

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 964 223**

51 Int. Cl.:

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 3/50 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.11.2020** **E 20206699 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.10.2023** **EP 3996231**

54 Título: **Procedimiento y aparato para detectar una isla en un sistema distribuido de potencia eléctrica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
04.04.2024

73 Titular/es:
ROLLS-ROYCE SOLUTIONS GMBH (50.0%)
Maybachplatz 1
88045 Friedrichshafen, DE y
ROLLS-ROYCE PLC (50.0%)

72 Inventor/es:
KOLLIMALLA, SATHISH KUMAR;
SHICONG, YANG;
DASGUPTA, SOUVIK y
DEMHARTER, JOHANNES

74 Agente/Representante:
ROEB DÍAZ-ÁLVAREZ, María

ES 2 964 223 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 aparato para detectar una isla en un sistema distribuido de potencia eléctrica

- 5 La invención se refiere a un procedimiento para detectar la formación de islas de un sistema distribuido de potencia eléctrica según la parte del preámbulo de la reivindicación 1. Un respectivo sistema distribuido de potencia eléctrica comprende al menos un generador distribuido de potencia eléctrica para generar y suministrar potencia eléctrica a una conexión, en particular una línea de potencia para potencia eléctrica, en donde el sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica.
- 10 La invención también se refiere a un controlador respectivo, una disposición de detección de isla y un sistema distribuido de potencia eléctrica.
- 15 Los sistemas distribuidos de potencia eléctrica que incluyen fuentes de generación eléctrica relativamente pequeñas, en particular generadores de potencia eléctrica, se utilizan a menudo para alimentar energía activa adicional a una red pública cercana a una carga eléctrica local o para garantizar energía de reserva para cargas críticas cuando la energía de la red se interrumpe temporalmente. Esos generadores distribuidos suelen estar interconectados con una red de potencia eléctrica de mayor escala para permitir compartir el exceso de energía que generan.
- 20 Sin embargo, un problema persistente en los sistemas distribuidos de generación de potencia es el peligro para el personal y el equipo que se produce cuando un sistema distribuido de potencia eléctrica se desconecta involuntariamente de un segmento de la red de potencia eléctrica que contiene una fuente de generación central primaria. Como resultado de esto, el sistema distribuido de potencia eléctrica distribuida y la carga local forman una isla. Por lo tanto, esta condición a menudo se denomina "isla involuntaria".
- 25 Al perder la conexión a la red de potencia eléctrica, las diferencias en la potencia activa y reactiva de la carga de la isla local y la generación de energía del sistema eléctrico distribuido pueden provocar grandes cambios repentinos de voltaje, lo que generalmente provoca que un dispositivo de protección del sistema distribuido de potencia eléctrica actuar inmediatamente.
- 30 Sin embargo, si la potencia activa y la potencia reactiva de la carga de la isla local coinciden con la potencia activa y la potencia reactiva generadas por la fuente de energía distribuida, no habrá ningún salto de voltaje que active el dispositivo de protección. A menos que exista una detección de isla alternativa, el generador distribuido continuaría funcionando, lo que puede provocar una serie de problemas potencialmente graves. Debido a la pérdida de red, los equipos eléctricos pueden resultar dañados por variaciones incontroladas de tensión y frecuencia. Además, el personal de servicio o el público pueden resultar perjudicados por la activación inadvertida de las líneas por parte del sistema distribuido de potencia eléctrica.
- 35 Por lo tanto, es un esfuerzo común detectar una operación en isla de un sistema distribuido de potencia eléctrica en general y en particular en los casos mencionados anteriormente. Un sistema distribuido de potencia eléctrica respectivo comprende generalmente al menos un generador distribuido de potencia eléctrica para generar y suministrar potencia eléctrica a una conexión, en particular una línea de potencia para potencia eléctrica, en donde el sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica. Para detectar la formación de islas, un procedimiento conocido comprende:
- 45 - generar una señal de potencia reactiva que tiene al menos una componente de señal de sonda de un tipo especificado mediante una disposición de detección de isla acoplada a la conexión,
 - inyectar la señal de potencia reactiva en la conexión,
 - medir una tensión o frecuencia del sistema distribuido de potencia eléctrica en la conexión.
- 50 En términos generales, se aplica un algoritmo de identificación de isla a una cantidad monitorizada, donde la medición de una tensión o frecuencia es la cantidad más destacada. Un resultado del algoritmo de identificación de isla es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica. Para detectar el aislamiento involuntario de sistemas distribuidos de potencia eléctrica, se han formulado varios enfoques a este respecto.
- 55 El documento EP 1 926 844 B1 describe un procedimiento para detectar el funcionamiento en isla de un generador distribuido de potencia del tipo mencionado anteriormente como se indica en la introducción y proporciona un dispositivo para detectar el funcionamiento en isla según el procedimiento descrito. El procedimiento comprende los siguientes pasos. En un primer paso se introduce una corriente de onda de referencia reactiva. En un segundo paso se detectan mediante medición los cambios de la tensión de carga de la isla local provocados por la corriente de onda de referencia reactiva. En un tercer paso, se muestrean y almacenan los valores reales de tensión de carga. Además, se calcula una diferencia absoluta entre el valor de voltaje de carga real y un valor de voltaje de carga previamente
- 60

muestreado y almacenado y se compara con un valor umbral de detección de aislamiento predefinido, donde la diferencia absoluta que pasa el umbral indica un aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica.

5 En variantes del procedimiento divulgado por el documento EP 1 926 844 B1, se implementa un contador para contar el número de detecciones de pérdida de red dentro de un período de tiempo específico, en donde solo se detecta una pérdida de red, si dentro de un período de tiempo predefinido el incremento del valor del contador excede un valor umbral de contador predefinido.

10 Un problema de este y otros enfoques surge del hecho de que una cantidad monitorizada simple aunque establecida, como la tensión de carga de la isla local con magnitud y frecuencia, es insuficiente. La razón es que, aunque dicha cantidad monitorizada aparentemente puede ser estable, el sistema distribuido de potencia eléctrica ya se encuentra en un modo de funcionamiento en isla.

15 Aquí también se identifica el documento del estado de la técnica EP2501014A1 que se refiere a la generación distribuida de potencia y en particular a la detección de condiciones de aislamiento para generadores distribuidos. Divulga el preámbulo de las reivindicaciones independientes 1, 16 y 17.

20 Finalmente, se cita el documento XP011752855 "Islanding Detection of Synchronous Generator-Based DGs using Rate of Change of Reactive Power" IEEE SYSTEMS JOURNAL, IEEE, US, vol. 13, no. 4, 4 diciembre 2019 , páginas 4344-4354, ISSN: 1932-8184, DOI: 10.1109/JSYST.2018.28899S1.

25 Por tanto, un objeto de la presente invención es proporcionar un procedimiento mejorado para detectar el aislamiento de un sistema distribuido de potencia eléctrica. Además, un objetivo de la presente invención es proporcionar una disposición, en particular un aparato y un sistema para realizar este procedimiento. En particular, es deseable llegar a una alerta temprana de isla con este procedimiento y disposición.

A continuación se describirá el procedimiento según el primer aspecto de la invención.

30 El objetivo de proporcionar un procedimiento mejorado para detectar la formación de islas de un sistema distribuido de potencia eléctrica se logra mediante un primer aspecto de la invención según el procedimiento descrito en la reivindicación 1 para detectar la formación de islas de un sistema distribuido de potencia eléctrica. Como se describe en el preámbulo, el procedimiento comprende:

- 35 - generar una señal de potencia reactiva que tiene al menos una componente de señal de sonda de un tipo especificado mediante una disposición de detección de isla acoplada a la conexión,
- inyectar la señal de potencia reactiva en la conexión,
- determinar una o más cantidades monitorizadas, que son indicativas de una respuesta del sistema distribuido de potencia eléctrica a la señal de potencia reactiva inyectada, y
- 40 - aplicar un algoritmo de identificación de isla a cada una de las una o más cantidades monitorizadas determinadas, en donde un resultado del algoritmo de identificación de isla es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica.

Según la invención, al menos una de las cantidades monitorizadas implica una cantidad que consiste en:

- 45 - una segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia de una tensión asociada a la potencia eléctrica generada.

Adicionalmente, la al menos una de las cantidades monitorizadas puede incluir, además, una cantidad del grupo que consiste en:

- 50 - una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión asociada a la potencia eléctrica generada y
- un ángulo de rotor del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica.

La invención se basa en el conocimiento de que si el sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplada o desacoplada de la red de potencia eléctrica, en el mejor de los casos se detecta mediante el control de las cantidades que se ven afectadas por la inyección de la señal de potencia reactiva y cuya magnitud de variación debido a la señal de potencia reactiva inyectada depende de si el sistema distribuido de potencia eléctrica está conectado a la red o en isla. En este sentido conceptual, los inventores reconocieron que el desacoplamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica se detecta en el mejor de los casos utilizando una cantidad monitorizada, que involucra al menos las cantidades enumeradas anteriormente.

60 Así, el procedimiento es adecuado para detectar la formación de islas de un sistema distribuido de potencia eléctrica, incluyendo el sistema distribuido de potencia eléctrica al menos un generador distribuido de potencia eléctrica para generar y proporcionar potencia eléctrica a una conexión, en particular una línea de potencia para potencia eléctrica,

en donde el sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica. El procedimiento comprende una serie de pasos como se describe a continuación.

5 En un primer paso se genera una señal de potencia reactiva, donde la señal de potencia reactiva tiene al menos una componente de señal de sonda de un tipo especificado. La señal de potencia reactiva se genera mediante una disposición de detección de isla acoplada a la conexión entre el sistema distribuido de potencia eléctrica y la red de potencia eléctrica y, en un paso posterior, se inyecta en la conexión.

10 En un paso preferiblemente posterior, se determinan una o más cantidades monitorizadas, que son indicativas de una respuesta del sistema distribuido de potencia eléctrica a la señal de potencia reactiva inyectada, y donde al menos una de las cantidades monitorizadas implica una cantidad de un grupo que consiste de una segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia de una tensión asociada a la potencia eléctrica generada, una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de voltaje de la tensión asociada a la potencia eléctrica generada, y un ángulo de rotor de al menos un generador distribuido de potencia eléctrica.

15 De forma preferible posteriormente, se aplica un algoritmo de identificación de isla a cada una de las una o más cantidades monitorizadas determinadas, donde un resultado del algoritmo de identificación de isla es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica.

20 La base de la invención parte del reconocimiento de que la detección de un aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica se realiza mejor inyectando una señal de potencia reactiva en la conexión, que acopla el sistema distribuido de potencia eléctrica y la red de potencia eléctrica. La señal de potencia reactiva funciona como señal de sonda, que introduce una perturbación definida en el sistema distribuido de potencia eléctrica. Si el sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplado a la red de potencia eléctrica, la perturbación no afectará la producción de energía por parte del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica debido a un efecto estabilizador de la red de potencia eléctrica. Sin embargo, si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplada de la red de potencia eléctrica, la señal de potencia reactiva perturba el generador de potencia eléctrica del generador eléctrico distribuido de potencia eléctrica. El término "aislamiento" (o "formación de isla") se utiliza como sinónimo de "desacoplamiento" del sistema distribuido de potencia eléctrica de la red de potencia eléctrica.

30 En un segundo aspecto, la invención conduce a un controlador según la reivindicación 16 para detectar la formación de isla en un sistema distribuido de potencia eléctrica.

35 En un tercer aspecto, la invención conduce a una disposición de detección de isla como se reivindica en la reivindicación 17 y en un cuarto aspecto a un sistema distribuido de potencia eléctrica como se reivindica en la reivindicación 18.

40 Estas y otras configuraciones desarrolladas de la invención se describen con mayor detalle en las reivindicaciones dependientes. De este modo se mejoran aún más las ventajas mencionadas del concepto propuesto. Para cada característica de las reivindicaciones dependientes se reivindica una protección independiente de todas las demás características de esta divulgación.

45 En una realización preferida del procedimiento, el paso de determinar una o más cantidades monitorizadas comprende además los dos pasos siguientes. En un primer paso se mide la tensión del sistema distribuido de potencia eléctrica en la conexión. A continuación, en un segundo paso, a partir de la tensión medida se derivan la una o más cantidades monitorizadas. Esta realización es particularmente ventajosa porque requiere acceso únicamente a la conexión de potencia, en la que se puede realizar tanto la inyección de la señal de potencia reactiva como la medición de la tensión.

50 En otra realización preferida más del procedimiento, el algoritmo de detección de isla generalmente comprende identificar si al menos una cantidad monitorizada excede un valor umbral y aplicar un criterio de decisión al respecto. En particular, se prefiere que comprenda las dos etapas siguientes:

- identificar, dentro de una ventana de tiempo de monitorización de una duración de ventana de tiempo, intervalos de tiempo durante los cuales al menos una cantidad monitorizada excede un valor umbral, y
- aplicar un criterio de decisión a los intervalos de tiempo identificados dentro de la ventana de tiempo de monitorización, donde un resultado de aplicar el criterio de decisión a los intervalos de tiempo identificados es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica.

60 Estos dos pasos son particularmente adecuados para identificar una isla del sistema distribuido de potencia eléctrica, ya que pueden usarse para una amplia gama de diferentes cantidades monitorizadas.

En una variante de esta realización, el valor umbral se determina mediante un procedimiento de monitorización en línea de la amplitud de la una o más cantidades monitorizadas. Se prefiere que el procedimiento de monitorización en línea adapte continuamente el valor umbral debido a una condición de carga cambiante del sistema distribuido de

potencia eléctrica. Esto es especialmente ventajoso, ya que la amplitud de las magnitudes vigiladas normalmente no sólo depende de la señal de potencia reactiva, sino también de la carga del sistema distribuido de potencia eléctrica. Como resultado, una monitorización en línea permite una adaptación continua de los valores umbral a las condiciones de carga. Como resultado, se reduce el número de detecciones de falsos positivos o falsos negativos de un aislamiento.

En otra variante de esta realización, el criterio de decisión y/o el valor umbral están predeterminados de acuerdo con al menos una componente de señal de sonda. Esto es particularmente ventajoso para evitar la detección de falsos positivos o falsos negativos de un aislamiento. Usar un valor umbral predeterminado de acuerdo con al menos una componente de señal de sonda es particularmente útil cuando la carga suministrada al al menos un generador distribuido de potencia eléctrica es mayor que el 50%. En este caso se puede desprestigiar la influencia de la carga sobre la amplitud de la cantidad monitorizada y, por lo tanto, depende únicamente de la amplitud de la al menos una componente de la señal de sonda. La idea de un valor umbral predeterminado y una monitorización en línea para determinar el valor umbral también se pueden combinar en un único algoritmo dependiendo de la condición de carga.

En una forma particular de esta variante, el criterio de decisión está predeterminado basándose en un número de picos máximos y mínimos de la al menos una componente de señal de sonda durante una duración de ventana de tiempo. En una forma alternativa, el criterio de decisión está predeterminado basándose en un número de flancos ascendentes y descendentes de la al menos una componente de señal de sonda durante una duración de ventana de tiempo.

En una configuración preferida del procedimiento, la disposición de detección de isla está acoplado por enchufe a la conexión. Esto es ventajoso porque la disposición de detección de isla se puede agregar a cualquier sistema distribuido de potencia eléctrica que incluya al menos un generador distribuido de potencia eléctrica.

En otro desarrollo preferido del procedimiento, el al menos un generador distribuido de potencia eléctrica se opera en un modo de operación en isla predeterminado, si el resultado de aplicar el algoritmo de detección de isla es indicativo de que el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica. Esto es particularmente ventajoso para evitar cualquier daño provocado por el aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica.

En una variante de esta realización, el modo de funcionamiento en isla predeterminado conduce a un apagado del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica, para evitar cualquier peligro provocado por el aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica.

En otra configuración del procedimiento, la al menos una cantidad monitorizada es una diferencia entre un ángulo de rotor del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica y un valor promedio del ángulo de rotor del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica. Este procedimiento es especialmente ventajoso porque las cantidades antes mencionadas son especialmente adecuadas para detectar de forma fiable un aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica.

En otro desarrollo más del procedimiento, el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica, si

- un conteo de los intervalos de tiempo identificados excede un valor umbral de conteo, y/o
- un tiempo acumulado de los intervalos de tiempo identificados exceden un valor umbral de tiempo acumulado. Este desarrollo es especialmente ventajoso, porque los dos criterios de decisión descritos anteriormente son especialmente adecuados para detectar un aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica basándose en los intervalos de tiempo identificados.

En otro desarrollo del procedimiento, al menos una cantidad monitorizada es un valor absoluto de la primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión asociada a la potencia eléctrica generada. Además, el criterio de decisión para esa cantidad monitorizada define un límite superior para el número de intervalos de tiempo identificados, que, si se excede por los intervalos de tiempo identificados, indica el sistema distribuido de potencia eléctrica que se va a desacoplar. Este desarrollo es particularmente ventajoso porque los cambios de la primera derivada con respecto al tiempo del ángulo de tensión son indicativos de un aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica. Además, el uso de un límite superior para el número de intervalos de tiempo identificados evita una detección falsa de un aislamiento debido a la fluctuación estadística de la primera derivada con respecto al tiempo del ángulo de tensión.

En otro desarrollo más del procedimiento, al menos una cantidad monitorizada es un valor absoluto de una segunda derivada con respecto al tiempo de una frecuencia de la tensión asociada a la potencia eléctrica generada. Además, el criterio de decisión de esa cantidad monitorizada define un límite superior para el número de intervalos de tiempo identificados, que, si se excede por los intervalos de tiempo identificados, indica el sistema distribuido de potencia eléctrica que debe desacoplarse. Este desarrollo es particularmente ventajoso porque, si el sistema distribuido de

potencia eléctrica se desacopla de la red de potencia, la señal de potencia reactiva hará que el valor absoluto de la segunda derivada con respecto al tiempo de una frecuencia supere el valor umbral. Además, es especialmente fiable determinar el sistema distribuido de potencia eléctrica que debe desacoplarse de la red de potencia eléctrica basándose en un límite superior del número de intervalos de tiempo identificados.

5 En otro desarrollo más del procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, al menos una cantidad monitorizada es un valor absoluto de una diferencia entre un ángulo de rotor del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica y un ángulo de rotor promedio del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica, donde el ángulo de rotor promedio se determina promediando el ángulo de rotor durante un intervalo de tiempo de promedio.
10 Además, el criterio de decisión para esa cantidad monitorizada define un límite superior para el número de intervalos de tiempo identificados, que, si se excede por los intervalos de tiempo identificados, indica el sistema distribuido de potencia eléctrica que se va a desacoplar. Esta configuración es especialmente ventajosa porque, si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica, la señal de potencia reactiva influye en el ángulo de rotor de al menos un generador distribuido de potencia eléctrica. Como resultado, la diferencia entre
15 un ángulo de rotor y un ángulo de rotor promedio se puede utilizar para detectar de manera confiable un aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica. Además, resulta especialmente fiable determinar, basándose en el número de intervalos de tiempo identificados, si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica.

20 En una variante del desarrollo descrito, el intervalo de tiempo de promedio corresponde a la ventana de tiempo de monitorización. Esto es ventajoso, porque la ventana de tiempo de monitorización es de una longitud de tiempo suficientemente corta de modo que el ángulo de rotor promedio se actualiza con la frecuencia suficiente para ajustarse a variaciones a medio y largo plazo del ángulo de rotor y de un tiempo suficiente para realizar un procedimiento de promediación.

25 En otro desarrollo más del procedimiento, la al menos una componente de señal de sonda es periódica respecto al tiempo y comprende
- una función similar a una onda cuadrada con tiempos de subida y bajada cortos, y/o
- una función similar a una función escalonada con tiempos de subida o bajada cortos entre escalones, que aumenta
30 monótonamente durante una primera media onda de la función similar a una función escalonada y disminuye monótonamente durante una segunda media onda de la función similar a una función escalonada. Este desarrollo es particularmente ventajoso, porque los flancos ascendentes y descendentes de la función de onda cuadrada introducen perturbaciones en el sistema que el sistema distribuido de potencia eléctrica no puede compensar completamente si se desacopla de la red de potencia eléctrica. Además, la función similar a una función escalonada empuja
35 continuamente las cantidades que caracterizan la tensión del sistema distribuido de potencia eléctrica hacia el valor umbral.

En un perfeccionamiento adicional del procedimiento, la señal de potencia reactiva inyectada es una función periódica con respecto al tiempo que tiene al menos una de los siguientes componentes de señal de sonda:
40 - una función similar a una onda cuadrada con una amplitud positiva durante la primera mitad del período de la señal de potencia reactiva y una amplitud negativa durante la segunda mitad del período; y/o
- una función similar a una onda cuadrada con una amplitud positiva durante una fracción de la primera mitad del período mientras que la amplitud es cero durante la parte restante de la primera mitad del período y una amplitud negativa durante una fracción de la segunda mitad del período mientras que la amplitud es cero durante el resto de la
45 segunda mitad del período; y/o
- una función similar a una función escalonada, que aumenta monótonamente durante una primera media onda de la función escalonada, posteriormente regresa a cero, disminuye monótonamente durante una segunda media onda de la función escalonada y posteriormente regresa a cero. Este desarrollo es particularmente ventajoso, porque los cambios abruptos en la amplitud de las funciones similares a una onda cuadrada debido a los flancos ascendentes y descendentes introducen perturbaciones en la tensión que permiten una detección de aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica. Además, el uso de funciones similares a una onda cuadrada que poseen bordes ascendentes y descendentes dentro de una proximidad temporal diferente permite variar el efecto perturbador sobre la tensión. Además, la función similar a una función escalonada empuja continuamente las magnitudes que caracterizan la tensión del sistema distribuido de potencia eléctrica hacia el valor umbral.

55 En una variante del desarrollo descrito, la amplitud absoluta de la función similar a una onda cuadrada y/o de la función similar a una función escalonada es inferior al 10 por ciento, en particular al 5 por ciento o al 2,5 por ciento de la potencia reactiva generada por el al menos un generador distribuido de potencia eléctrica. Este desarrollo es especialmente ventajoso, porque la señal de potencia reactiva con la amplitud dada provoca perturbaciones de la
60 tensión lo suficientemente grandes como para ser detectadas en el caso de que el sistema eléctrico distribuido esté desacoplado. Además, las amplitudes son lo más pequeñas posible para minimizar el almacenamiento de energía requerido para generar la señal de potencia reactiva.

En otra variante del perfeccionamiento descrito, que también puede combinarse con la variante descrita anteriormente, la función similar a una función escalonada comprende al menos cinco escalones por cada media onda. Este desarrollo es especialmente ventajoso, porque al menos cinco escalones por media onda conducen a la cantidad monitorizada de manera continua hacia el umbral.

