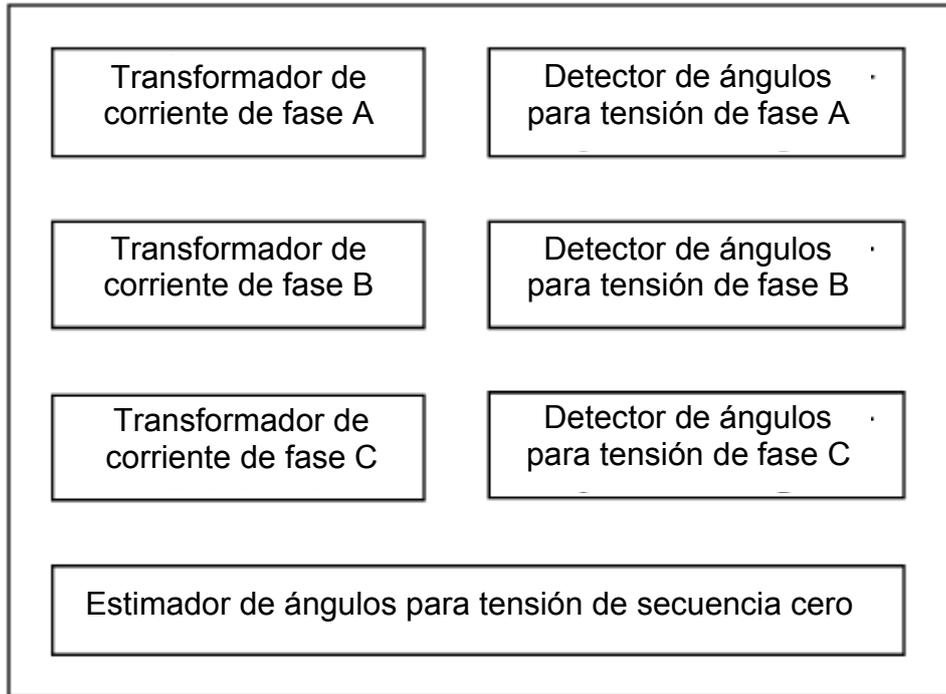


Fig.15