

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 936 616**

51 Int. Cl.:

G01R 31/08

(2010.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.06.2019** **E 19182247 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.12.2022** **EP 3757583**

54 Título: **Sistema para determinar parámetros eléctricos de una red de energía eléctrica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la
traducción de la patente:
21.03.2023

73 Titular/es:

REACTIVE TECHNOLOGIES LIMITED (100.0%)
9400 Garsington Road Oxford Business Park
Oxford, OX4 2HN, GB

72 Inventor/es:

BERRY, BRIAN;
VENTOLA, MIKA;
GHEORGHE, DANIEL;
PELTOLA, TIMO y
ALAKONTIOLA, JUKKA

74 Agente/Representante:

LINAGE GONZÁLEZ, Rafael

ES 2 936 616 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

Sistema para determinar parámetros eléctricos de una red de energía eléctrica

5 Campo técnico

La invención se refiere al análisis basado en mediciones de una red de energía eléctrica y, en particular, a la estimación de parámetros eléctricos de la red de energía eléctrica.

10 Antecedentes técnicos

Desde la estandarización de la frecuencia de la electricidad de corriente alterna (CA) en las redes eléctricas a gran escala a mediados del siglo XX en todo el mundo, los consumidores de electricidad han podido disfrutar de un servicio de electricidad constante y confiable, lo que garantiza un uso seguro y reproducible de electrodomésticos. La provisión de dicho servicio confiable puede incluir monitorear las características de una red de energía eléctrica y tomar medidas para las anomalías detectadas en la red. Tales características que pueden monitorearse incluyen la frecuencia de la red, el nivel de falla, la energía reactiva, el calor, las pérdidas, las restricciones, el ruido y/o la impedancia en varias ubicaciones de la red.

La publicación, ANDONI MERLINDA ET AL: "Modelado de teoría de juegos de reglas de restricción e inversiones en redes con generación distribuida", ENERGÍA APLICADA, ELSEVIER SCIENCE PUBLISHERS, GB, vol. 201, 22 de mayo de 2017 (22-05-2017), páginas 174-187, divulga la obtención de datos de estímulos físicos, a saber, la velocidad del viento cerca de ubicaciones de turbinas en una red de electricidad, en una primera ubicación de la red y luego el uso de correlación para aplicar estos datos de estímulos físicos a una segunda ubicación de la red.

Breve descripción

La invención está definida por las reivindicaciones independientes. Las realizaciones están definidas en las reivindicaciones dependientes.

De acuerdo con un aspecto, se proporciona un método para monitorear una red de energía eléctrica, comprendiendo el método: detectar uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica; obtener, mientras dicho o más estímulos físicos son efectivos, un primer conjunto de datos de medición asociados con una primera ubicación de la red de energía eléctrica; calcular un nivel de falla de la primera ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición; asignar el nivel de falla a un nivel de falla de una segunda ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición y la correlación entre las características eléctricas de la primera ubicación y la segunda ubicación.

En una realización, los datos de medición de la segunda ubicación no están disponibles al menos actualmente.

En una realización, dicho o más estímulos físicos se provocan causando un cambio en al menos uno de suministro de energía y consumo de energía de uno o más dispositivos con respecto a la red de energía eléctrica.

En una realización, la primera ubicación está en un primer nivel de voltaje y la segunda ubicación está en un segundo nivel de voltaje diferente del primer nivel de voltaje.

En una realización, la primera ubicación y la segunda ubicación están ambas ubicadas en el mismo nivel de voltaje de la red de energía eléctrica.

En una realización, el método comprende además formar, usando aprendizaje automático, la correlación usando, como datos de entrenamiento, el primer conjunto de datos de medición y al menos un segundo conjunto de datos de medición medidos en relación con al menos un estímulo endógeno en la red de energía eléctrica.

En una realización, el método comprende además formar, usando aprendizaje automático, la correlación usando, como datos de entrenamiento, el primer conjunto de datos de medición e información sobre las características eléctricas de la red de energía eléctrica entre la primera ubicación y la segunda ubicación.

En una realización, las características eléctricas comprenden datos de impedancia.

En una realización, el método comprende además verificar el parámetro eléctrico calculado de la primera ubicación y/o la segunda ubicación mediante el uso de un conjunto adicional de datos de medición medidos, al detectar un estímulo físico adicional generado en la red de energía eléctrica, en una ubicación adicional diferente de la primera ubicación y la segunda ubicación.

En una realización, el primer conjunto de datos de medición se obtiene de manera intermitente o continua de acuerdo con la existencia de uno o más estímulos físicos.

En una realización, el método comprende además: causar múltiples estímulos físicos mutuamente síncronos generados intencionalmente en la red de energía eléctrica en múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica; obtener, mientras uno o más estímulos físicos son efectivos, múltiples conjuntos de datos de medición asociados a dichas múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica; calcular dicho parámetro eléctrico para cada una de las múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica sobre la base de los múltiples conjuntos de datos de medición; y formar la correlación usando el aprendizaje automático y dicho parámetro eléctrico de cada una de las múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica como datos de entrenamiento para el aprendizaje automático.

En una realización, el método comprende además: obtener al menos un segundo conjunto de datos de medición medidos en un instante de tiempo diferente al del primer conjunto de datos de medición; organizar el modelo de correlación para representar el comportamiento temporal del nivel de falla en la red de energía eléctrica; y estimar el comportamiento futuro del nivel de falla usando el modelo de correlación.