5 En otro desarrollo del procedimiento, la señal de potencia reactiva inyectada es una función periódica con respecto al tiempo con una duración de período, siendo la duración del período menor que la duración de ventana de tiempo. Este desarrollo es particularmente ventajoso, porque cuando la duración del período es menor que la duración de ventana de tiempo, se puede esperar que se obtenga un patrón idéntico para la tensión para todos los períodos.

10 En una variante del desarrollo descrito anteriormente, la duración de período asciende a menos o igual al 80 por ciento de la duración de la ventana de tiempo.

15 En otra variante del procedimiento se determinan varias cantidades monitorizadas. Además, a cada una de la pluralidad de cantidades monitorizadas se le asocia un valor umbral individual y un criterio de decisión individual. Además, el sistema distribuido de potencia eléctrica se identifica como desacoplado de la red de potencia eléctrica solo si un número de criterios de decisión que indican que el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica es mayor que un umbral de recuento de criterios de decisión. Este desarrollo es especialmente ventajoso, porque la combinación de cantidades monitorizadas permite una determinación más fiable de un desacoplamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica de la red de potencia eléctrica, donde se detectan un número de falsos positivos y un número de falsos negativos de la determinación significativamente reducido.

25 A continuación se describirá el controlador según el segundo aspecto de la invención adaptado para detectar la formación de islas.

El controlador según el segundo aspecto de la invención está adaptado para detectar la formación de islas en un sistema distribuido de potencia eléctrica. El sistema distribuido de potencia eléctrica comprende al menos un generador distribuido de potencia eléctrica para generar y proporcionar potencia eléctrica a una conexión, en particular una línea de potencia para potencia eléctrica. Además, el sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica, donde el controlador está adaptado para ejecutar el procedimiento según el primer aspecto de la invención. En el controlador, al menos una de las cantidades monitorizadas implica una cantidad que consiste en:

35 - una segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia de una tensión asociada a la potencia eléctrica generada.

Adicionalmente, la al menos una de las cantidades monitorizadas puede incluir, además, una cantidad del grupo que consiste en:

40 - una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión asociada a la potencia eléctrica generada, y

- un ángulo de rotor del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica.

Por tanto, el controlador comparte las ventajas del procedimiento según el primer aspecto de la invención.

45 En un desarrollo preferido del controlador del segundo aspecto de la invención, el controlador comprende un controlador de inyección configurado para proporcionar una señal a una unidad de inyección de corriente de potencia reactiva para generar una señal de potencia reactiva que tiene al menos una componente de señal de sonda de un tipo especificado por una disposición de detección de isla acoplada a la conexión e inyectar la señal de potencia reactiva en la conexión. Además, preferiblemente, el controlador comprende una unidad de determinación de cantidad monitorizada que está configurada para determinar una o más cantidades monitorizadas, que son indicativas de una respuesta del sistema distribuido de potencia eléctrica a la señal de potencia reactiva inyectada. Además, el controlador comprende una unidad de evaluación que está configurada para aplicar un algoritmo de identificación de isla a cada una de las una o más cantidades monitorizadas derivadas, en donde un resultado del algoritmo de identificación de isla es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica. Según la invención, en el controlador, al menos una de las cantidades monitorizadas determinadas por la unidad de determinación de cantidades monitorizadas implica una cantidad que consiste en: una segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia de una tensión asociada a la electricidad generada potencia. Adicionalmente, la al menos una cantidad monitorizada puede implicar, además, una cantidad del grupo que consiste en: una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión asociada a la potencia eléctrica generada, y un ángulo de rotor de al menos un generador distribuido de potencia eléctrica.

60 Esto comparte las ventajas del procedimiento según el primer aspecto de la invención.

A continuación se describe la disposición de detección de isla según el tercer aspecto de la invención. La disposición de detección de isla está adaptada para detectar la formación de islas en un sistema distribuido de potencia eléctrica, donde el sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica. Además, el sistema distribuido de potencia eléctrica comprende al menos un generador distribuido de potencia eléctrica para generar y proporcionar potencia eléctrica a una conexión, en particular una línea de potencia para potencia eléctrica. La disposición de detección de isla comprende una unidad de inyección de corriente de potencia reactiva que tiene

- una unidad de almacenamiento de energía que está configurada para almacenar energía y generar y proporcionar una corriente eléctrica CC a partir de la energía almacenada, y
- una unidad de conversión que recibe la corriente eléctrica CC desde la unidad de almacenamiento de energía y está configurada para proporcionar una corriente eléctrica CA para inyectar una señal de potencia reactiva en la conexión.

Además, la disposición de detección de isla comprende un controlador, donde el controlador está adaptado para ejecutar el procedimiento inventivo;. En el controlador, al menos una de las cantidades monitorizadas implica una cantidad que consiste en:

- una segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia de una tensión asociada a la potencia eléctrica generada. Adicionalmente, la al menos una cantidad monitorizada puede implicar, además, una cantidad del grupo que consiste en:
 - una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión asociada a la potencia eléctrica generada, y
 - un ángulo de rotor del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica.

Este desarrollo comparte las ventajas del procedimiento según el primer aspecto de la invención.

Preferiblemente, el controlador tiene además:

- un controlador de inyección configurado para proporcionar una señal a una unidad de inyección de corriente de potencia reactiva para generar una señal de potencia reactiva que tiene al menos una componente de señal de sonda de un tipo especificado desde una disposición de detección de isla acoplada a la conexión y para inyectar la señal de potencia reactiva en la conexión, y/o
- una unidad de determinación de cantidad monitorizada que está configurada para determinar una o más cantidades monitorizadas, que son indicativas de una respuesta del sistema distribuido de potencia eléctrica a la señal de potencia reactiva inyectada, y/o
- una unidad de evaluación que está configurada para aplicar un algoritmo de identificación de isla a cada una de las una o más cantidades monitorizadas derivadas, en donde un resultado del algoritmo de identificación de isla es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica está desacoplado de la red de potencia eléctrica.

En una variante de la disposición de detección de isla, el acumulador de energía comprende un acumulador eléctrico, en particular el acumulador eléctrico en forma de una batería y/o un condensador. Este desarrollo comparte las ventajas del procedimiento según el primer aspecto de la invención.

A continuación se describe el sistema distribuido de potencia eléctrica según el cuarto aspecto de la invención.

El sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica y comprende al menos un generador distribuido de potencia eléctrica para generar y suministrar potencia eléctrica a una conexión, en particular una línea de potencia para potencia eléctrica. Además, el sistema distribuido de potencia eléctrica comprende la disposición de detección de isla según el tercer aspecto de la invención. Este desarrollo comparte las ventajas del procedimiento según el primer aspecto de la invención.

En una variante del sistema distribuido de potencia eléctrica del cuarto aspecto de la invención, el generador distribuido de potencia eléctrica forma parte de un grupo electrógeno que comprende un motor primario con un motor, el cual está acoplado al generador distribuido de potencia eléctrica. Este desarrollo comparte las ventajas del procedimiento según el primer aspecto de la invención.

Estos y otros aspectos de la invención serán evidentes y dilucidados con referencia a las realizaciones descritas a continuación. Las formas de realización de la invención se describen a continuación a partir de los dibujos en comparación con el estado de la técnica, que también está parcialmente ilustrado. Esto último no pretende necesariamente representar las realizaciones a escala. Los dibujos, cuando son útiles para la explicación, se muestran en forma esquematizada y/o ligeramente distorsionada. Para las ampliaciones de las lecciones que se pueden reconocer inmediatamente en los dibujos, se hace referencia al estado de la técnica correspondiente. Las características de la invención reveladas en la descripción, en los dibujos y en las reivindicaciones pueden ser esenciales para el desarrollo posterior de la invención, ya sea individualmente o en cualquier combinación.

Otras ventajas, características y detalles de la invención se desprenden de la siguiente descripción de las formas de realización preferidas, así como de los dibujos, que muestran, en:

- 5 Fig. 1a una realización preferida de una disposición de un sistema distribuido de potencia eléctrica acoplado a una red de potencia eléctrica, en donde el sistema distribuido de potencia eléctrica comprende una disposición de detección de isla de una realización preferida según el concepto de la invención;
- 10 Fig. 1b una ilustración del ángulo de rotor del generador distribuido de potencia eléctrica comprendido dentro del sistema distribuido de potencia eléctrica de la Fig. 1a;
- Fig. 1c el controlador en una realización preferida según el concepto de la invención de la disposición de detección de isla de la realización de la Fig. 1a;
- 15 Fig. 2a un procedimiento para detectar la formación de isla en una realización preferida según el concepto de la invención, el procedimiento adaptado para ser ejecutado por la disposición de detección de isla para detectar la formación de islas del sistema distribuido de potencia de la Fig. 1a;
- 20 Fig. 2b una realización del procedimiento de la Fig. 2a en combinación con un algoritmo particular de detección de isla;
- Fig. 3a una realización adicional más del procedimiento de la Fig. 2a o la Fig. 2b, donde la al menos una cantidad monitorizada es una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión medida; la realización mostrada en la Fig. 3a también es denominado "Algo-4";
- 25 Fig. 3b una realización obligada según la invención del procedimiento de la Fig. 2a o la Fig. 2b, donde la al menos una cantidad monitorizada es una segunda derivada con respecto al tiempo de una frecuencia de la tensión medida. La realización que se muestra en la Fig. 3b también se denomina "Algo-5";
- 30 Fig. 3c una realización adicional más del procedimiento de la Fig. 2a o la Fig. 2b, donde la al menos una cantidad monitorizada es un ángulo de rotor del generador distribuido de potencia 104;
- Fig. 4a una realización de un procedimiento que utiliza, además, una primera derivada con respecto al tiempo de la tensión medida como cantidad monitorizada;
- 35 Fig. 4b una realización de un procedimiento que utiliza, además, una primera derivada con respecto al tiempo de la tensión medida como cantidad monitorizada;
- Fig. 5a una realización de un procedimiento que utiliza una frecuencia de la tensión medida como cantidad monitorizada;
- 40 Fig. 5b una realización de un procedimiento que utiliza una frecuencia máxima de la tensión medida como la cantidad monitorizada;
- 45 Fig. 6 una realización particular preferida del procedimiento de la Fig. 2a o la Fig. 2b, donde, en una configuración desarrollada, se utiliza una pluralidad de cantidades monitorizadas derivadas de la tensión medida para determinar si un sistema distribuido de potencia eléctrica está aislado;
- Fig. 7 a modo de ilustración, una realización de la señal de potencia reactiva que comprende tres componentes de señal de sonda;
- 50 Fig. 8a a modo de ilustración, la componente de señal de sonda "Señal-1" junto con la duración de ventana de tiempo;
- Fig. 8b a modo de ilustración, el ángulo de rotor en función del tiempo junto con marcas que identifican la duración de ventana de tiempo;
- 55 Fig. 9 una configuración ejemplar para una simulación de un sistema distribuido de potencia eléctrica acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica;
- 60 Fig. 10 una comparación del rendimiento de un mecanismo comparativo de protección de relés común y un procedimiento preferido "Algo-7" para el escenario número 1 de la tabla 1;

Fig. 11 una comparación del rendimiento de los mecanismos de protección de relés comunes comparativos y el procedimiento "Algo-7" para el escenario número 2 de la tabla 1;

Fig. 12 una comparación del rendimiento de los mecanismos comparativos de protección de relés comunes y el procedimiento "Algo-7" para el escenario número 3 de la tabla 1;

Fig. 13 una comparación del rendimiento de los mecanismos comparativos de protección de relés comunes y el procedimiento "Algo-7" para el escenario número 4 de la tabla 1.

La invención está definida por las características de las reivindicaciones independientes 1, 16 y 17. En las reivindicaciones dependientes se definen realizaciones preferidas.

A continuación se explicará una realización de una disposición de detección de isla con referencia a las Figs. 1a, Fig. 1b y Fig. 1c.

La Fig. 1a muestra una disposición 100 de un sistema distribuido de potencia eléctrica 102 acoplado a una red de potencia eléctrica 110 ("Red"), donde el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 comprende una disposición de detección de isla 106.

El sistema distribuido de potencia eléctrica 102 comprende una disposición de generador de potencia eléctrica 112 y una carga local 116 ("Carga Local"). La disposición de generador de potencia eléctrica 112 comprende un generador de potencia eléctrica 104 y un motor primario 114 ("Motor primario").

En la disposición de generador de potencia eléctrica 112 que se muestra en la Fig. 1a, el generador de potencia eléctrica 104 ("Generador síncrono") en esta realización es un generador síncrono con un alternador 104.2 ("Alternador", que a continuación también se denomina estator), que es excitado por un excitador 104.4 ("Excitador").

El alternador 104.2 del generador de potencia eléctrica 104 es accionado por un motor primario 114 que comprende un motor 114.2 ("Motor"). El motor 114.2 está controlado por una unidad de control del motor 114.4 ("Gobernador") en la Fig. 1a.

La unidad de control del motor 114.4 ("Gobernador") y el excitador 104.4 ("Excitador" que a continuación también se denomina rotor) están controlados por una unidad de control 112.2 ("Control P/Q"), que en esta realización está configurado como Control P/Q, es decir, para control de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q). El generador de potencia eléctrica 104 genera potencia en una conexión de potencia 108, que está conectada a la carga local 116. La función funcional del "Excitador" 114.2, que a continuación también se denomina rotor, y del "Alternador", que a continuación también se denomina estator, también puede ser viceversa en otras realizaciones, independientemente del funcionamiento funcional del generador síncrono 104.

El alternador 104.2 ("Alternador") del generador de potencia eléctrica 104 se caracteriza por un ángulo de rotor, que se explicará a continuación con referencia a la Fig. 1b. La Fig. 1b muestra un ejemplo no restrictivo como ilustración del ángulo de rotor del generador distribuido de potencia eléctrica 104 comprendido dentro del sistema distribuido de potencia eléctrica 102 de la Fig. 1a. Allí se genera tensión mediante inducción mediante un rotor 104.4 con un campo magnético de rotor que gira dentro de un estator 104.2 con un campo magnético de estator que gira. El campo magnético del rotor y el campo magnético del estator están definidos por un eje de campo magnético del rotor 104.4.1 y un eje de campo magnético del estator 104.2.1, respectivamente, que se encuentran dentro del plano ortogonal al eje de rotación del rotor. 104.4. En un generador síncrono, el eje del campo magnético del estator 104.2.1 y el eje del campo magnético del rotor 104.4.1 giran alrededor del eje de rotación del rotor 104.4 con la misma velocidad angular. Un ángulo entre el eje del campo magnético del estator 104.2.1 y el eje del campo magnético del rotor 104.4.1 se denomina ángulo de rotor 104.6. Como se describirá más adelante, el ángulo de rotor 104.6 se puede usar para determinar un aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica 102. A continuación, se describirá con más detalle la Fig. 1a.

Como se muestra además en la Fig. 1a para la disposición 100 de un sistema distribuido de potencia eléctrica 102 acoplado a una red de potencia eléctrica 110 ("Red"), el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 comprende una disposición de detección de isla 106. A través de la conexión de potencia 108 el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está acoplado de manera interrumpible a la red de potencia eléctrica 110. Un interruptor 118 en la conexión de potencia 108 representa que la conexión de potencia 108 está acoplada de manera interrumpible entre el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 y la red de potencia eléctrica 110. Durante el funcionamiento normal, el interruptor 118 está cerrado.

Sin embargo, como resultado de, por ejemplo, un daño de la conexión 108 y una desconexión debido a trabajos de mantenimiento, la conexión de potencia 108 entre el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 y la red de potencia

eléctrica 110 puede interrumpirse, lo que corresponde a una situación en la que el interruptor 118 está abierto. Cuando se abre el interruptor 116, el generador de potencia eléctrica 104 tiene que suministrar completamente a la carga local 116.

5 En un caso en el que una potencia activa y una potencia reactiva del generador de potencia eléctrica 104 y de la carga local 116 difieren significativamente, generalmente se producen grandes cambios de tensión repentinos, que conducen a que un dispositivo de protección del sistema distribuido de potencia eléctrica actúe y se active inmediatamente. Sin embargo, si la potencia activa y la potencia reactiva del generador de potencia eléctrica 104 y de la carga local 116 difieren sólo ligeramente, en general no se producirán saltos de tensión que puedan activar el dispositivo de protección.
10 Como consecuencia, el desacoplamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica 102 y la red de potencia eléctrica 110 pasará desapercibido, lo que puede causar daños a la maquinaria y al personal operativo. Para evitar tal aislamiento inadvertido del sistema distribuido de potencia eléctrica 102, el sistema distribuido de potencia eléctrica comprende además la disposición de detección de isla 106.

15 Con referencia adicional a la disposición de detección de isla 106 para la disposición 100 de un sistema distribuido de potencia eléctrica 102 acoplado a una red de potencia eléctrica 110 ("Red"), dicha disposición de detección de isla 106 comprende una unidad de inyección de energía reactiva 106.2 y un controlador 106.1.

20 La unidad de inyección de energía reactiva 106.2 comprende una unidad de almacenamiento de energía 106.2.1 ("Batería/Condensador") que está configurada para almacenar energía para generar una corriente eléctrica CC a partir de la energía almacenada. Como se ejemplifica en la realización de la disposición de detección de isla 106 de la Fig. 1a, se usa una batería para almacenar la potencia eléctrica en la unidad de almacenamiento de energía 106.2.1. Sin embargo, en otras realizaciones de la disposición de detección de isla 106, se puede utilizar un condensador para almacenar la potencia eléctrica; respectivamente, la unidad de almacenamiento de energía 106.2.1 también está etiquetada como "Batería/Condensador". Además, la unidad de inyección de energía reactiva 106.2 comprende una
25 unidad de conversión 106.2.2 ("Convertidor CC/CA") que recibe la corriente eléctrica CC de la unidad de almacenamiento de energía 106.2.1 y está configurada para proporcionar una corriente eléctrica CA para inyectar una señal de potencia reactiva en la conexión de potencia 108.

30 El controlador 106.1 ("Controlador anti-isla") de la disposición de detección de isla 106 se explicará en una realización preferida que está etiquetada como un ejemplo de "Configuración propuesta" en la Fig. 1a y la "Configuración propuesta" del controlador 106.1 ("Controlador anti-isla") se muestra allí con más detalle con referencia a la Fig. 1c. La Fig. 1c muestra el controlador 106.1 de la disposición de detección de isla 106 de la Fig. 1a.

35 El controlador 106.1 comprende un controlador de inyección 106.1.1, que está configurado para proporcionar una señal a la unidad de inyección de corriente de potencia reactiva 106.2 a través de una interfaz 106.1.5 para generar la señal de potencia reactiva y para inyectar la señal de potencia reactiva 200 en la conexión 108.

40 Además, el controlador 106.1 comprende una unidad de determinación de cantidad monitorizada 106.1.2. La unidad de determinación de cantidad monitorizada 106.1.2 está configurada para medir una tensión 108.1 del sistema distribuido de potencia eléctrica 100 en la conexión de potencia 108 a través de una interfaz 106.1.6 y para derivar de la tensión medida al menos una cantidad monitorizada, en donde la cantidad monitorizada se deriva para una ventana de tiempo de monitorización de una duración de ventana de tiempo.

45 Un valor de una o más cantidades monitorizadas derivadas en general se envía a través de un enlace de comunicación 106.1.4 a una unidad de evaluación 106.1.3.

50 Además, el controlador 106.1 comprende dicha unidad de evaluación 106.1.3 que recibe dicho valor de la cantidad monitorizada desde la unidad de medición de tensión 106.1.2 a través del enlace de comunicación 106.1.4 y que está configurada para aplicar un algoritmo de identificación de isla a cada uno de la al menos una cantidad monitorizada derivada, en donde el resultado de aplicar el algoritmo de identificación de isla es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110.

55 En otras realizaciones, el controlador 106.1 solo comprende una única interfaz, que es utilizada alternativamente por la unidad de medición de tensión 106.1.2 y por la unidad de inyección de potencia reactiva 106.2.

60 En otras realizaciones más, el controlador 106.1, adicional o alternativamente a la unidad de medición de tensión 106.1.2, comprende un puerto de entrada para recibir señales de sensor de entrada, tales como una señal de sensor de tensión medida por un dispositivo externo de medición de tensión o una señal de sensor de ángulo de rotor procedente de un sensor que mide el ángulo de rotor del generador distribuido de potencia eléctrica 104.

A continuación, se describirá en general (Fig. 2a, Fig. 2b) y con más detalle con respecto a ciertas realizaciones preferidas (Fig. 3a, Fig. 3b, Fig. 3c) y otras realizaciones (Fig. 4a, Fig. 4b, Fig. 5a, Fig. 5b) y con referencia a una

realización particular preferida de la Fig. 6 - además Fig. 7 y Fig. 8a, Fig. 8b dan más explicaciones. En la Fig. 9 se representa una simulación de un sistema distribuido de potencia eléctrica acoplado de manera interrumpible a una red mostrada en la Fig. 9 y los resultados de un análisis comparativo de los algoritmos establecidos en una realización preferida se explican y muestran con las Fig. 10 a Fig. 13 .

5 La Fig. 2a muestra el procedimiento de detección de isla 200 ejecutado por la disposición de detección de isla 106 para detectar la isla del sistema de energía distribuida 102 de la Fig. 1a y explicado con una realización particular preferida del procedimiento 200a.

10 El procedimiento 200a comienza con una caja de extremo 202. En un primer paso 204, la disposición de detección de isla 106, que está acoplada a la conexión de potencia 108, genera una señal de potencia reactiva que tiene al menos una componente de señal de sonda de un tipo especificado. En un paso posterior 206, la señal de potencia reactiva se inyecta en la conexión de potencia 108. Posteriormente, en un paso 208, se mide una tensión del sistema distribuido de potencia eléctrica 102 en la conexión de potencia 108.

15 Posteriormente, en un paso 210, se determina al menos una cantidad monitorizada, que son indicativas de una respuesta del sistema distribuido de potencia eléctrica 102 a la señal de potencia reactiva inyectada y en donde al menos una de las cantidades monitorizadas implica una cantidad que consiste en una segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia de la tensión medida. Adicionalmente, la al menos una cantidad monitorizada puede implicar también una cantidad del grupo formado por: una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión medida y un ángulo de rotor de al menos un generador distribuido de potencia eléctrica.

20 Posteriormente, a cada una de la una o más cantidades monitorizadas determinadas se aplica un algoritmo de identificación de isla 211a, en donde un resultado del algoritmo de identificación de isla 211a es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110.

25 El algoritmo de identificación de isla 211a puede adoptar diferentes formas; uno de ellos se describe en la Fig. 2b. A continuación, se analizará una realización particular del algoritmo de identificación de isla 211a con respecto a la Fig. 2b.

30 La Fig. 2b muestra para el procedimiento 200 de detección de isla una realización 200b más elaborada en combinación con un algoritmo 211 de detección de isla particular. Con ese fin, para los elementos del procedimiento 200a de la Fig. 2a que también forman parte del procedimiento 200b mostrado en la Fig. 2b, se utilizan signos de referencia idénticos. Además, a continuación estos elementos no se describirán nuevamente. En cambio, por brevedad, la descripción de la Fig. 2b se limitará a las diferencias de los procedimientos mostrados en la Fig. 2a y la Fig. 2b.

35 En el procedimiento 200b, se utiliza un algoritmo de identificación de isla 211b que comprende dos pasos. En un primer paso 212 del algoritmo 211b, los intervalos de tiempo durante los cuales la al menos una cantidad monitorizada excede un valor umbral se identifican dentro de la ventana de tiempo de monitorización.

40 En un paso posterior 214 del algoritmo 211b, se aplica un criterio de decisión a los intervalos de tiempo identificados, en donde un resultado de aplicar el criterio de decisión a los intervalos de tiempo identificados es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red potencia eléctrica 110.

45 A continuación, se describirán una realización obligatoria y dos realizaciones alternativas adicionales preferidas más del procedimiento 200 con referencia a la Fig. 3a, la Fig. 3b y la Fig. 3c, donde cada realización utiliza una cantidad monitorizada que consiste en la segunda derivada con respecto a tiempo de la frecuencia de la tensión medida para determinar el aislamiento. Cantidades monitorizadas adicionales son la primera derivada con respecto al tiempo del ángulo de tensión de la tensión medida, y un ángulo de rotor de al menos un generador distribuido de potencia eléctrica para determinar el aislamiento.

50 La Fig. 3a muestra una realización preferida adicional 300a del procedimiento de la Fig. 2a o la Fig. 2b, donde la al menos una cantidad monitorizada es una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión medida. La realización 300a del procedimiento de la Fig. 3a también se denomina "Algo-4".

55 Las tres figuras de la Fig. 3a, Fig. 3b y Fig. 3c se centran en aquellos pasos del procedimiento 200 que siguen al paso 208 relativo a la inyección de la señal de potencia reactiva. Por lo tanto, el procedimiento 300a se inicia con un paso 300a.2 (Inicio) después de la inyección de la señal de potencia reactiva en la conexión de potencia 108.

60 Posteriormente, en un paso 300a.4 (Medir el ángulo de tensión V_{ang}), se mide una tensión en la conexión de potencia 108, de la que se deriva un ángulo de tensión de la tensión generada por el generador distribuido de potencia 104. En un paso posterior 300a.6 (Calcular dV_{ang}/dt), se calcula una primera derivada con respecto al tiempo del ángulo de

tensión. Posteriormente, comenzando con un paso 300a.8, se aplica un algoritmo de identificación de isla 300a.7 a la cantidad monitorizada.

5 En el paso 300a.8 (Contar los pulsos (N) para $|dV_{ang}/dt| > Umbral$ durante 0,5 segundos), intervalos de tiempo, también denominados "pulsos" en la Fig. 3a, durante los cuales el valor absoluto $|dV_{ang}/dt|$ de la primera derivada con respecto al tiempo del ángulo de tensión excede un valor umbral denominado "Umbral" se identifican y cuentan. En esta realización, los impulsos se cuentan durante un período de tiempo de 0,5 segundos, que corresponde a la duración de ventana de tiempo. Posteriormente, en un paso 300a.10 (Si $N > 4$), se aplica el criterio de decisión.

10 En el procedimiento mostrado en la Fig. 3a, si el número N de pulsos contados excede cuatro (Si $N > 4$, Sí), el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110. Esto se indica mediante un paso 300a.12 denominado "Estado de isla = 1". En este caso, el algoritmo se detiene con un paso 300a.14 (Final). Si el número de pulsos contados no excede el umbral (Si $N > 4$, No), el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica está acoplado -indicado por un paso 300a.16 etiquetado "Estado de isla = 0"- a la red de potencia eléctrica 110. En este caso, el algoritmo regresa al paso 300a.4 para otra ejecución; dicho regreso al paso 300a.4 se indica mediante una flecha en bucle desde el paso 300a.16 denominada "Estado de isla = 0" de regreso al paso 300a.4 (Medida ángulo de tensión V_{ang}).

20 La Fig. 3b la realización obligatoria según la invención 300b del procedimiento de la Fig. 2a y la Fig. 2b, en donde la al menos una cantidad monitorizada es una segunda derivada con respecto al tiempo de una frecuencia de la tensión medida. La realización 300b también se denomina "Algo-5".

25 El procedimiento 300b comienza con un paso 300b.2 (Inicio) después de que la señal de potencia reactiva haya sido inyectada en la conexión de potencia 108. En un paso 300b.4 (Medir la frecuencia de la tensión f), se mide la tensión en la conexión de potencia 108 y se deriva una frecuencia de esa tensión. En un paso posterior 300b.6 (Calcular d^2f/dt^2), se calcula una segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia derivada. Posteriormente, comenzando con un paso 300b.8, se aplica un algoritmo de identificación de isla 300b.7 a la cantidad monitorizada.

30 En el paso 300b.8 (Contar los pulsos (N) para $d^2f/dt^2 > Umbral$ superior a 0,5 segundos), se identifican y cuentan los intervalos de tiempo, también denominados pulsos, durante los cuales el valor absoluto de la segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia excede un valor umbral denominado "Umbral". Los impulsos se cuentan durante un período de tiempo de 0,5 segundos, que corresponde a la duración de la ventana de tiempo. Posteriormente, en un paso 300b.10, se aplica el criterio de decisión.

35 En el procedimiento 300b, si el número N de pulsos contados excede cuatro (Si $N > 4$, Sí), el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110, lo cual se indica mediante un paso 300b.12 con la etiqueta "Estado de isla = 1". En este caso, el algoritmo se detiene con un paso 300b.14 (Final). Si el número de pulsos contados no excede el umbral (Si $N > 4$, No), el criterio de decisión indica el sistema distribuido de potencia eléctrica a acoplar -indicado por un paso 300b.16 etiquetado "Estado de isla = 0"- a la red de potencia eléctrica 110. En este caso, el algoritmo vuelve al paso 300b.4, que se indica mediante una flecha en bucle desde el paso 300b.16 denominado "Estado de isla = 0" hasta el paso 300b.4 (Medir la frecuencia de la tensión f).

45 La Fig. 3c muestra una realización adicional preferida 300c del procedimiento de la Fig. 2a o la Fig. 2b, donde la al menos una cantidad monitorizada es un ángulo de rotor del generador distribuido de potencia 104. La realización 300c también se denomina "Algo-7".

El procedimiento de la Fig. 3c comienza con un paso 300c.2 después de que la señal de potencia reactiva se haya inyectado en la conexión de potencia 108 (Inicio).

50 En un paso 300c.4 (Medir ángulo de rotor θ_{rotor}), en el mejor de los casos se mide la tensión en la conexión de potencia 108 y se deriva el ángulo de rotor θ_{rotor} . En una realización alternativa del procedimiento 3c, el ángulo de rotor no se determina basándose en la tensión medida, sino directamente mediante un sensor en un generador distribuido de potencia eléctrica determinado.

55 En un paso posterior 300c.6, se calcula una diferencia ($\theta_{rotor_pul} = \theta_{rotor} - \theta_{rotor_avg}$) entre el ángulo de rotor θ_{rotor} derivado o "medido" o determinado de otro modo y un ángulo de rotor promedio θ_{rotor_avg} . El ángulo de rotor promedio θ_{rotor_avg} se define como el valor que el ángulo de rotor asumió en promedio durante la duración de la ventana de tiempo. Posteriormente, comenzando con un paso 300c.8, se aplica un algoritmo de identificación de isla 300c.7 a la cantidad monitorizada.

60 En el paso 300c.8 (Contar los pulsos (N) para $\theta_{rotor_pul} > Umbral$ durante 0,5 s), se identifican y cuentan los intervalos de tiempo, también denominados pulsos, durante los cuales el valor absoluto de la diferencia entre el ángulo medido del rotor y el ángulo de rotor promedio excede un valor umbral denominado "Umbral". Los pulsos se cuentan durante

un período de tiempo de 0,5 segundos, que corresponde a la duración de la ventana de tiempo. Posteriormente, en un paso 300c.10, se aplica el criterio de decisión.

En el procedimiento 300c, si el número de pulsos contados excede dos (Si $N > 2$, Sí), el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110, lo cual se indica mediante un paso 300c.12 con la etiqueta "Estado de isla = 1". En este caso, el algoritmo se detiene con un paso 300c.14 (Final). Si el número de pulsos contados no excede el umbral (Si $N > 2$, No), el criterio de decisión indica el sistema distribuido de potencia eléctrica que se va a acoplar a la red de potencia eléctrica 110, indicado por un paso 300c.16 denominado "Estado de isla = 0". En este caso, el algoritmo vuelve al paso 300c.4, que se indica mediante una flecha en bucle desde el paso 300c.16 denominado "Estado de isla = 0" hasta el paso 300c (Medir ángulo de rotor θ_{rotor}).

En la Fig. 3a a la Fig. 3c, las realizaciones 300a, 300b y 300c utilizan un criterio de decisión idéntico, que compara el número de pulsos contados con un número predeterminado. Sin embargo, en otras realizaciones del procedimiento 200 de la Fig. 2a o la Fig. 2b, también son posibles otros criterios de decisión. Los criterios de decisión alternativos se describen con referencia a las Figs. 4a a Fig. 4b y Fig. 5a a Fig. 5b, que muestran procedimientos que pueden usarse como parte del procedimiento 200 para determinar el aislamiento basado en cantidades monitorizadas distintas de la segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia, la primera derivada con respecto al tiempo del ángulo de voltaje y el ángulo de rotor.

La Fig. 4a muestra un procedimiento 400a que utiliza una primera derivada con respecto al tiempo de la frecuencia medida como cantidad monitorizada. El procedimiento 400a mostrado en la Fig. 4a también se denomina "Algo-2".

El procedimiento de la Fig. 4a comienza con un paso 400a.2 (Inicio) después de que la señal de potencia reactiva haya sido inyectada en la conexión de potencia 108. En un paso 400a.4 (Medir la frecuencia de la tensión f), se mide la tensión en la conexión de potencia 108 y se deriva la frecuencia f de la tensión medida. En un paso posterior 400a.6 (Calcular df/dt), se calcula una primera derivada con respecto al tiempo de la frecuencia como cantidad monitorizada. La primera derivada con respecto al tiempo de la frecuencia también se conoce comúnmente como tasa de cambio de frecuencia (Rate of change of frequency, ROCOF.). Posteriormente, comenzando con un paso 400a.8, se aplica un algoritmo de identificación de isla 400a.7 a la cantidad monitorizada.

En el paso 400a.8 (Observar el tiempo acumulado T_{cum} de $|df/dt| > \text{Umbral}$ superior a 0,5 segundos) se calcula un tiempo acumulado " T_{cum} " de intervalos de tiempo en los que el valor absoluto del ROCOF excede un valor umbral denominado "Umbral" en Figura 4a. Al calcular el tiempo acumulado " T_{cum} ", sólo se incluyen aquellos intervalos de tiempo que ocurrieron durante un período de tiempo de 0,5 segundos, que corresponde a la duración de la ventana de tiempo. Posteriormente, en un paso 400a.10 (Si $T_{cum} > 0,25$), se aplica el criterio de decisión.

En el procedimiento 400a, si el tiempo acumulado excede 0,25 s, el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110, lo cual se indica mediante un paso 400a.12 con la etiqueta "Estado de isla = 1". En este caso, el algoritmo se detiene con un paso 400a.14 (Final). Si el tiempo acumulado no excede el umbral (Si $T_{cum} > 0,25$, No), el criterio de decisión indica el sistema distribuido de potencia eléctrica a acoplar a la red de potencia eléctrica 110, indicado por un paso 400a.16 con la etiqueta "Estado de isla = 0". En este caso, el algoritmo vuelve al paso 400a.4, que se indica mediante una flecha en bucle desde el paso 400a.16 etiquetado como "Estado de isla = 0" de vuelta al paso 400a.4.

La figura 4b muestra un procedimiento que utiliza una primera derivada con respecto al tiempo de la magnitud de la tensión como cantidad monitorizada. El procedimiento 400b mostrado en la Fig. 4b también se denomina "Algo-3".

El procedimiento de la Fig. 4b comienza con un paso 400b.2 (Inicio) después de que la señal de potencia reactiva haya sido inyectada en la conexión de potencia 108. En un paso 400b.4 (Medir la magnitud de tensión), se mide la tensión en la conexión de potencia 108 y se deriva la magnitud de la tensión medida V_{mag} . En un paso posterior 400b.6 (Calcular dV_{mag}/dt), se calcula una primera derivada con respecto al tiempo de la magnitud de la tensión como cantidad monitorizada. Posteriormente, comenzando con un paso 400b.8, se aplica un algoritmo de identificación de isla 400b.7 a la cantidad monitorizada.

En el paso 400b.8 (Observar tiempo acumulado T_{cum} de $|dV_{mag}/dt| > \text{Umbral}$ durante a 0,5 segundos), se calcula un tiempo acumulado " T_{cum} " de intervalos de tiempo, en los que el valor absoluto de la cantidad monitorizada supera un valor umbral denominado "Umbral" en la Fig. 4b. Al calcular el tiempo acumulado " T_{cum} ", solo se incluyen aquellos intervalos de tiempo que ocurrieron dentro de una duración de ventana de tiempo de 0,5 segundos. Posteriormente, en un paso 400b.10 (Si $T_{cum} > 0,25$), se aplica el criterio de decisión.

En el algoritmo mostrado en la Fig. 4b, si el tiempo acumulado excede 0,25 s (Si $T_{cum} > 0,25$, Sí), el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110, lo

cual se indica mediante un paso 400b.12 etiquetado como "Estado de isla = 1". En este caso, el algoritmo se detiene con un paso 400b.14 (Final). Si el tiempo acumulado no supera el umbral (Si $T_{cum} > 0,25$, No), el criterio de decisión indica el sistema distribuido de potencia eléctrica que se va a acoplar a la red de potencia eléctrica 110, indicado por un paso 400b.16 denominado "Estado de isla = 0". En este caso, el algoritmo vuelve al paso 400b.4, que se indica mediante una flecha en bucle desde el paso 400b.16 denominado "Estado de isla = 0" de vuelta al paso 400b.4.

La Fig. 5a muestra un procedimiento 500a que utiliza una frecuencia de la tensión medida como cantidad monitorizada. El procedimiento 500a mostrado en la Fig. 5a también se denomina "Algo-1".

El procedimiento 500a comienza con un paso 500a.2 (Inicio) después de que la señal de potencia reactiva haya sido inyectada en la conexión de potencia 108. En un paso 500a.4 (Medir la frecuencia de la tensión (f)), se mide la tensión en la conexión de potencia 108 y la frecuencia f de la tensión medida se deriva como la cantidad monitorizada. Posteriormente, comenzando con un paso 500a.6 (si $f > f_{max}$ durante 0,5 segundos) y siguiendo el paso 500a.8 (si $f < f_{min}$ durante 0,5 segundos) se aplica un algoritmo de identificación de isla 500a.5, que en este caso comprende dos decisiones en el paso 500a.6, 500a.8, a la cantidad monitorizada.

En el paso 500a.6 (Si $f > f_{max}$ durante 0,5 segundos), que forma un primer paso de un criterio de decisión, la cantidad monitorizada se compara con un umbral superior para la frecuencia denominada " f_{max} ". Si la cantidad monitorizada excede el umbral superior f_{max} durante 0,5 segundos, el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110 (Si $f > f_{max}$ durante 0,5 segundos, Sí), lo cual se indica mediante un paso 500a.10 con la etiqueta "Estado de isla = 1". En este caso, el algoritmo se detiene con un paso 500a.12 (Final).

Si la cantidad monitorizada no excede el umbral superior f_{max} durante 0,5 segundos (si $f > f_{max}$ durante 0,5 segundos, No), la cantidad monitorizada se compara con un umbral inferior denominado " f_{min} ". Si la cantidad monitorizada excede el umbral inferior f_{min} durante 0,5 segundos (si $f < f_{min}$ durante 0,5 segundos, Sí), el criterio de decisión nuevamente conduce a indicar en el paso 500a.10 (estado de isla = 1) que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110. También en este caso, el algoritmo se detiene con un paso 500a.12 (Final).

De lo contrario (si $f < f_{min}$ durante 0,5 segundos, No), el criterio de decisión indica en un paso 500a.14 (estado de isla = 0) que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 no está desacoplado. Luego, el algoritmo continúa con el paso 500a.4, que se indica mediante una flecha en bucle desde el paso 400b.16 denominado "Estado de isla = 0" hasta el paso 500a.4.

La figura 5b muestra un procedimiento que utiliza una frecuencia de pico de la tensión medida como cantidad monitorizada. El procedimiento 500b mostrado en la Fig. 5b también se denomina "Algo-6".

El procedimiento de la Fig. 5b comienza con un paso 500b.2 (Inicio) después de que la señal de potencia reactiva se haya inyectado en la conexión de potencia 108. En un paso 500b.4 (Medir la frecuencia de la tensión (f)), se mide la tensión en la conexión de potencia 108 y se deriva la frecuencia f de la tensión medida. Posteriormente, en un paso 500b.6 (Observar los valores pico de f), se identifican picos de la frecuencia f de la tensión medida. En un paso 500b.8 (Extrapolar la curva para los valores pico (f_{extr}) durante 0,5 segundos), se determina una frecuencia extrema " f_{extr} " como cantidad monitorizada. La frecuencia extrema f_{extr} se determina mediante extrapolación para cada pico identificado dentro de una duración de ventana de tiempo de 0,5 segundos. Posteriormente, se aplica un criterio de decisión al extremo de frecuencia f_{extr} en una parte del algoritmo denominada 500b.9.

Para aplicar el criterio de decisión en un paso 500b.10 (Si $|f_{extr}| > \text{Umbral}$) del criterio de decisión, un valor absoluto $|f_{extr}|$ de la cantidad monitorizada se compara con un umbral denominado "Umbral" en la Fig. 5b.

Si el valor absoluto de la cantidad monitorizada excede el umbral (Si $|f_{extr}| > \text{Umbral}$, Sí), el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110, lo cual se indica mediante un paso 500b.12 con la etiqueta "Estado de isla = 1". En este caso, el algoritmo se detiene con un paso 500b.14 (Final).

Si el valor absoluto $|f_{extr}|$ de la cantidad monitorizada no excede el umbral (Si $|f_{extr}| > \text{Umbral}$, No), el criterio de decisión indica en un paso 500b.16 (Isla = 0) que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 no está desacoplado. Luego, el algoritmo continúa con el paso 500b.4, que se indica mediante una flecha en bucle desde el paso 500b.16 denominado "Estado de isla = 0" hasta el paso 500b.4.

Como ya se ha indicado en la descripción del procedimiento 200 de la Fig. 2a o la Fig. 2b, también se puede usar una pluralidad de cantidades monitorizadas para determinar si un sistema distribuido de potencia eléctrica está aislado. Un procedimiento de este tipo se describirá a continuación con referencia a la Fig. 6.

La Fig. 6 muestra una realización alternativa 600 del procedimiento de la Fig. 2a o la Fig. 2b, en la que se utiliza una pluralidad de cantidades monitorizadas derivadas de la tensión medida para determinar si un sistema distribuido de potencia eléctrica está aislado. El procedimiento 600 combina los procedimientos "Algo-1" a "Algo-7" en una secuencia, que se describieron anteriormente con respecto a las Fig. 3a a Fig. 5b, para un único procedimiento 200.

En correspondencia con el procedimiento 200, el procedimiento comienza generando una señal de potencia reactiva que tiene al menos una componente de señal de sonda de un tipo especificado mediante la disposición de detección de isla 106. Posteriormente, la señal de potencia reactiva se inyecta en la conexión de potencia 108 mediante la disposición de detección de isla 106. En un paso siguiente, se mide una tensión del sistema distribuido de potencia eléctrica 102 en la conexión de potencia 108.

Posteriormente, se ejecutan los procedimientos "Algo-1" a "Algo-7", etiquetados en la Fig. 6 con 602, 604, 606, 608, 610, 612 y 614, respectivamente, para analizar la tensión medida. De la tensión medida se derivan así siete cantidades monitorizadas diferentes. Los siete algoritmos indican independientemente entre sí si el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110, lo que se indica mediante los "símbolos del pulgar" de la Fig. 6. En el ejemplo mostrado en la Fig. 6, "Algo-1", "Algo-3", "Algo-4", "Algo-6" y "Algo-7" indican que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está acoplado a la red de potencia eléctrica 110, mientras que "Algo-2" y "Algo-5" indican que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado.

En un paso final 618, las indicaciones de los algoritmos se evalúan con respecto a un cierto criterio ("Si el promedio de los pulsos de entrada es superior al 50% durante el período mínimo de 0,1 segundos, entonces se confirma el aislamiento"). En el ejemplo, el algoritmo 600 sólo indica un aislamiento si más de la mitad de los algoritmos indican un aislamiento durante un período de tiempo superior a 0,1 segundos. En otras realizaciones, para la evaluación se utilizan diferentes períodos de tiempo así como diferentes porcentajes de las cantidades monitorizadas que indican una isla.

En realizaciones del procedimiento 600, el nivel de umbral utilizado por los diferentes algoritmos se establece en un valor predeterminado. Sin embargo, en la realización mostrada en la Fig. 6, el nivel de umbral se determina usando un procedimiento de monitorización en línea indicado por un paso 616 ("Configuración de determinación del límite de umbral en línea"). Usar el procedimiento de monitorización en línea para establecer los valores umbral es particularmente ventajoso, porque los valores máximos de las amplitudes de las cantidades monitorizadas dependen de una carga del sistema distribuido de potencia eléctrica 102. Durante la monitorización en línea, los valores máximos, en particular los de los pulsos de la segunda derivada con respecto al tiempo de la frecuencia, la primera derivada con respecto al tiempo del ángulo de tensión y el ángulo de rotor en el modo conectado a la red, son monitoreados continuamente. El límite umbral se elegirá un poco más alto que los valores máximos monitoreados durante el modo conectado a la red. En el ejemplo que se muestra en la Fig. 6, los valores umbral se eligen un 20 % más altos que los valores máximos medidos. Una vez que los valores pico superan un valor umbral, el procedimiento de monitorización en línea se pausa al menos temporalmente hasta que se verifica que el sistema distribuido de potencia eléctrica todavía está conectado a la red. El procedimiento de seguimiento en línea también se puede utilizar sólo para una única cantidad monitorizada.

Una parte importante de la detección de un aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica 102 es la generación e inyección de la señal de potencia reactiva y la coincidencia de los parámetros para analizar al menos una cantidad monitorizada.

A continuación, la señal de potencia reactiva y la adaptación de los parámetros se describen con más detalle con referencia a las figuras 7 a 8b.

La Fig. 7 muestra una realización de la señal de potencia reactiva 700 que comprende tres componentes de señal de sonda 700.2, 700.4 y 700.6 para "Señal-1", "Señal-2" y "Señal-3" respectivamente; cada uno en unidades arbitrarias de una tensión en el eje vertical.

La señal de potencia reactiva 700 se inyecta en la conexión de potencia 108 y se utiliza como señal de sonda para determinar si la perturbación introducida por la señal de potencia reactiva inyectada puede compensarse. Si el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está acoplado a la red de potencia eléctrica 110, se compensa la perturbación. Sin embargo, si el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está aislado, la perturbación empuja las características, por ejemplo, magnitud de tensión y frecuencia, de la tensión en la conexión de potencia 108 hacia otros valores, que luego se detecta mediante los procedimientos descritos anteriormente.

En el ejemplo mostrado en la Fig. 7, la señal de potencia reactiva 700 comprende tres componentes de señal de sonda 700.2, 700.4 y 700.6 ilustrados en tres gráficos diferentes en la Fig. 7. Las componentes de señal de sonda 700.2, 700.4 y 700.6 son funciones periódicas con una longitud de período "T". Cada componente de señal de sonda

comprende elementos característicos, que son particularmente ventajosos para comprobar si el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desacoplado de la red de potencia eléctrica 110.

5 La componente de señal de sonda 700.2, también denominado "Señal-1", es una función de onda cuadrada. La componente de señal de sonda 700.2 asume un valor positivo durante la primera mitad del período "T" y un valor negativo opuesto durante una segunda mitad del período "T", en donde los cambios entre el valor positivo y el negativo se caracterizan por flancos ascendentes o descendentes. La componente de señal de sonda "Señal-1" introduce picos repentinos de tensión y, como resultado, empuja los parámetros de control, por ejemplo, df/dt , d^2f/dt^2 u otros como se mencionó anteriormente, del generador distribuido de potencia eléctrica 104 hasta valores cercanos al umbral. En el ejemplo mostrado en la Fig. 7, la potencia reactiva de la componente de señal de sonda 700.2 es equivalente al 5% de la potencia real generada por el generador distribuido de potencia eléctrica 104 durante un período de la componente de señal de sonda 700.2.

15 La componente de señal de sonda 700.4, también denominado "Señal-2", también es una función de onda cuadrada. La componente de señal de sonda 700.4 adopta durante un intervalo de tiempo "T1" al comienzo de la primera mitad del período "T" un valor positivo y durante la parte restante de la primera mitad del período "T" cero. Al comienzo de la segunda mitad del período "T", la componente de señal de sonda 700.4 adopta durante el período de tiempo "T1" un valor negativo opuesto y durante la parte restante del segundo período "T" cero. La componente de señal de sonda "Señal-2" crea picos repentinos en la señal de voltaje además de los creados por la componente de señal de sonda "Señal-1". Además, la posición relativa entre la componente de señal de sonda "Señal-1" y la componente de señal de sonda "Señal-2" se puede cambiar, lo que desplaza los picos. En el ejemplo mostrado en la Fig. 7, la potencia reactiva de la componente de señal de sonda 700.4 es equivalente al 2,5% de la potencia real generada por el generador distribuido de potencia eléctrica 104 durante un período de la componente de señal de sonda 700.4.

25 La componente de señal de sonda 700.6, también denominado "Señal-3", es una función escalonada con una altura de escalón predeterminada y un ancho de escalón igual al lapso de tiempo "T1". La componente de señal de sonda 700.6 asume durante el primer lapso de tiempo "T1" que comienza al comienzo de la primera mitad del período "T" un valor igual a la altura del escalón predeterminada. Después del lapso de tiempo "T1", la componente de señal de sonda 700.6 asume un valor del doble del valor de la altura del escalón predeterminado durante otro lapso de tiempo "T1". Este aumento gradual del valor de la componente de señal de sonda 700.6 continúa durante otros tres intervalos de tiempo. Posteriormente, durante otro intervalo de tiempo "T1" al comienzo de la segunda mitad del período "T", la componente de señal de sonda 700.6 asume un valor una vez el negativo de la altura de escalón predeterminada. Durante el siguiente lapso de tiempo "T1", este valor se reduce a dos veces el negativo de la altura del escalón predeterminada. Esta disminución gradual del valor de la componente de señal de sonda 700.6 continúa hasta el final de la segunda mitad del período "T", lo que da como resultado una disminución del valor de la componente de señal de sonda 700.6 de cinco veces el valor negativo de la altura de escalón predeterminada. La componente de señal de sonda "Señal-3" introduce pequeñas perturbaciones en la tensión y, como resultado, empuja progresivamente la frecuencia a valores superiores al umbral.

40 En el ejemplo mostrado en la Fig. 7, la potencia reactiva de la componente de señal de sonda 700.6 es equivalente al 2,5% de la potencia real generada por el generador distribuido de potencia eléctrica 104 durante un período de la componente de señal de sonda 700.6.

45 En el ejemplo mostrado en la Fig. 7, la duración de ventana de tiempo " T_{monitor} " también se muestra para "Señal-1", "Señal-2" y "Señal-3"; cada una en unidades arbitrarias en el eje vertical. La duración de la ventana de tiempo " T_{monitor} " se establece en 0,5 segundos, lo que es igual al tiempo de retardo de un esquema de protección de sobretensión/subtensión, un esquema de protección de sobrefrecuencia/subfrecuencia y un esquema de protección ROCOF.

50 La longitud del período "T" de la onda cuadrada es flexible, pero debe elegirse al menos 1 ciclo (0,02 segundos para 50 Hz) menos que la ventana de tiempo de monitorización para una determinación efectiva de un aislamiento. En el ejemplo dado aquí, se eligió un margen de seguridad de 5 ciclos (igual a 0,1 segundos). Por lo tanto, la duración del período "T" es igual a 0,4 segundos.

55 El lapso o intervalo de tiempo "T1" se elige como 2 ciclos de 50 Hz, es decir, 0,04 s, para asegurar la inyección de potencia reactiva prevista por la disposición de detección de isla 106, que tiene en cuenta la dinámica del controlador y los transitorios eléctricos. Sin embargo, en otras realizaciones, "T1" se establece en un valor entre 0,04 segundos y T/2. En general, por razones de dinámica del controlador y transitorios eléctricos, es aconsejable configurar "T1" en valores que sean múltiplos de 2 períodos de ciclos de 50 Hz.

60 A continuación, se explica para el ángulo de rotor con referencia a la Fig. 8a y la Fig. 8b, cómo se determinan los criterios de decisión, el umbral y la duración de ventana de tiempo. La figura 8a muestra nuevamente la componente de señal de sonda "Señal-1" junto con la duración de ventana de tiempo " T_{monitor} ". En la Fig. 8a se muestra la

componente de señal de sonda "Señal-1" durante una pluralidad de períodos "T". Además, la Fig. 8a establece una duración de período de la componente de señal de sonda "Señal-1" en perspectiva de la duración de ventana de tiempo única indicada por dos marcadores 801a y 802a. Como puede verse en la Fig. 8a, un intervalo con una duración de una única ventana de tiempo de la componente de señal de sonda "Señal-1" comprende en total dos o tres flancos ascendentes y descendentes, que causan perturbaciones del valor del ángulo de rotor, que se muestra en la Fig. 8b.

La figura 8b muestra el ángulo de rotor 800 (θ_{rotor}) en función del tiempo junto con marcas que identifican la duración de ventana de tiempo. El ángulo de rotor 800 se muestra en función del tiempo. Una característica del ángulo de rotor son los impulsos periódicos, por ejemplo, impulso 800.1 e impulso 800.2, que se crean en respuesta a los flancos ascendentes y descendentes de la componente de señal de sonda "Señal-1". Como puede verse en los marcadores 801b, 802b y 803b que indican la duración de ventana de tiempo, durante un intervalo de tiempo con una duración equivalente a una única duración de ventana de tiempo, el ángulo de rotor incluye hasta un máximo de tres impulsos, que pueden observarse, cuando el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está desconectado de la red 110, pero también cuando está conectado a la red 110. Sin embargo, la amplitud de los impulsos aumenta cuando el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 se desacopla de la red de potencia eléctrica 110. Por lo tanto, en el ejemplo, se identifica que el sistema distribuido de potencia eléctrica 102 está aislado, si se identifican dos intervalos dentro de una única duración de ventana de tiempo durante los cuales el ángulo de rotor excede un umbral dado.

A continuación, se analizará la eficacia del algoritmo mostrado en la Fig. 3c ("Algo-7") con referencia a las Fig. 9 a Fig. 13.

Cada una de las cuatro figuras ilustra la efectividad del procedimiento "Algo-7" en comparación con tres esquemas de protección de relés comúnmente utilizados. La eficacia del procedimiento "Algo-7" se probó en cuatro escenarios diferentes (Escen.

No. 1 a Escen. No. 4). Los cuatro escenarios diferentes se detallan en la Tabla 1 y se definen en base a la diferencia en potencia real ΔP y potencia reactiva ΔQ entre el generador distribuido de potencia eléctrica 106 y la carga local 116. La potencia real ΔP se define como

$$\Delta P = P_{gen} - P_{carga},$$

donde P_{gen} es la potencia real generada por el generador distribuido de potencia eléctrica 106 y P_{carga} es la potencia real consumida por la carga local 116. Además, la diferencia en potencia reactiva ΔQ se define como

$$\Delta Q = Q_{gen} - Q_{carga},$$

donde Q_{gen} es la potencia reactiva generada por el generador distribuido de potencia eléctrica 106 y Q_{carga} es la potencia reactiva consumida por la carga local 116.

Como lo indica el signo algebraico de ΔP y ΔQ , en el escenario no. 1 y escenario no. 4 la demanda de potencia real y reactiva de la carga local es mayor que la proporcionada por el generador eléctrico distribuido, mientras que ocurre lo contrario en los otros dos escenarios.

Además, el escenario no. 3 y escenario no. 4 están cerca de la denominada zona de no detección, donde otro dispositivo de protección conocido en la técnica anterior no detectaría un aislamiento. En particular, el procedimiento 300c todavía puede funcionar con un desajuste de 0,09 PU en la potencia real y 0,02 PU en la potencia reactiva. En los ejemplos dados en la Tabla 1, la unidad base de pu se refiere a 465,00 kVA.

Tabla 1: Escenarios para la validación del algoritmo mostrado en la Fig. 3c.

Núm. Escen.	Diferencia en potencia real ΔP (pu)	Diferencia en potencia reactiva ΔQ (pu)	Observaciones
1	-0,54	-0,33	Generación menor que demanda
2	0,63	0,39	Generación mayor que demanda
3	0,09	0,02	Generación mayor que demanda, cerca de la zona de no detección
4	-0,09	-0,02	Generación menor que demanda, cerca de la zona de no detección

La comparación entre el procedimiento 300c y los procedimientos de protección de la técnica anterior se realizó en base a los datos generados por una configuración respectiva 900 de una simulación de un sistema distribuido de potencia eléctrica acoplado de manera interrumpible a una red como se muestra esquemáticamente en la Fig. 9.

También se han realizado pruebas de hardware en tiempo real, pero no se muestran aquí. La Fig. 9 muestra la configuración respectiva 900 para la simulación del sistema distribuido de potencia eléctrica trifásico 902 acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica 910, que se describe en el presente documento a continuación; más particularmente como se muestra como un sistema distribuido de potencia eléctrica trifásico (A, B, C) 902. El sistema distribuido de potencia eléctrica 902 está conectado de manera interrumpible a la red de potencia eléctrica 910 que en este caso de configuración 900 está adaptada para funcionar a una tensión de 10 kV para una potencia de 10 MVA.

Como puede verse en el sistema distribuido de potencia eléctrica 902, comprende un generador distribuido de potencia eléctrica síncrona 904 y una carga local 916; a saber, la carga ficticia indicada en la conexión de potencia 908 y la carga transformada adicional, ya que ambas se muestran al lado del transformador de fase; sus parámetros con especificaciones se representan en la Fig. 9.

Los respectivos tiempos de reloj e inicios también se muestran como parámetros para garantizar el buen orden.

El generador distribuido de potencia eléctrica 904 genera a 0,4 kV una potencia de 465 kVA; Las especificaciones del control de un generador y los parámetros del generador (como velocidad del rotor, potencia activa y reactiva de salida, campos, corriente de campo, frecuencias y similares) se muestran en el lado derecho del gráfico y no se comentan aquí.

Además, el sistema distribuido de potencia eléctrica 902 comprende una disposición de detección de isla 906 con una configuración de inversor de una unidad de conversión 106.2.2, concretamente como se indica en la Fig. 1a con respecto a los convertidores CC/CA apropiados. Aquí no se muestra en detalle una configuración respectiva de Batería/Condensador de una unidad de almacenamiento de energía 106.2.1 de la Fig. 1a. La disposición de detección de isla 906 está configurada para inyectar en la conexión de potencia 908 una señal de potencia reactiva que consiste en la componente de señal de sonda denominada "Señal-1" en la Fig. 7; también se muestra aquí en la Fig. 9 una "lógica de control" respectiva de un controlador anti-aislamiento 106.1 como se muestra en la Fig. 1a.

Además, el sistema distribuido de potencia eléctrica comprende una unidad de protección de relé 914, que en este caso está configurada como un disyuntor SC con las especificaciones representadas en la Fig. 9. La unidad de protección de relé 914 con "lógica de control" y configuración de inversor comprende tres mecanismos de protección de relé con los que se compara el procedimiento "Algo-7".

La Fig. 9 también representa interfaces respectivas, respectivamente puntos de conexión representados como "Terminal" entre el generador 904 y una carga local 916 (es decir, la carga ficticia indicada en la conexión de potencia 908 y la carga transformada adicional neta al transformador) en el sistema de potencia 902; La Fig. 9 también muestra la interfaz como un "PCC" y el punto de conexión a la red representado como "Red" en los lados respectivos del disyuntor SC a la red y al transformador, respectivamente. Las interfaces y los puntos de conexión se muestran como algo común y no se comentan en detalle aquí.

Los tres mecanismos de protección de relés se resumen en la Tabla 2. Un primer mecanismo de protección de relé comprueba si la magnitud de la tensión medida en la conexión de potencia 908 se encuentra en un intervalo entre 0,8 V y 1,19 V. Un segundo mecanismo de protección de relé comprueba si la frecuencia de la tensión medida se encuentra entre un valor umbral inferior de 47 Hz y un valor umbral superior de 52 Hz. En un tercer mecanismo de protección de relé, se comprueba que una primera derivada con respecto al tiempo de la frecuencia de la tensión medida en la conexión de potencia 908, también denominada tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), sea menor que 1 Hz/s. A continuación se hace referencia a estos como los tres mecanismos de protección de relés.

Tabla 2: Mecanismos comunes de protección de relés con los que se compara el procedimiento "Algo-7".

Tensión	Frecuencia	ROCOF
umbral inferior: 0,8 V, umbral superior: 1,19 V	umbral inferior: 47 Hz, umbral superior: 52 Hz	umbral superior: 1 Hz/seg

Los parámetros utilizados para el procedimiento "Algo-7" se enumeran en la Tabla 3. Los umbrales de amplitud de impulso se determinaron mediante el procedimiento de monitorización en línea. Los umbrales difieren entre sí debido a las diferentes condiciones de carga utilizadas en los tres escenarios.

Tabla 3: Parámetros utilizados para el procedimiento "Algo-7" para las simulaciones de los diferentes escenarios.

Núm. Escenario	Procedimiento Algo-7 (ángulo de rotor)
----------------	----------------------------------------

1	N = 2, Umbral de amplitud de impulso = 11
2	N = 2, Umbral de amplitud de impulso = 14
3	N = 2, Umbral de amplitud de impulso = 14
4	N = 2, Umbral de amplitud de impulso = 12

Los resultados se observan en una unidad de medición también mostrada como "mediciones". Para el escenario número 1, los resultados de la comparación se muestran en la Fig. 10, que se describirá a continuación. La Fig. 10 muestra una comparación de rendimiento de los mecanismos de protección de relés de la técnica anterior y el procedimiento "Algo-7" para el escenario número 1 de la Tabla 1.

En los gráficos 1002.1, 1004.1 y 1006.1, las cantidades magnitud, frecuencia y ROCOF de la tensión en la conexión de potencia 908, cada una de las cuales es monitoreada por uno de los mecanismos de protección de relé, se muestran como una función del tiempo durante la simulación. Además, los gráficos binarios 1002.2, 1004.2 y 1006.2 muestran si una cantidad monitorizada excede un umbral, indicado por un "1", o permanece dentro de los límites del umbral, indicado por un "0". Se detecta una isla si se excede un umbral durante al menos 0,5 segundos.

Hasta un tiempo de 6 segundos, que está marcado con las líneas discontinuas 1010.1 y 1010.2 en los gráficos, el sistema distribuido de potencia eléctrica 902 está acoplado a la red de potencia eléctrica. Al cabo de 6 segundos, la conexión eléctrica se interrumpe y permanece interrumpida hasta el final de la simulación.

Como puede verse en los gráficos 1002.1, 1004.1 y 1006.1, las cantidades monitorizadas asumen un valor constante en el intervalo de tiempo hasta el tiempo de 6 segundos. Posteriormente, debido a la ausencia del efecto estabilizador de la red de potencia eléctrica 910 en el sistema distribuido de potencia eléctrica 902, la tensión y la frecuencia disminuyen como se resalta por los círculos etiquetados 1002.3, 1004.3 y el ROCOF comienza a oscilar como se resalta por un círculo etiquetado 1006.3. Como puede verse por un cambio del valor 0 al valor 1 en el gráfico binario 1002.2 resaltado por el círculo 1002.4, la magnitud de la tensión medida excede el umbral inferior en aproximadamente un tiempo de 7 segundos. Mostrado en el gráfico binario 1004.2 mediante un cambio del valor 0 al valor 1 resaltado por un círculo 1004.4, la frecuencia excede el umbral inferior en aproximadamente un tiempo de 6,4 segundos. Debido a fuertes oscilaciones del ROCOF, el ROCOF ya supera el umbral menos de 1/10 s después de desacoplar el sistema distribuido de potencia eléctrica 902 de la red de potencia eléctrica 910, pero luego cae por debajo del umbral, lo que se indica mediante las oscilaciones en el Gráfico binario 1008.2 Sin embargo, como se resalta en el gráfico binario 1008.2 mediante el círculo 1008.4, durante un período de tiempo el umbral se excede continuamente durante más de 0,5 segundos, lo que conduce a una detección de aislamiento.

Por lo tanto, los tres mecanismos de protección de relés son capaces de detectar el aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica 902.

En el gráfico 1008.1 se muestra en función del tiempo el ángulo de rotor, que se controla mediante el procedimiento "Algo-7". El ángulo de rotor asume la dependencia funcional característica como ya se describió con referencia a la Fig. 8b, que comprende impulsos que ocurren periódicamente. Como se puede ver en el gráfico 1008.1, el valor absoluto de la magnitud de esos impulsos aumenta continuamente después de que el sistema distribuido de potencia eléctrica 908 se desacople de la red de potencia eléctrica 910, como se resalta mediante un círculo denominado 1008.3. Debido al aumento del valor absoluto de la magnitud de los impulsos, el aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica 902 se detecta en aproximadamente un tiempo de 6,4 segundos mediante el procedimiento "Algo-7", como se muestra en el gráfico 1008.2, que conmuta del valor 0 al valor 1 como se resalta en el círculo 1008.4. Así, las oscilaciones del ángulo de rotor que se muestran en el gráfico 1008.1 y resaltadas por el círculo 1008.3, conducen a una detección correcta del aislamiento mediante "Algo-7".

A continuación, la simulación del escenario número 2 se discutirá con referencia a la Fig. 11. La Fig. 11 muestra una comparación de rendimiento de los mecanismos de protección de relés de la técnica anterior y el procedimiento "Algo-7" para el escenario número 2 de la Tabla 1.

En los gráficos 1102.1 1104.1 1106.1 y 1108.1, las cantidades monitorizadas de los mecanismos de protección de relés así como la cantidad monitorizada del procedimiento "Algo-7" se muestran en función del tiempo durante la simulación. También en este escenario, el sistema distribuido de potencia eléctrica 902 se desacopla de la red de potencia eléctrica 910 en el momento de 6 segundos, que está marcado por las líneas discontinuas 1110.1 y 1110.2. Como puede verse en los gráficos 1102.1, 1104.1, 1106.1 y 1108.1, el desacoplamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica 902 de la red de potencia eléctrica 910 conduce a variaciones de las cantidades monitorizadas. Como se destaca en el círculo 1102.3, la magnitud de la tensión que se muestra en el gráfico 1102.1 fluctúa mucho. Además, también se pueden observar oscilaciones del valor de la frecuencia y del valor del ROCOF resaltados por los círculos 1104.3 y 1106.3, respectivamente. Sin embargo, a diferencia del escenario número 1, esas variaciones no conducen necesariamente a una identificación correcta del aislamiento para todos los mecanismos de protección de relés. Las oscilaciones de la magnitud de la tensión, marcadas con el círculo 1102.4, provocan picos en el gráfico

binario 1102.2, que no superan los 0,5 segundos y, por lo tanto, no conducen a la detección del aislamiento. Lo mismo ocurre con el ROCOF, que también solo genera picos temporales resaltados por el círculo 1106.4 en el gráfico 1106.2. Sólo las oscilaciones de la frecuencia provocan un cambio en el gráfico binario de 0 a 1, que se mantiene durante el tiempo suficiente para que se detecte un aislamiento y que está resaltado con el círculo 1104.4.

5 Por el contrario, las oscilaciones del ángulo de rotor que se muestran en el gráfico 1208.1 y resaltadas por el círculo 1308.3, conducen a una detección correcta del aislamiento mediante "Algo-7", que se indica mediante el cambio de valor de 0 a 1 que se muestra en el gráfico binario. 1308.2 y está resaltado por el círculo 1308.4.

10 A continuación, la simulación del escenario número 3 se discutirá con referencia a la Fig. 12. La Fig. 12 muestra una comparación de rendimiento de los mecanismos de protección de relés de la técnica anterior y el procedimiento "Algo-7" para el escenario número 3 de la Tabla 1. Un momento en el que el sistema distribuido de potencia eléctrica 902 se desacopla de la red 910 se indica mediante las líneas discontinuas 1210.1 y 1210.2.

15 En el escenario número 3, la diferencia entre la potencia real ΔP y la potencia reactiva ΔQ es significativamente menor que en los dos primeros escenarios. Esta diferencia reducida es particularmente visible en los gráficos 1202.1, 1204.1 y 1206.1, que muestran las cantidades monitorizadas por los mecanismos de protección del relé. Debido a la pequeña diferencia entre la potencia real ΔP y la potencia reactiva ΔQ , las variaciones causadas por el aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica 902 son mucho más pequeñas que las mostradas en la Fig. 10 y la Fig. 11. Esto es particularmente visible en los gráficos 1202.1 y 1204.1, que muestran una oscilación de la tensión y la frecuencia, resaltada por los círculos 1202.3 y 1204.3, respectivamente, en los que la magnitud relativa de las oscilaciones con respecto al valor adoptado antes de que el aislamiento se hiciera efectivo es en el rango de una única unidad porcentual. Como resultado, no se muestra ningún cambio en el valor de 0 a 1 en los gráficos binarios 1202.2 y 1204.2 y, por lo tanto, no se detecta ningún aislamiento.

25 Además, las oscilaciones del ROCOF que se muestran en el gráfico 1206.1 y resaltadas por el círculo 1206.3 son menores que en los escenarios anteriores. Como resultado, en el gráfico binario 1206.2, son visibles algunos picos, resaltados por los círculos 1206.4 y 1206.5, pero esos picos son demasiado cortos para que se detecte un aislamiento.

30 Nuevamente, por el contrario, el aumento del ángulo de rotor que se muestra en el gráfico 1208.1 y resaltado por el círculo 1208.3 es lo suficientemente grande como para que se detecte un aislamiento usando el procedimiento "Algo-7", que se indica mediante el cambio del gráfico binario desde el valor 0 al valor 1, que está resaltado por un círculo 1208.4.

35 Finalmente, la simulación del escenario número 4 se discutirá con referencia a la Fig. 13. La Fig. 13 muestra una comparación de rendimiento de los mecanismos de protección de relés de la técnica anterior y el procedimiento "Algo-7" para el escenario número 4 de la Tabla 1. Un momento en el que el sistema distribuido de potencia eléctrica 902 se desacopla de la red 910 se indica mediante las líneas discontinuas 1310.1 y 1310.2.

40 Similar al escenario número 3, el escenario número 4 está muy cerca de la zona de no detección. Como resultado, las variaciones de las cantidades monitorizadas por los mecanismos de protección de relés debido al aislamiento son muy pequeñas, como se puede observar en los gráficos 1202.1, 1204.1 y 1206.1 y resaltados por los círculos 1302.3, 1304.3 y 1306.3. Además, como se muestra en los gráficos 1202.2, 1204.2 y 1206.2, esas variaciones no son suficientes para detectar el aislamiento del sistema distribuido de potencia eléctrica 902 mediante los mecanismos de protección de relés. En particular, los gráficos binarios 1302.2 y 1304.2 permanecen completamente planos. En el gráfico binario 1306.2, se producen algunos picos, que están resaltados por el círculo 1306.4, sin embargo, no son lo suficientemente largos en el tiempo para que se produzca una detección de isla.

50 Por el contrario, las variaciones del ángulo de rotor causadas por la formación de islas y resaltadas por el círculo 1308.3 en el gráfico 1308.1 son significativamente grandes, de modo que es posible una detección de la isla basada en el procedimiento "Algo-7", como se muestra en el gráfico 1308.2, donde se produce la transición resaltada por el círculo 1308.4 del valor 0 al valor 1, lo que indica una isla.

55 En resumen, el procedimiento "Algo-7" es particularmente ventajoso para la detección de un aislamiento o formación de isla cuando el desajuste entre la potencia real y reactiva entre el generador eléctrico distribuido 904 y la carga local 916 es particularmente pequeña.

ES 2 964 223 T3

Números de referencia		
	100	Disposición de un sistema distribuido de potencia eléctrica acoplado a una red de potencia eléctrica.
5	102	Sistema distribuido de potencia eléctrica
	104	Generador de potencia eléctrica
10	104.2	Alternador del generador de potencia eléctrica
	104.2.1	Eje del campo magnético del estator
	104.4	Excitador del generador de potencia eléctrica
15	104.4.1	Eje del campo magnético
	104.6	Ángulo de rotor
20	106	Disposición de detección de isla
	106.1	Controlador de la disposición de detección de isla
	106.1.1	Controlador de inyección
25	106.1.2	Unidad de determinación de cantidad monitorizada
	106.1.3	Unidad de evaluación
30	106.1.4	Enlace de comunicación
	106.1.5	interfaz del controlador de inyección
	106.1.6	Interfaz de la unidad de determinación de cantidad monitorizada
35	106.2	Unidad de inyección de potencia reactiva
	106.2.1	Unidad de almacenamiento de energía
40	106.2.2	Unidad de conversión
	108	Conexión de potencia
	108.1	Tensión en la conexión de potencia
45	110	Red de potencia eléctrica
	112	Disposición del generador de potencia eléctrica
50	112.2	Unidad de control de la disposición del generador de potencia eléctrica.
	114	Motor primario
	114.2	Motor del motor primario
55	114.4	Unidad de control de motor del motor primario
	116	Carga local
60	118	Interruptor
	200	Procedimiento de detección de isla

ES 2 964 223 T3

	200a	Procedimiento ejecutado por la disposición de detección de isla
	202	Caja de extremo
5	204	Primer paso en el procedimiento
	206	Segundo paso del procedimiento
	208	Tercer paso del procedimiento
10	210	Cuarto paso del procedimiento
	211a	Algoritmo de identificación de isla
15	216	Caja de extremo
	200b	Procedimiento alternativo ejecutado por la disposición de detección de isla
	211b	Algoritmo de identificación de isla
20	212	Primer paso del algoritmo de identificación de isla
	214	Segundo paso del algoritmo de identificación de isla
25	300a	Procedimiento "Algo-4"
	300a.2, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 16	Pasos del procedimiento "Algo-4"
	300b	Procedimiento "Algo-5"
30	300b.2, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 16	Pasos del procedimiento "Algo-4"
	300c	Procedimiento "Algo-7"
35	300b.2, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 16	Pasos del procedimiento "Algo-4"
	400a	Procedimiento "Algo-2"
	400a.2, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 16	Pasos del procedimiento "Algo-2"
40	400b	Procedimiento "Algo-3"
	400b.2, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 16	Pasos del procedimiento "Algo-3"
45	500a.10	Procedimiento "Algo-1"
	500a.2, 4, 5, 6, 8, 19, 12, 14	Pasos del procedimiento "Algo-1"
	500b	Procedimiento "Algo-6"
50	500b.2, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 14, 16	Pasos del procedimiento "Algo-6"
	600	Algoritmo
55	602	Paso "Algo-1"
	604	Paso "Algo-2"
	606	Paso "Algo-3"
60	608	Paso "Algo-4"
	610	Paso "Algo-5"

ES 2 964 223 T3

	612	Paso "Algo-6"
	614	Paso "Algo-7"
5	616	Determinación y configuración del límite de umbral en línea
	618	Evaluación final
10	700	Señal de potencia reactiva
	700.2	Componente de señal de sonda
	700.4	Componente de señal de sonda
15	700.6	Componente de señal de sonda
	T_{monitor}	Duración de la ventana de tiempo
20	801a, 802a	Marcadores que indican la duración de ventana de tiempo individual
	800	Angulo de rotor en función del tiempo
	800.1, 800.2	Impulsos del ángulo de rotor
25	801b, 802b, 803b	Marcadores que indican la duración de ventana de tiempo
	900	Sistema distribuido de potencia eléctrica acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica.
30	902	Sistema distribuido de potencia eléctrica
	904	Generador distribuido de potencia eléctrica síncrono
35	906	Disposición de detección de isla
	908	Conexión de potencia
	910	Red de potencia eléctrica
40	914	Unidad de protección de relé
	916	Carga local
45	1002.1	Tensión en función del tiempo (escenario 1)
	1002.2	Detección de isla basada en tensión (escenario1)
	1004.1	Frecuencia en función del tiempo (escenario 1)
50	1004.2	Detección de isla basada en la frecuencia (escenario 1)
	1006.1	ROCOF en función del tiempo (escenario 1)
55	1006.2	Detección de isla basada en ROCOF (escenario 1)
	1008.1	Ángulo de rotor en función del tiempo (escenario 1)
	1008.2	Detección de islas basada en el ángulo de rotor (escenario 1)
60	1102.1	Tensión en función del tiempo (escenario 2)
	1102.2	Detección de isla basada en tensión (escenario 2)

ES 2 964 223 T3

	1104.1	Frecuencia en función del tiempo (escenario 2)
5	1104.2	Detección de isla basada en la frecuencia (escenario 2)
	1106.1	ROCOF en función del tiempo (escenario 2)
	1106.2	Detección de islas basada en ROCOF (escenario 2)
10	1108.1	Ángulo de rotor en función del tiempo (escenario 2)
	1108.2	Detección de isla basada en el ángulo de rotor (escenario 2)
	1202.1	Tensión en función del tiempo (escenario 3)
15	1202.2	Detección de isla basada en tensión (escenario 3)
	1204.1	Frecuencia en función del tiempo (escenario 3)
20	1204.2	Detección de isla basada en la frecuencia (escenario 3)
	1206.1	ROCOF en función del tiempo (escenario 3)
	1206.2	Detección de isla basada en ROCOF (escenario 3)
25	1208.1	Ángulo de rotor en función del tiempo (escenario 3)
	1208.2	Detección de isla basada en el ángulo de rotor (escenario 3)
30	1302.1	Tensión en función del tiempo (escenario 4)
	1302.2	Detección de isla basada en tensión (escenario 4)
	1304.1	Frecuencia en función del tiempo (escenario 4)
35	1304.2	Detección de isla basada en la frecuencia (escenario 4)
	1306.1	ROCOF en función del tiempo (escenario 4)
40	1306.2	Detección de isla basada en ROCOF (escenario 4)
	1308.1	Ángulo de rotor en función del tiempo (escenario 4)
45	1308.2	Detección de isla basada en el ángulo de rotor (escenario 4)

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para detectar la formación de islas de un sistema distribuido de potencia eléctrica (102), comprendiendo el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) al menos un generador distribuido de potencia eléctrica (104) para generar y proporcionar potencia eléctrica a una conexión (108), en particular una línea de potencia para potencia eléctrica, donde el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica (110), comprendiendo el procedimiento:
- generar una señal de potencia reactiva (700) que tiene al menos una componente de señal de sonda (700.2, 700.4, 700.6) de un tipo especificado mediante una disposición de detección de isla (106) acoplada a la conexión (108),
 - inyectar la señal de potencia reactiva (700) en la conexión (108),
 - determinar una o más cantidades monitorizadas, que son indicativas de una respuesta del sistema distribuido de potencia eléctrica (102) a la señal de potencia reactiva inyectada (700), y
 - aplicar un algoritmo de identificación de isla (211, 300a.7, 300b.7, 300c.7) a cada una de las una o más cantidades monitorizadas determinadas, donde un resultado del algoritmo de identificación de isla (211, 300a.7, 300b.7, 300c.7) es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) está desacoplado de la red de potencia eléctrica (110), caracterizado porque
 - al menos una de las cantidades monitorizadas implica:
 - una segunda derivada (d^2f/dt^2) respecto del tiempo de una frecuencia (f) de una tensión (V, 108.1) asociada a la potencia eléctrica generada (300b.6).
2. El procedimiento de la reivindicación 1, donde al menos una de las cantidades monitorizadas implica, además, una cantidad del grupo formado por:
- una primera derivada (dV_{ang}/dt) con respecto al tiempo de un ángulo de tensión (V_{ang}) de la tensión (V, 108.1) asociada a la potencia eléctrica generada (300a.6), y
 - un ángulo de rotor (θ_{rotor}) de al menos un generador distribuido de potencia eléctrica (300c.6).
3. El procedimiento de la reivindicación 1 o 2, donde determinar una o más cantidades monitorizadas comprende además los pasos:
- medir una tensión (108.1) del sistema distribuido de potencia eléctrica (102) en la conexión (108), y
 - derivar de la tensión medida la una o más cantidades monitorizadas, donde derivar de la tensión medida la una o más cantidades monitorizadas comprende derivar de la tensión medida (V) la segunda derivada (d^2f/dt^2) con respecto al tiempo de la frecuencia (f) de la tensión (V, 108.1) asociada con la potencia eléctrica generada (300b.6) y derivar la primera derivada (dV_{ang}/dt) con respecto al tiempo de un ángulo de tensión (V_{ang}) de la tensión (V, 108.1) asociada a la potencia eléctrica generada (300a.6).
4. El procedimiento de la reivindicación 2, donde la al menos una cantidad monitorizada implica una diferencia (θ_{rotor_pu}) entre el ángulo de rotor (θ_{rotor}) del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica y un valor promedio (θ_{rotor_avg}) del ángulo de rotor del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica (300c.6).
5. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, donde el algoritmo de detección de isla comprende identificar si la al menos una cantidad monitorizada excede un valor umbral (212, 300a.8, 300b.8, 300c.8) y aplicar un criterio de decisión al respecto, donde el algoritmo de detección de isla comprende los siguientes pasos:
- identificar, dentro de una ventana de tiempo de monitorización de una duración de ventana de tiempo, intervalos de tiempo durante los cuales la al menos una cantidad monitorizada excede el valor umbral (212, 300a.8, 300b.8, 300c.8), y
 - aplicar un criterio de decisión a los intervalos de tiempo identificados (214, 300a.10, 300b.10, 300c.10) dentro de la ventana de tiempo de monitorización, donde un resultado de aplicar el criterio de decisión a los intervalos de tiempo identificados es indicativo de si el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) está desacoplado de la red de potencia eléctrica (110).
6. El procedimiento de la reivindicación 5, donde el valor umbral se determina usando un procedimiento de monitorización en línea de la amplitud de la una o más cantidades monitorizadas, donde el procedimiento de monitorización en línea adapta continuamente el valor umbral debido a una condición de carga cambiante del sistema distribuido de potencia eléctrica.
7. El procedimiento de la reivindicación 5, donde el criterio de decisión y/o el valor umbral están predeterminados de acuerdo con la al menos una componente de señal de sonda (700.2, 700.4, 700.6).
8. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, donde la disposición de detección de isla (106) está acoplada por enchufe a la conexión (108).

9. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, donde, si el resultado de aplicar el algoritmo de detección de isla (211, 300a.7, 300b.7, 300c.7) es indicativo de que el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) está desacoplado de la red de potencia eléctrica (110), el al menos un generador distribuido de potencia eléctrica (104) se opera en un modo de operación en isla predeterminado.

5 10. El procedimiento según la reivindicación 5, donde el criterio de decisión indica que el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) está desacoplado de la red de potencia eléctrica (110), si
 - un conteo de los intervalos de tiempo identificados supera un valor umbral de conteo (300a.10, 300b.10, 300c.10), y/o
 10 - un tiempo acumulado de los intervalos de tiempo identificados excede un valor umbral de tiempo acumulado (400a.10, 400b.10).

11. El procedimiento según las reivindicaciones 5 a 10, donde
 - al menos una cantidad monitorizada determinada es un valor absoluto de una primera derivada con respecto al tiempo de un ángulo de tensión de la tensión (108.1) asociada a la potencia eléctrica generada (300a.6), y
 15 - el criterio de decisión para esa cantidad monitorizada define un límite superior para el número de intervalos de tiempo identificados, que, si se excede por los intervalos de tiempo identificados, indica el sistema distribuido de potencia eléctrica que se debe desacoplar (300a.10).

20 12. El procedimiento según las reivindicaciones 5 a 10, donde
 - al menos una cantidad monitorizada es un valor absoluto de una segunda derivada con respecto al tiempo de una frecuencia de la tensión (108.1) asociada a la potencia eléctrica generada (300b.6), y
 - el criterio de decisión para esa cantidad monitorizada define un límite superior para el número de intervalos de tiempo identificados, que, si se excede por los intervalos de tiempo identificados, indica el sistema distribuido de potencia
 25 eléctrica que se debe desacoplar (300b.10).

13. El procedimiento según las reivindicaciones 5 a 10, donde
 - al menos una cantidad monitorizada es un valor absoluto de una diferencia entre un ángulo de rotor del al menos un generador distribuido de potencia eléctrica y un ángulo de rotor promedio del al menos un generador distribuido de
 30 potencia eléctrica (300c.6), donde
 - el ángulo de rotor promedio se determina promediando el ángulo de rotor durante un intervalo de tiempo de promedio, donde el intervalo de tiempo de promedio corresponde con la ventana de tiempo de monitorización; y
 - el criterio de decisión para esa cantidad monitorizada define un límite superior para el número de intervalos de tiempo identificados, que, si se excede por los intervalos de tiempo identificados, indica el sistema distribuido de potencia
 35 eléctrica que debe desacoplarse (300c.10).

14. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, donde la al menos una componente de señal de sonda es periódica con el tiempo y comprende
 - una función similar a una onda cuadrada con tiempos de subida y bajada cortos (700.2, 700.4), y/o
 40 - una función similar a una función escalonada con tiempos de subida o bajada entre escalones, que aumentan monótonamente durante una primera media onda de la función similar a una función escalonada y disminuyen monótonamente durante una segunda media onda de la función similar a una función escalonada (700.6).

15. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la señal de potencia reactiva inyectada (700) es una función periódica con respecto al tiempo que tiene al menos una de los siguientes componentes de señal de sonda:
 - una función similar a una onda cuadrada con una amplitud positiva durante la primera mitad del período y una amplitud negativa durante la segunda mitad del período (700.2); y/o
 - una función similar a una onda cuadrada con una amplitud positiva durante una fracción de la primera mitad del período mientras que la amplitud es cero durante la parte restante del primer medio período y una amplitud negativa durante una fracción de la segunda mitad del período mientras que la amplitud es cero durante la parte restante del
 50 segundo período (700.4); y/o
 - una función similar a una función escalonada, que aumenta monótonamente durante una primera media onda de la función escalonada, posteriormente regresa a cero, disminuye monótonamente durante una segunda media onda de la función escalonada y posteriormente regresa a cero (700.6).
 55

16. Controlador (106.1) adaptado para detectar la formación de islas en un sistema distribuido de potencia eléctrica (102) que incluye al menos un generador distribuido de potencia eléctrica (104) para generar y proporcionar potencia eléctrica a una conexión (108), en particular una línea de potencia para potencia eléctrica. 16, donde el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) está acoplado de forma interrumpible a una red de potencia eléctrica (110), y donde el controlador está adaptado para ejecutar el procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 15, donde el controlador se caracteriza porque
 60 - la al menos una de las cantidades monitorizadas implica

- una segunda derivada (d^2f/dt^2) respecto del tiempo de una frecuencia (f) de una tensión (V , 108.1) asociada a la potencia eléctrica generada (300b.6).

5 17. Una disposición de detección de isla adaptada para detectar la formación de islas en un sistema distribuido de potencia eléctrica (102) que incluye al menos un generador distribuido de potencia eléctrica (104) para generar y proporcionar potencia eléctrica a una conexión (108), en particular una línea de potencia para potencia eléctrica, donde el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica (110), comprendiendo la disposición de detección de isla:

10 - una unidad de inyección de corriente de potencia reactiva (106.2) que tiene
- una unidad de almacenamiento de energía (106.2.1) que está configurada para almacenar energía y generar y proporcionar una corriente eléctrica CC a partir de la energía almacenada, y

- una unidad de conversión (106.2.2) que recibe la corriente eléctrica CC desde la unidad de almacenamiento de energía (106.2.1) y está configurada para proporcionar una corriente eléctrica CA para inyectar una señal de potencia reactiva (700) en la conexión (108).);

15 - un controlador, donde el controlador está adaptado para ejecutar el procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 15, donde el controlador se caracteriza porque

- al menos una de las cantidades monitorizadas implica
- una segunda derivada (d^2f/dt^2) respecto del tiempo de la frecuencia (f) de una tensión (V , 108.1) asociada a la potencia eléctrica generada (300b.6),

20 18. Un sistema distribuido de potencia eléctrica (102) que incluye al menos un generador distribuido de potencia eléctrica (104) para generar y proporcionar potencia eléctrica a una conexión (108), en particular una línea de potencia para potencia eléctrica, en donde el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) está acoplado de manera interrumpible a una red de potencia eléctrica (110), comprendiendo además el sistema distribuido de potencia eléctrica (102) la disposición de detección de isla (106) de la reivindicación 17.

25

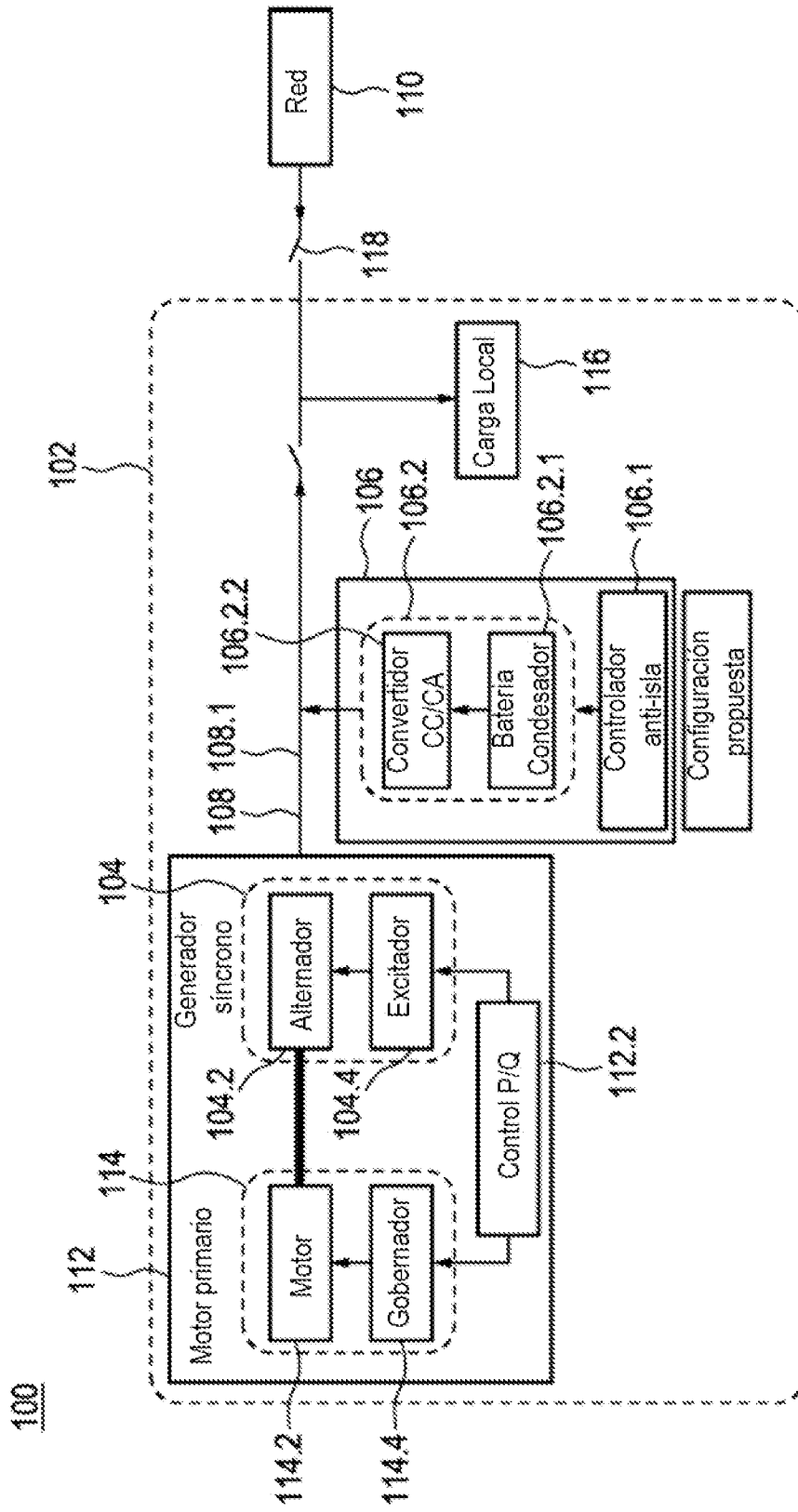


FIG. 1a

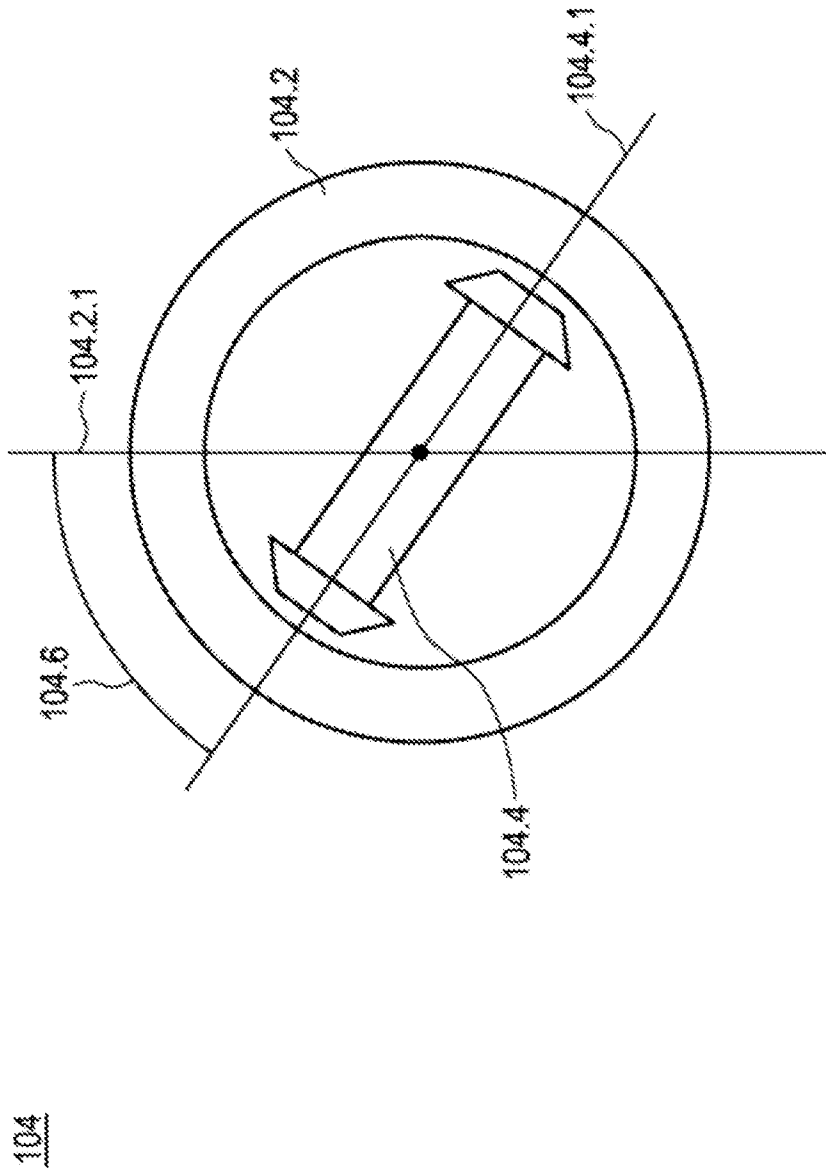


FIG. 1b

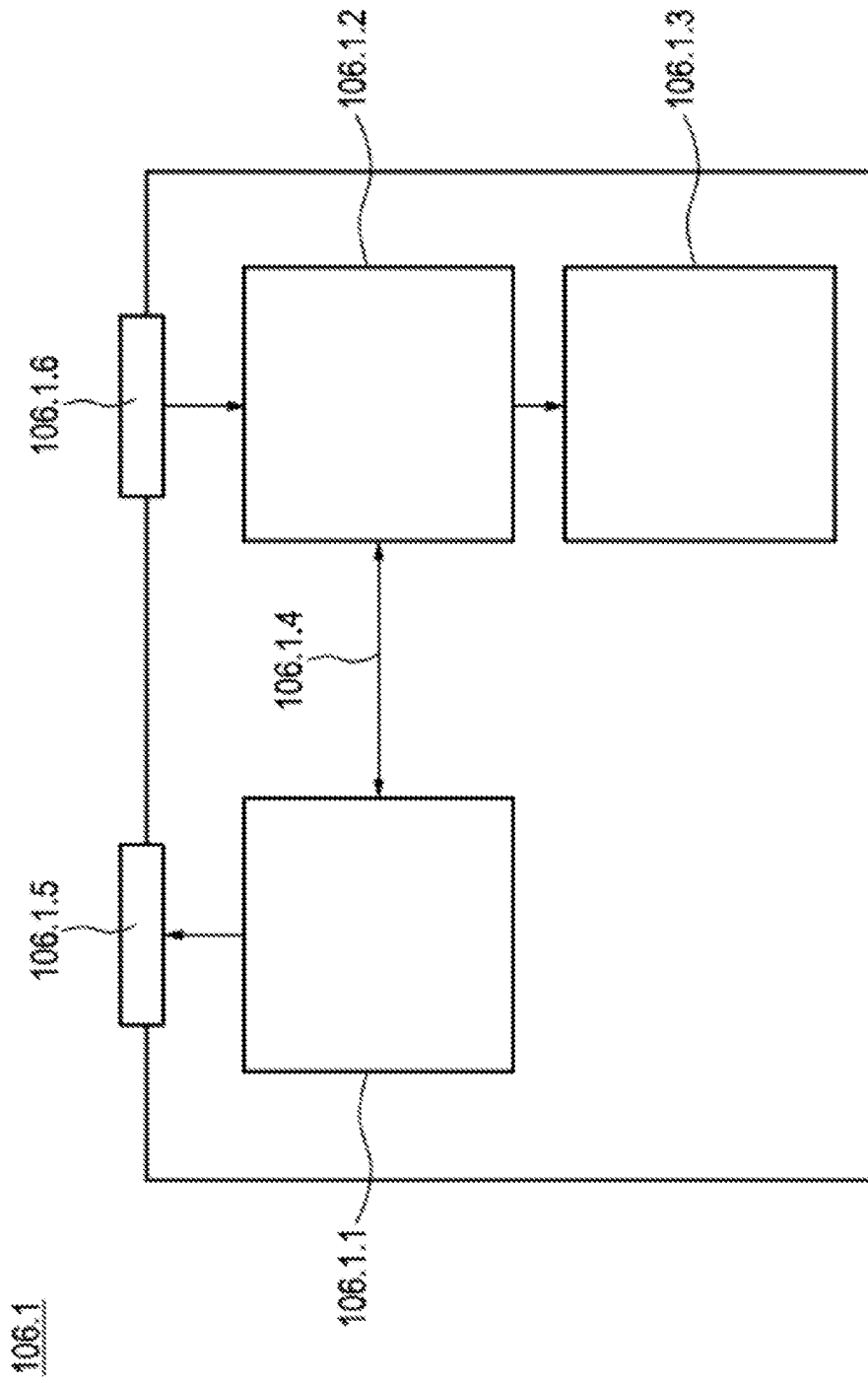


FIG. 1c

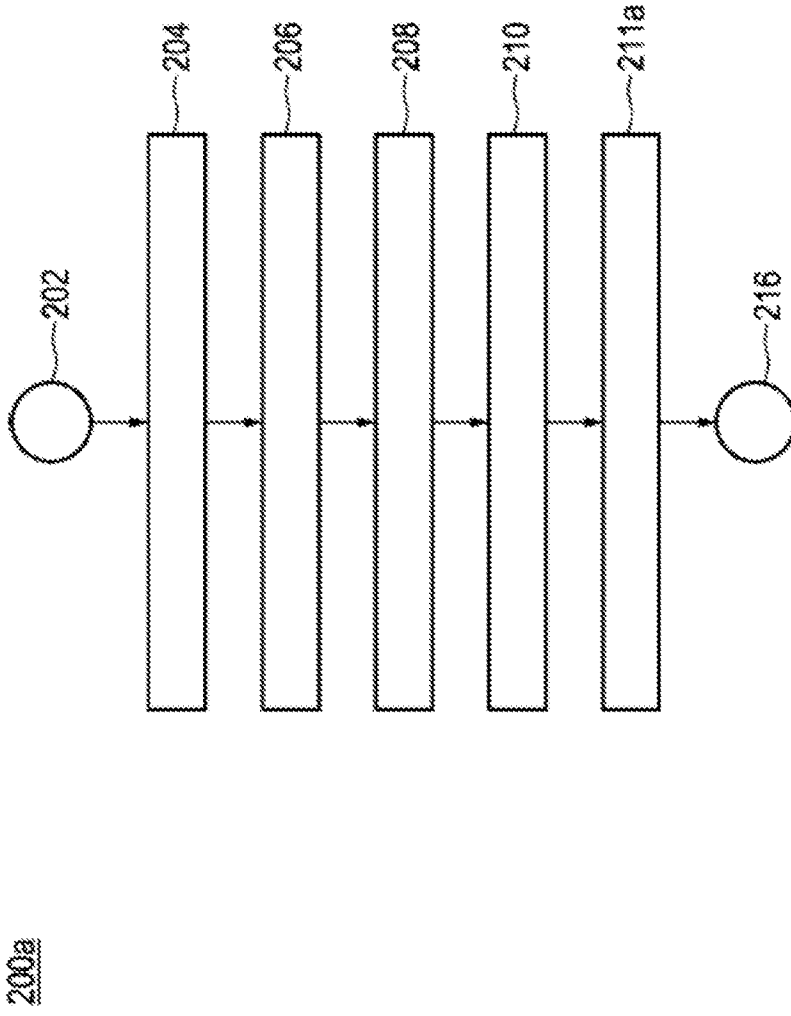


FIG. 2a

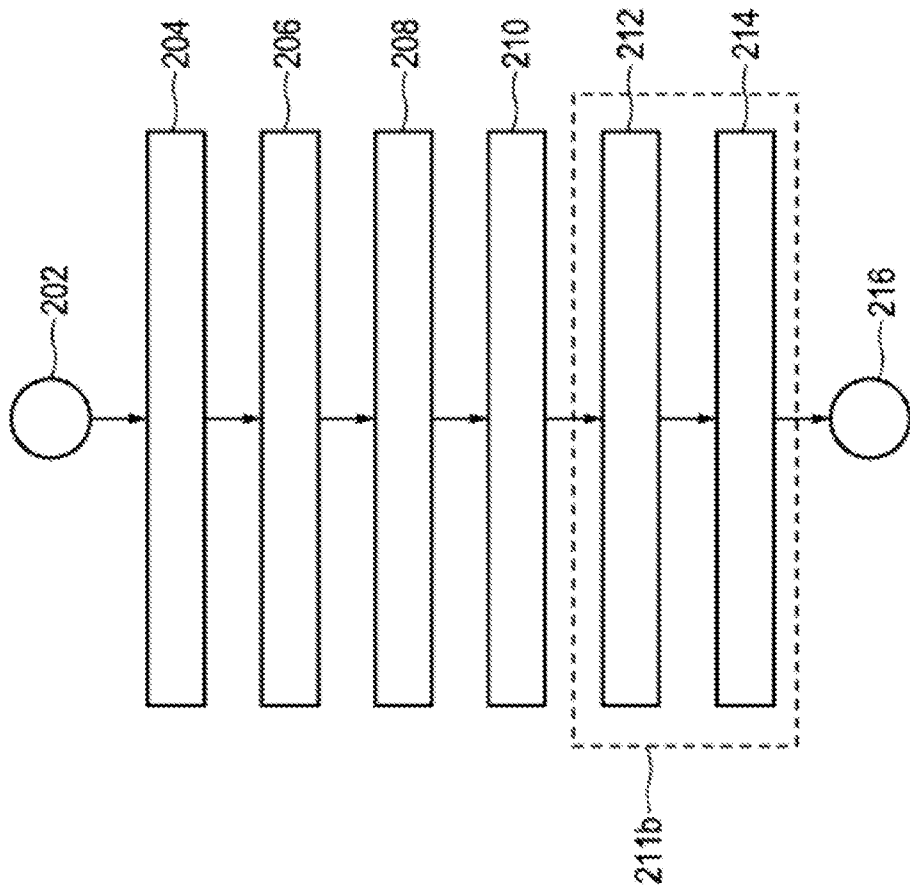


FIG. 2b

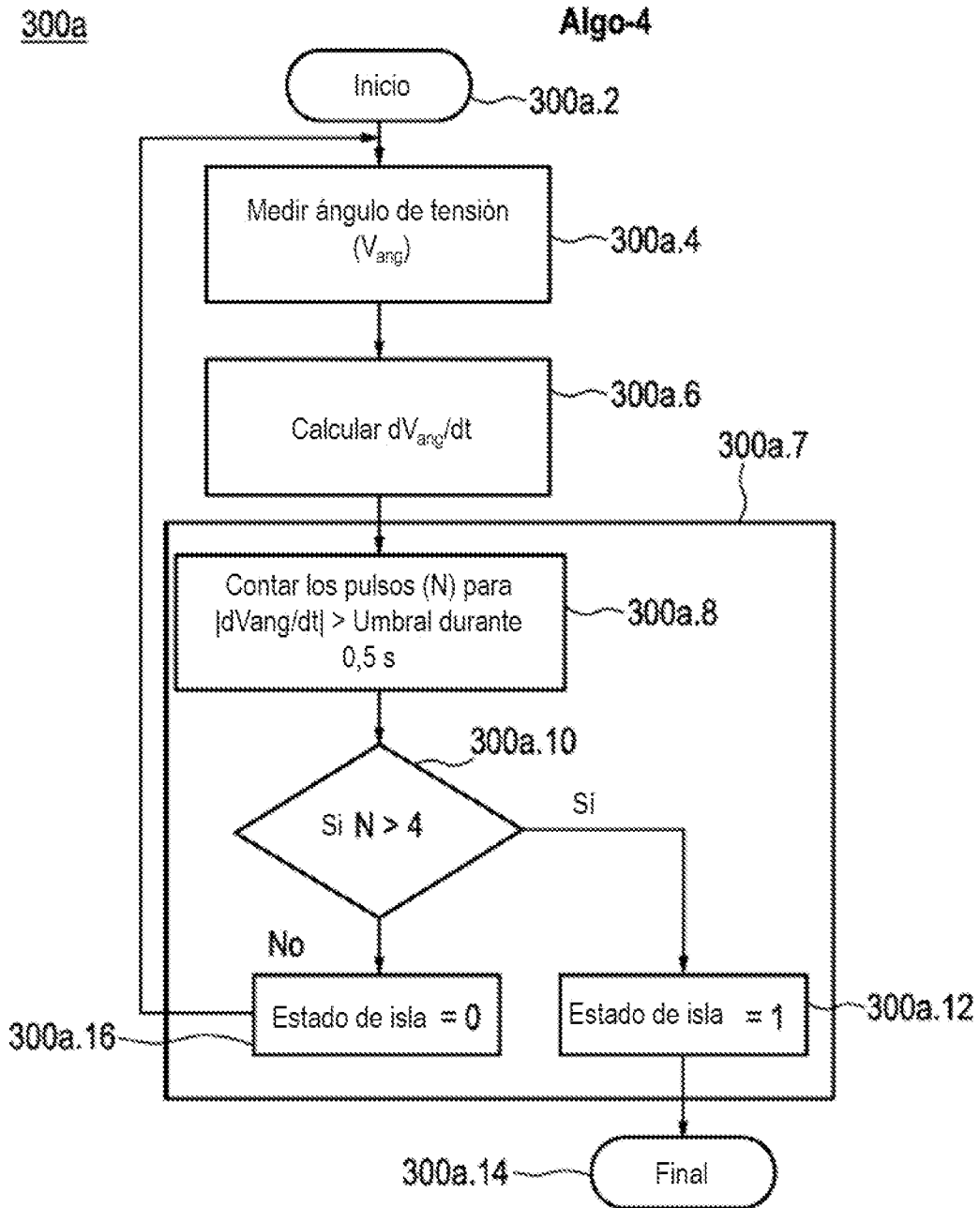


FIG. 3a

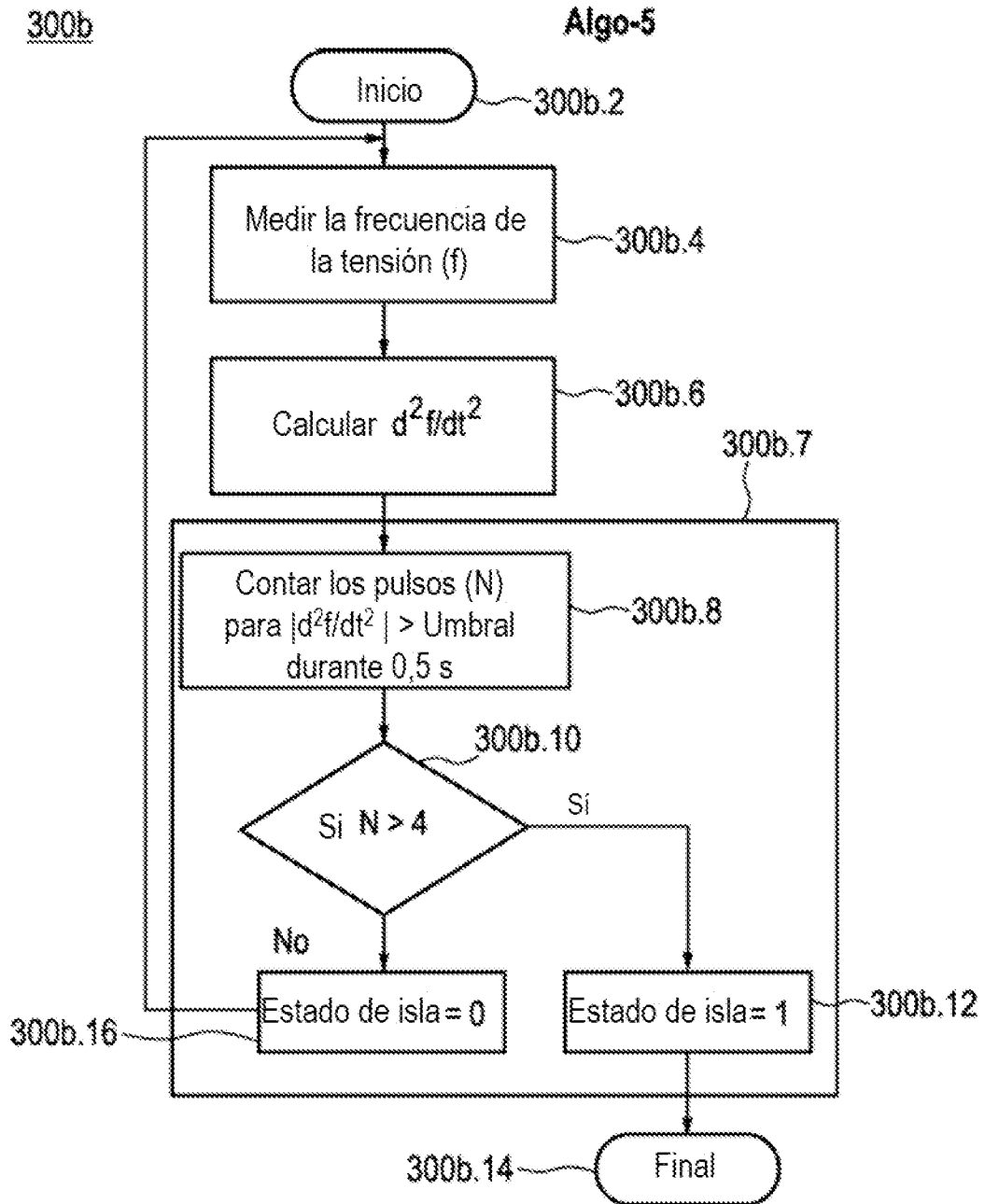


FIG. 3b

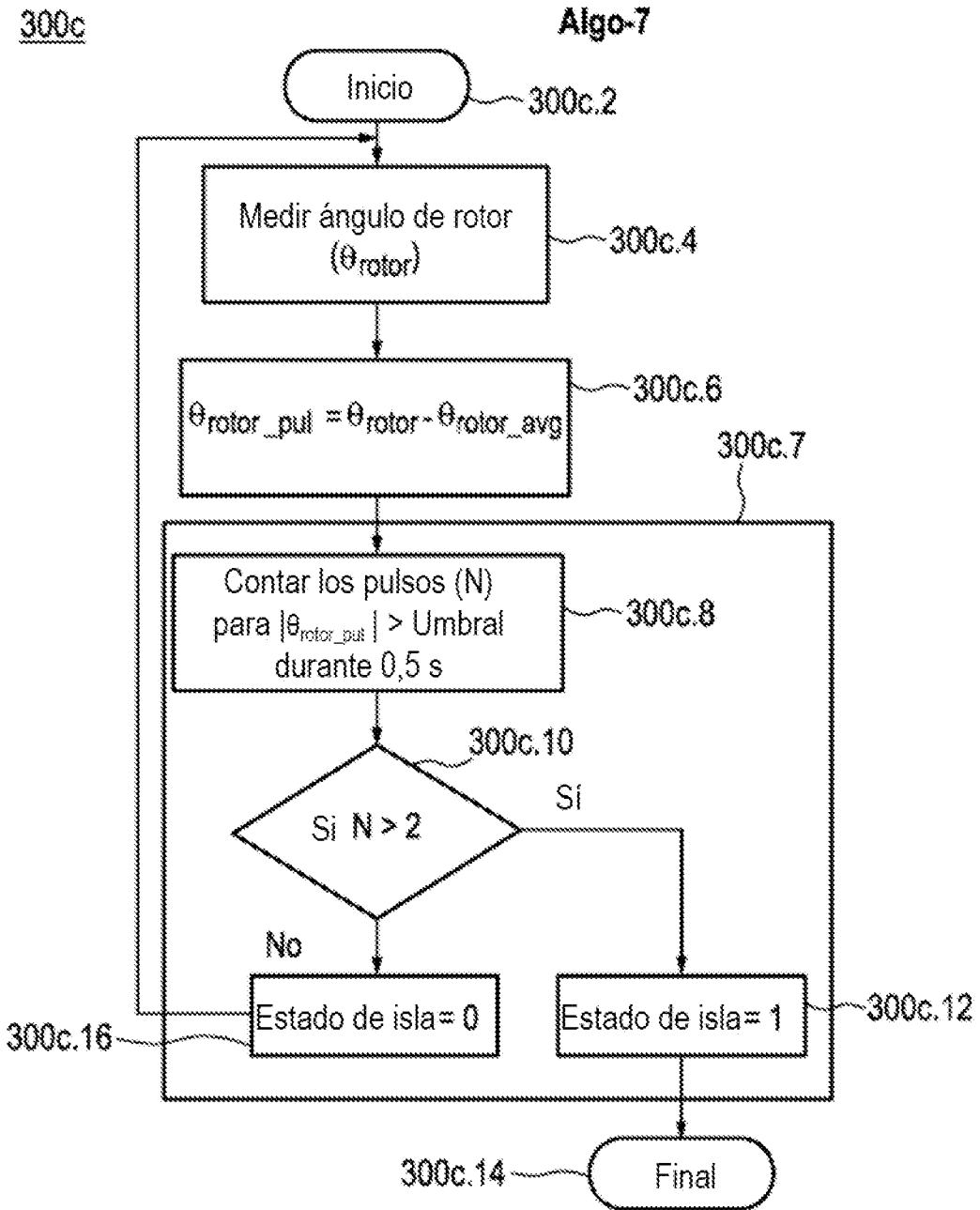


FIG. 3c

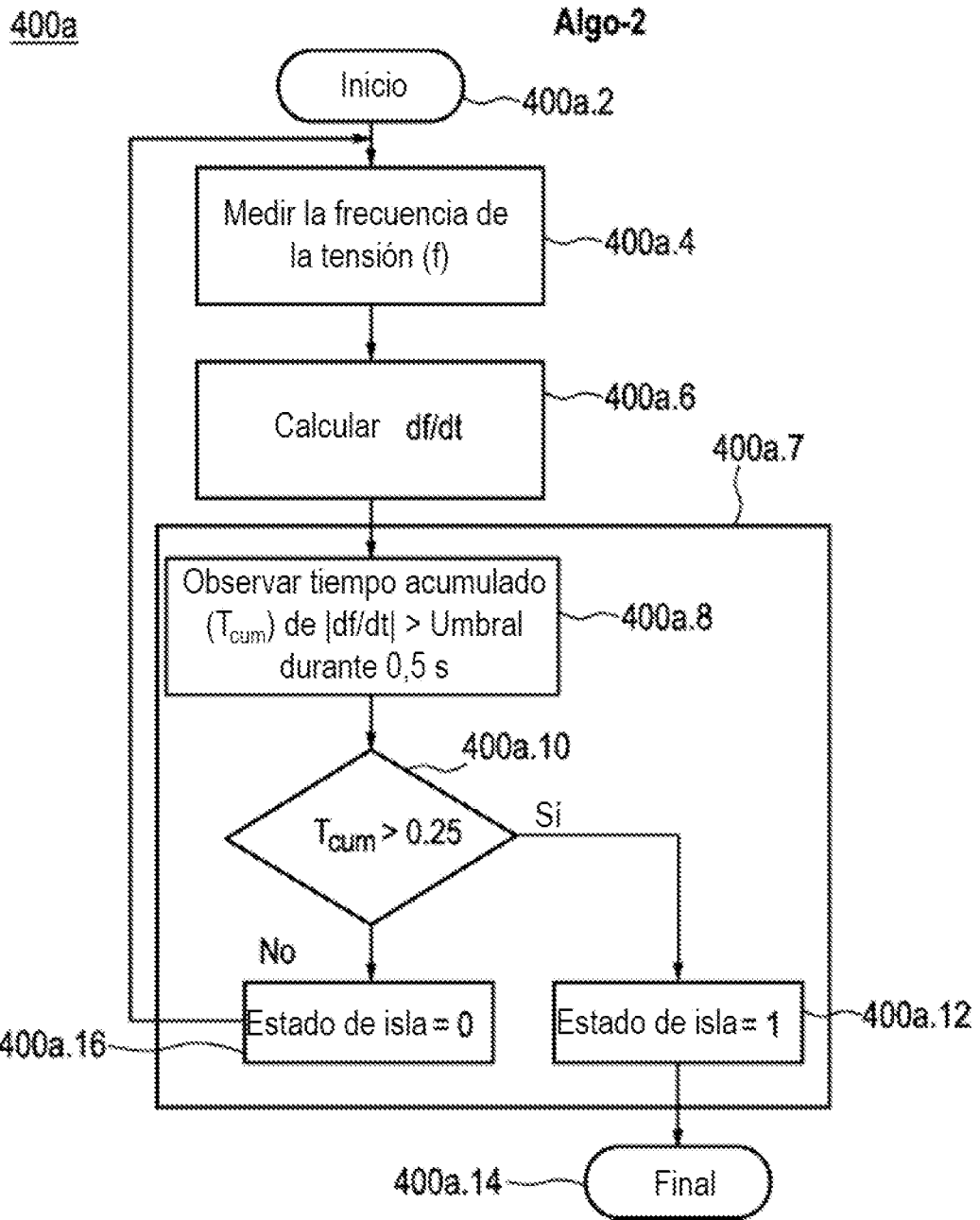


FIG. 4a

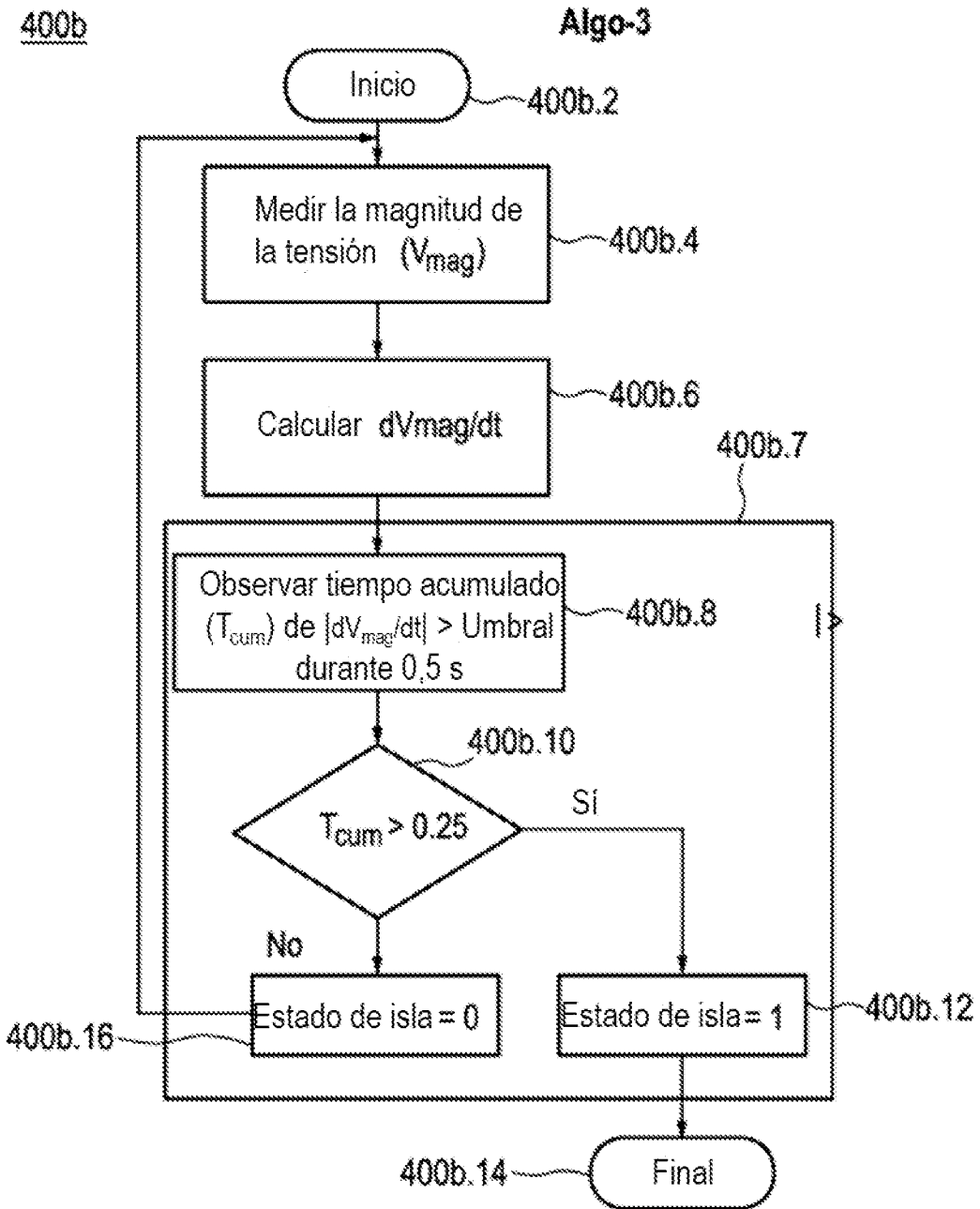


FIG. 4b

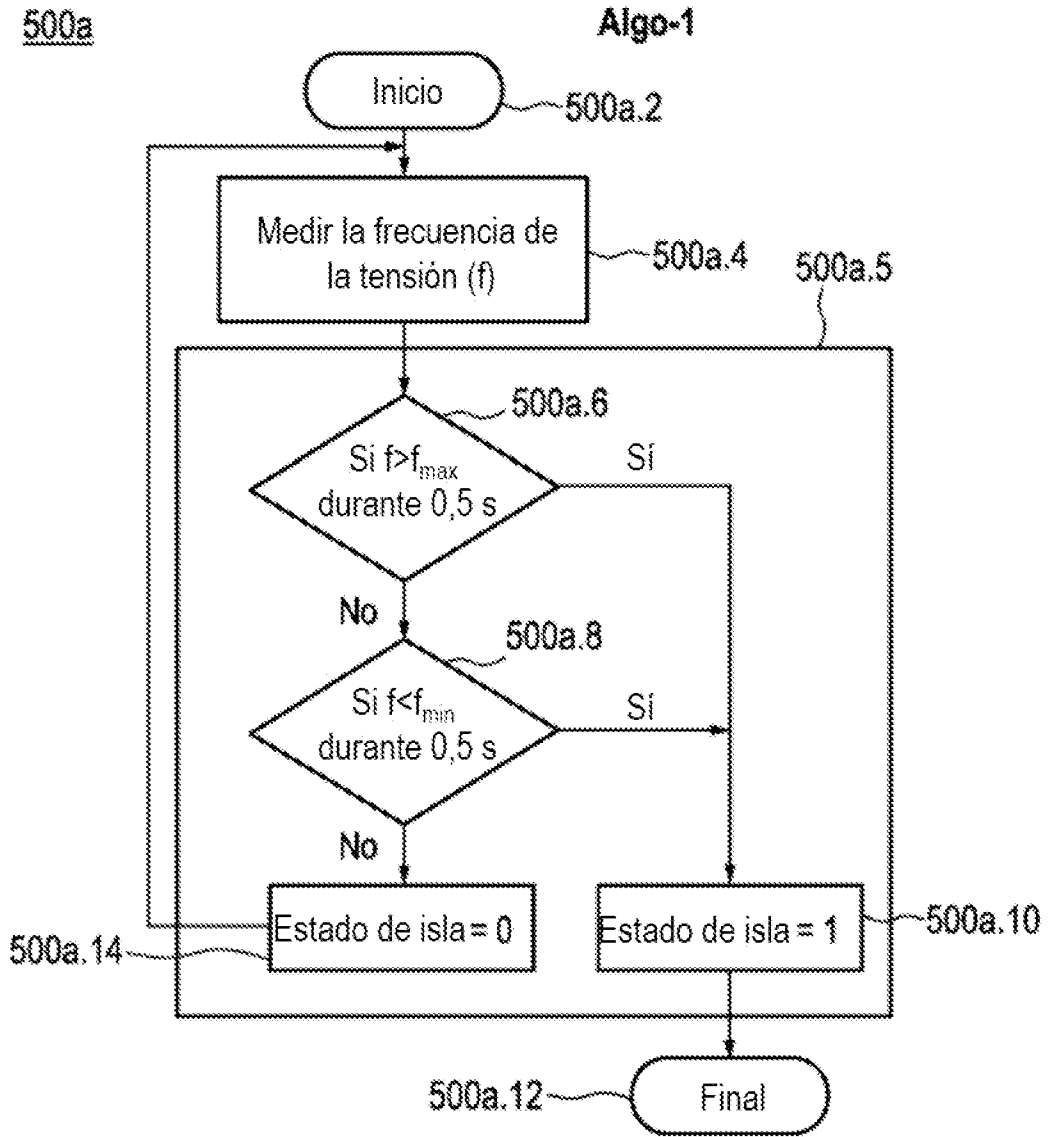


FIG. 5a

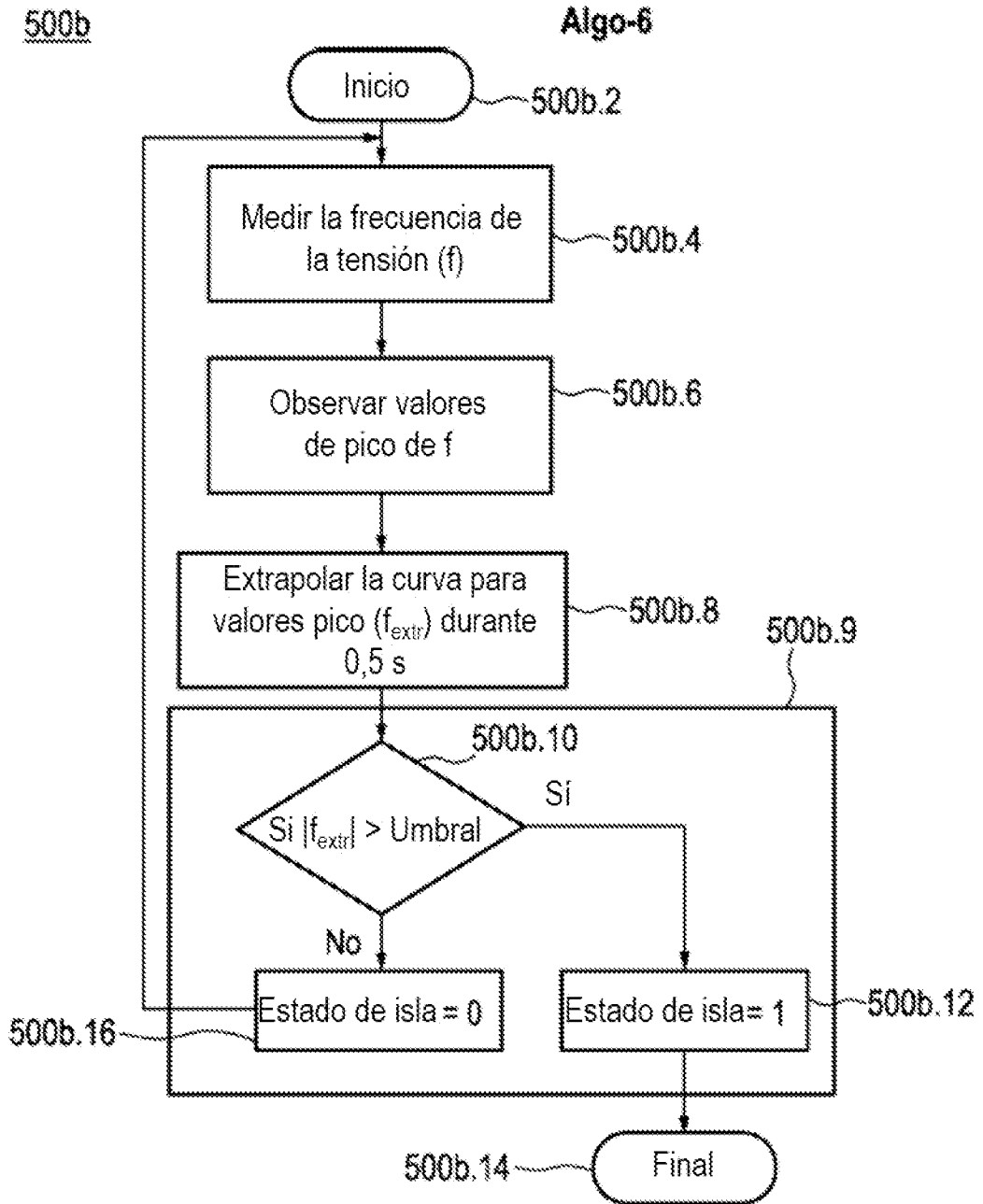


FIG. 5b

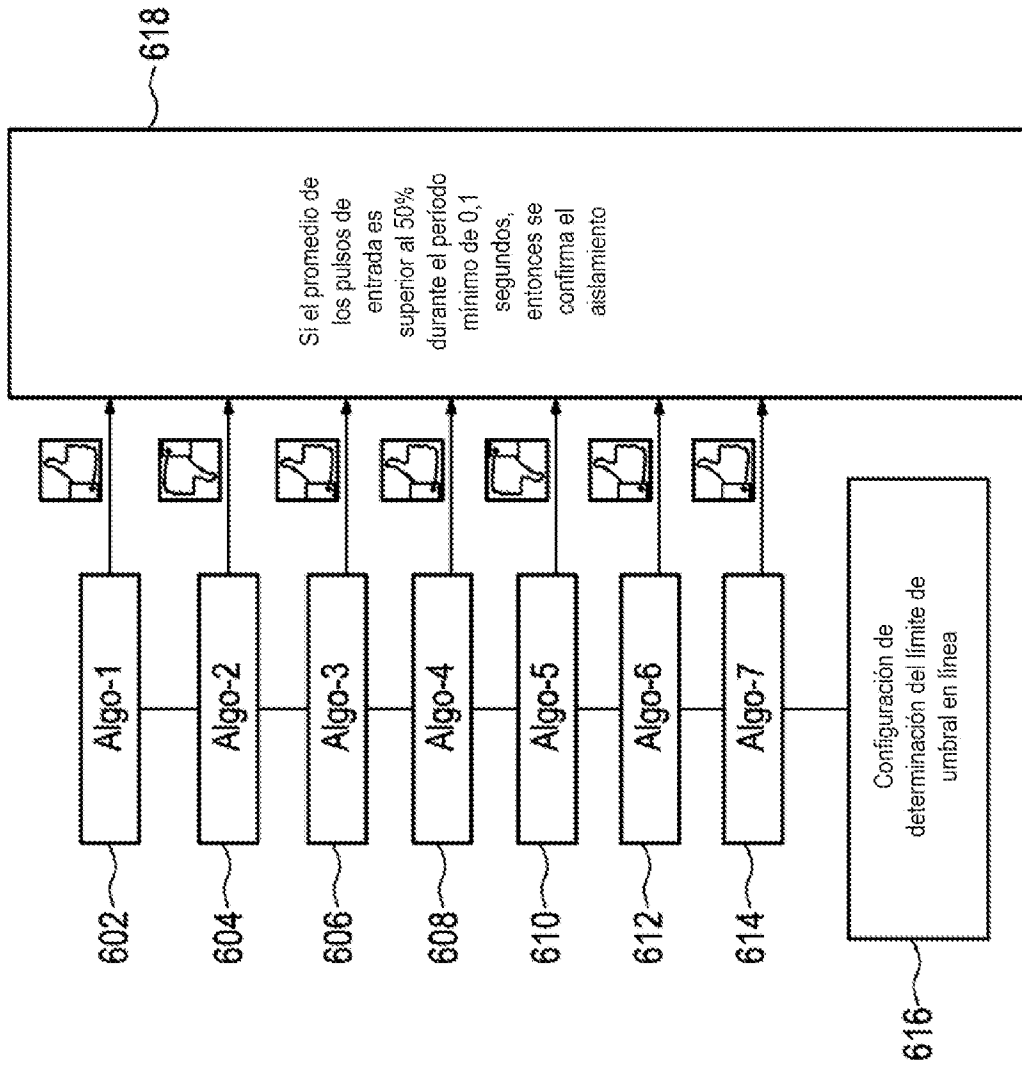


FIG. 6

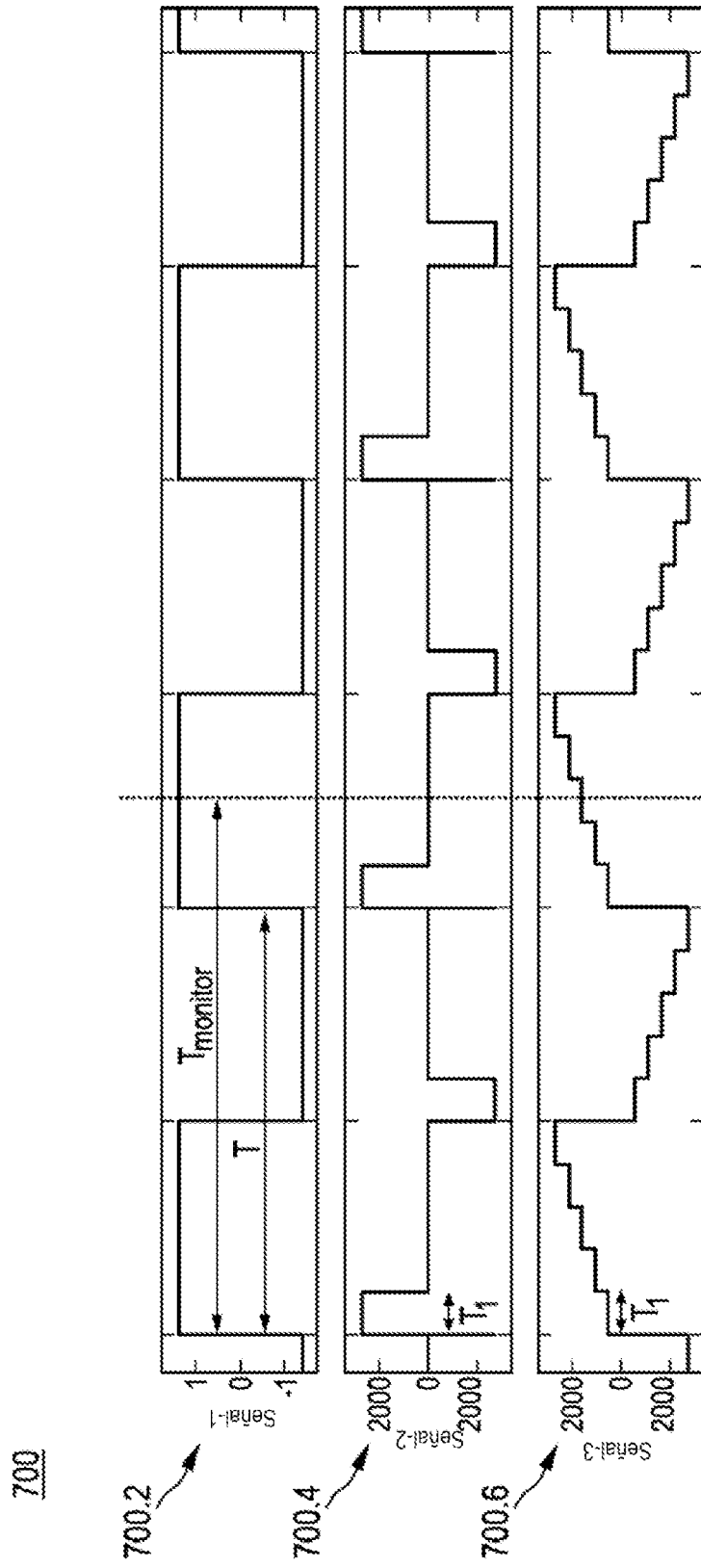


FIG. 7

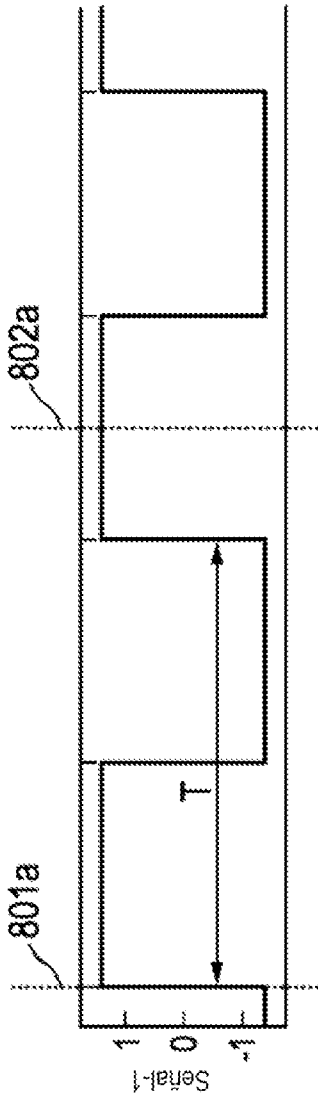


FIG. 8a

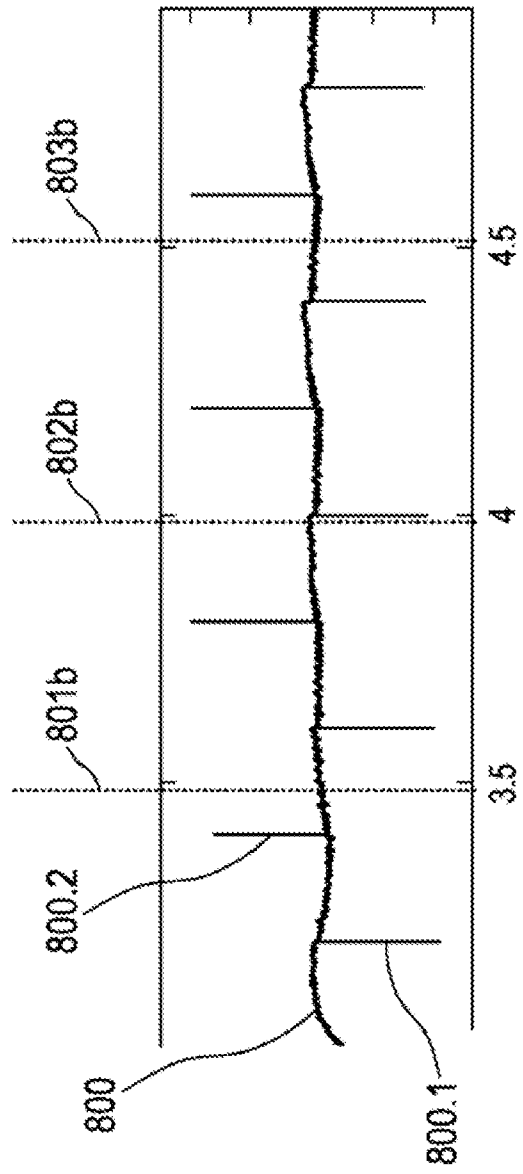


FIG. 8b

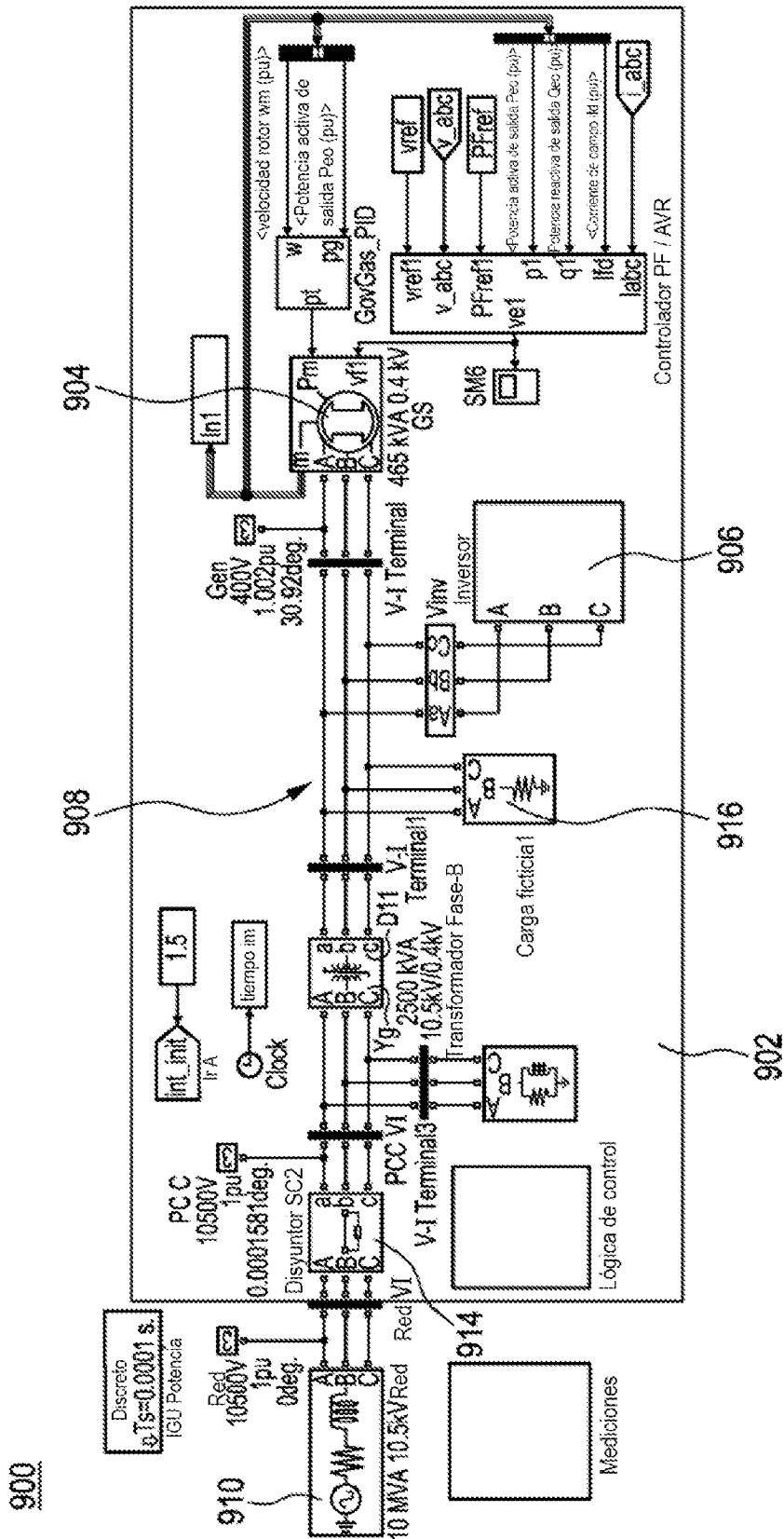


FIG. 9

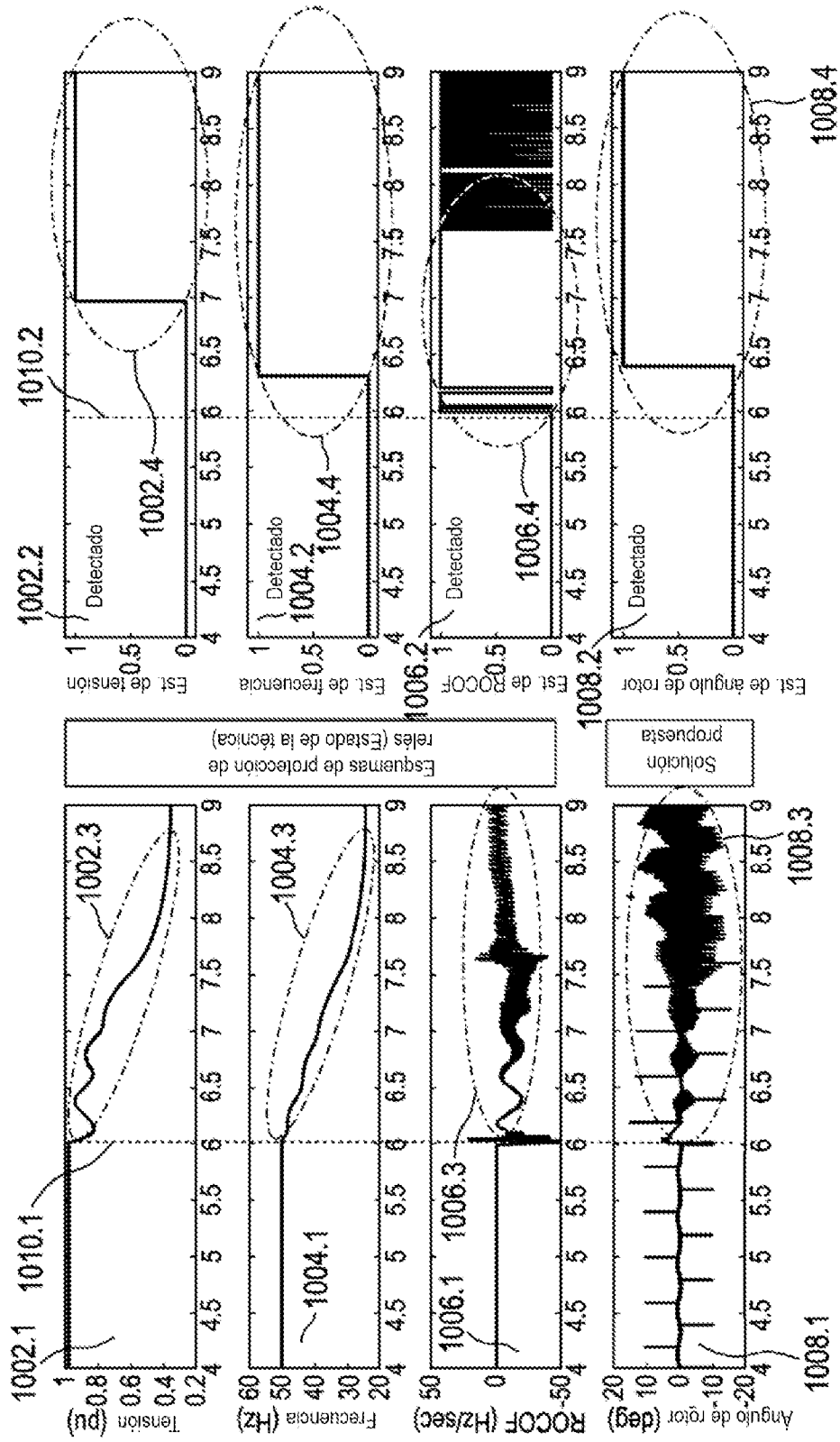


FIG. 10

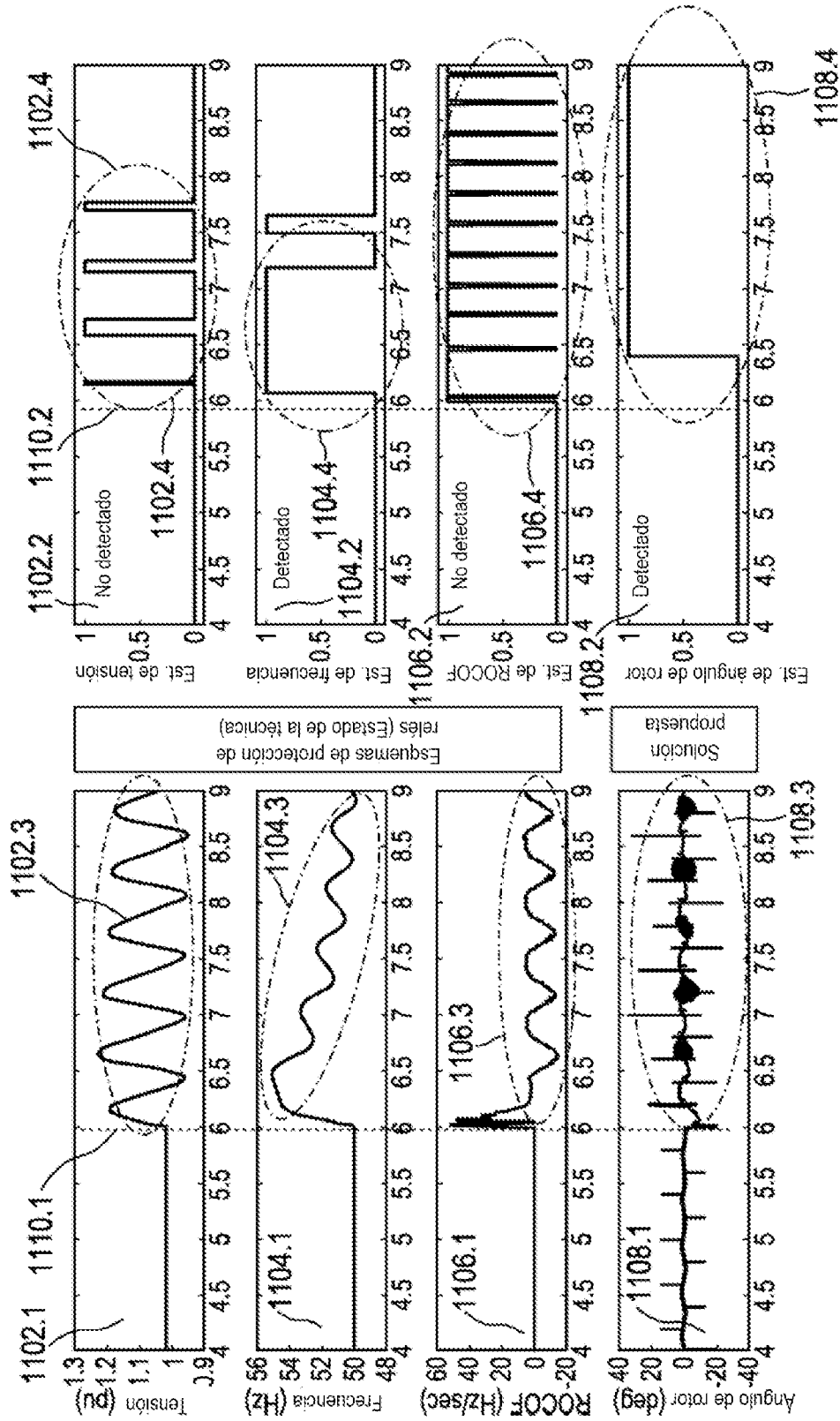


FIG. 11

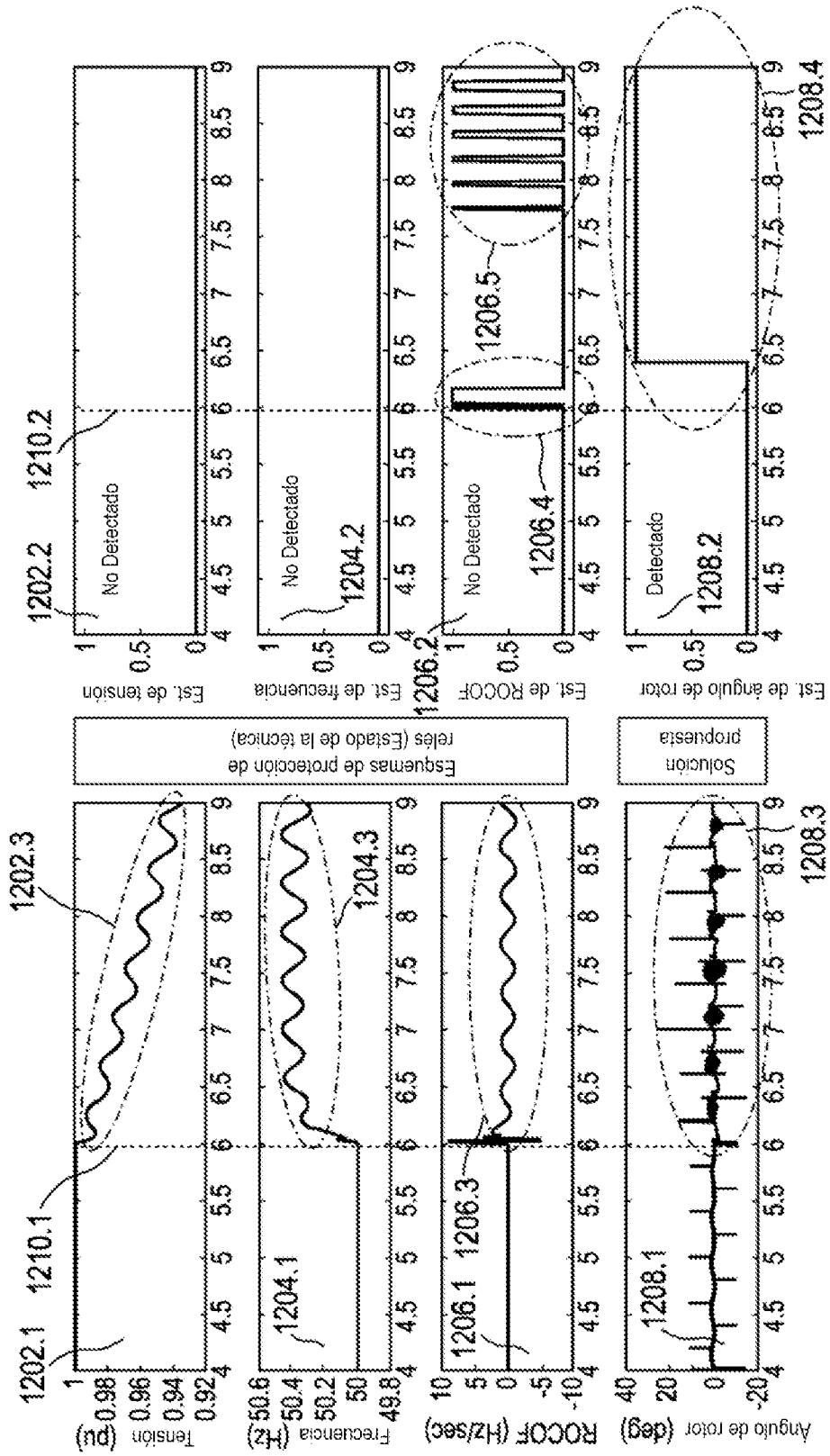


FIG. 12

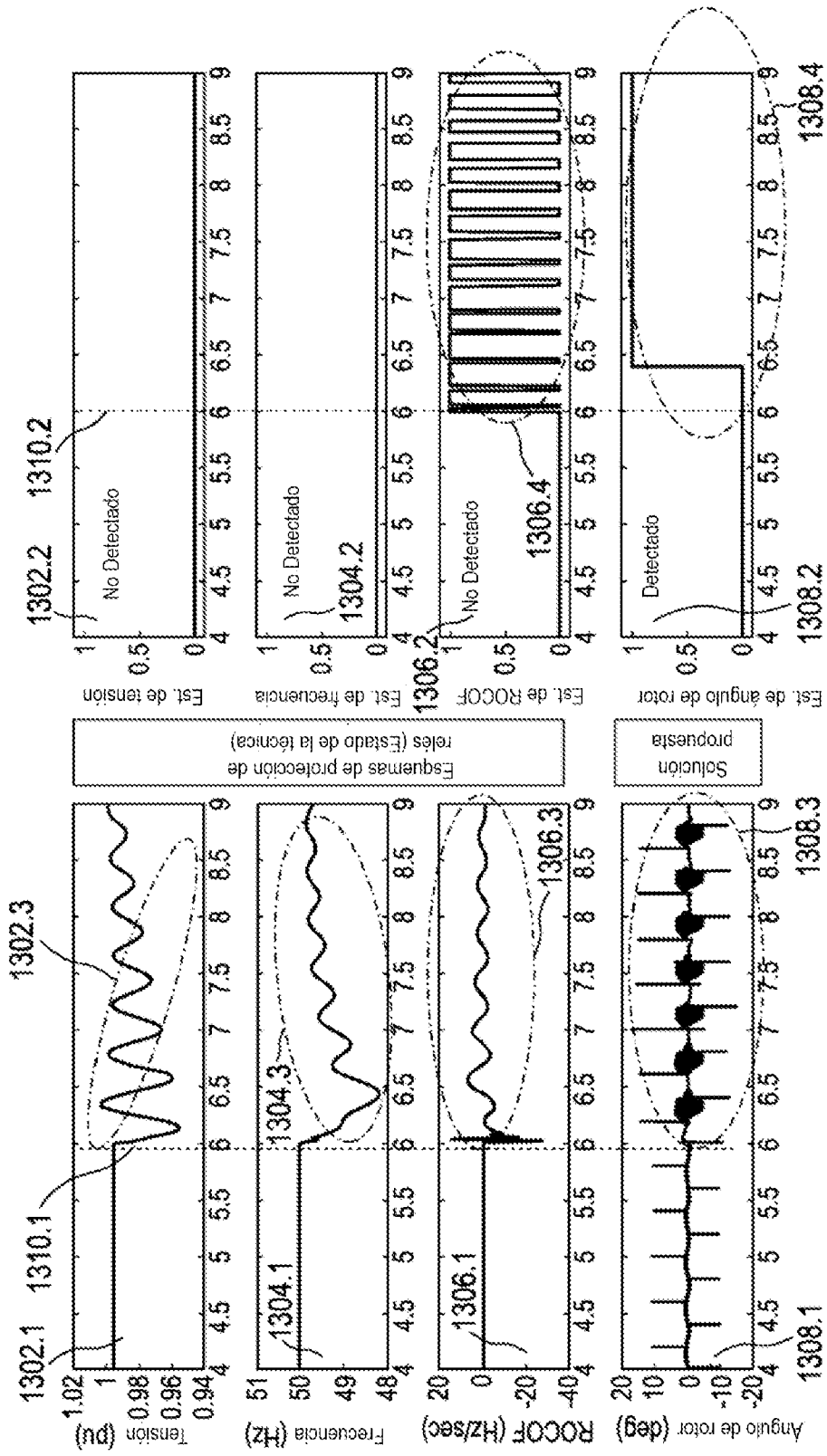


FIG. 13