De acuerdo con otro aspecto, se proporciona un sistema para monitorear el nivel de falla de una red de energía eléctrica, el sistema comprende medios para realizar: obtener, sobre la base de uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica, un primer conjunto de datos de medición asociado a una primera ubicación de la red de energía eléctrica; calcular un nivel de falla de la primera ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición; asignar el nivel de falla a un nivel de falla de una segunda ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición y la correlación entre las características eléctricas de la primera ubicación y la segunda ubicación.

En una realización, el sistema comprende además: uno o más dispositivos para generar uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica; y medios para medir el primer conjunto de datos de medición.

En una realización, el sistema comprende además medios para medir un segundo conjunto de datos de medición al detectar perturbaciones endógenas de la red de energía eléctrica que superan un umbral.

De acuerdo con otro aspecto, se proporciona un producto de programa de ordenador legible por un ordenador y que comprende instrucciones de programa de ordenador que, cuando son ejecutadas por el ordenador, provocan la ejecución de un proceso de ordenador que comprende: obtener, sobre la base de uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica, un primer conjunto de datos de medición asociados con una primera ubicación de la red de energía eléctrica; calcular un nivel de falla de la primera ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición; asignar el nivel de falla a un nivel de falla de una segunda ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición y la correlación entre las características eléctricas de la primera ubicación y la segunda ubicación.

Breve descripción de los dibujos

A continuación, la invención se describirá con mayor detalle por medio de realizaciones preferidas en referencia a los dibujos adjuntos, en los que

la figura 1 ilustra un ejemplo de una red de energía eléctrica a la que se pueden aplicar realizaciones de la invención;

las figuras 2 y 3 ilustran diagramas de flujo de procesos para estimar un parámetro eléctrico de la red de energía eléctrica sobre la base de mediciones de acuerdo con algunas realizaciones de la invención;

las figuras 4 a 6 ilustran diagramas de señalización para adquirir datos de medición y asignar los datos de medición a través de la red de energía eléctrica usando un modelo de correlación de acuerdo con algunas realizaciones de la invención;

la figura 7 ilustra un diagrama de flujo de un proceso implementado por ordenador para generar y utilizar el modelo de correlación de acuerdo con algunas realizaciones de la invención;

la figura 8 ilustra un diagrama simplificado de una red de energía eléctrica y los puntos de medición de la misma de acuerdo con una realización de la invención; y

la figura 9 ilustra un diagrama de bloques de un aparato de acuerdo con una realización de la invención.

la figura 10 ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento de verificación para validar los datos de medición medidos durante una perturbación endógena en la red de energía eléctrica de acuerdo con una realización.

Descripción detallada de realizaciones

Las siguientes realizaciones son de ejemplo. Aunque la especificación puede hacer referencia a "una", "una sola" o "alguna" realización en varios lugares del texto, esto no significa necesariamente que cada referencia se haga a la misma realización o que una característica particular solo se aplica a una sola realización. Las características individuales de diferentes realizaciones también pueden combinarse para proporcionar otras realizaciones.

El suministro de electricidad desde los proveedores tales como centrales eléctricas a consumidores tales como hogares, oficinas, industrias, etc. típicamente se realiza a través de una red de distribución de electricidad o una red de energía eléctrica. La figura 1 muestra una red de energía eléctrica de ejemplo, en la que se pueden implementar realizaciones de la presente invención, que comprende una red 102 de transmisión y una red 104 de distribución.

La red 102 de transmisión está conectada a generadores de energía, que pueden ser plantas de energía como plantas nucleares, plantas de energía hidroeléctrica, generadores de viento o plantas a gas, por ejemplo, desde las cuales transmite grandes cantidades de energía eléctrica a voltajes muy altos (típicamente del orden de cientos de kilovoltios, kV), a través de líneas eléctricas tales como líneas eléctricas aéreas 110, a la red 104 de distribución.

La red 102 de transmisión está conectada a la red 104 de distribución a través de un transformador 112, que convierte el suministro eléctrico a un voltaje más bajo, típicamente del orden de 50 kV, para su distribución en la red 104 de distribución.

La red 104 de distribución está conectada a través de subestaciones 114, 116, 118 que comprenden transformadores adicionales para convertir a voltajes aún más bajos a redes locales que proporcionan energía eléctrica a dispositivos de consumo de energía conectados a la red de energía eléctrica. Las redes locales pueden incluir redes de consumidores domésticos, como una red 115 de ciudad que suministra energía a electrodomésticos dentro de residencias privadas 132, 134 que consumen una cantidad de energía relativamente pequeña del orden de unos pocos kW. Las residencias privadas también pueden usar dispositivos fotovoltaicos u otros generadores de energía para proporcionar cantidades relativamente pequeñas de energía para el consumo de los aparatos en la residencia o para el suministro de energía a la red. Las redes locales también pueden incluir instalaciones industriales tales como una fábrica 130, en la que los aparatos más grandes que funcionan en las instalaciones industriales consumen mayores cantidades de energía del orden de varios kW a MW. Las redes locales también pueden incluir redes de generadores de energía más pequeños, como parques eólicos que proporcionan energía a la red de energía eléctrica. Las redes locales pueden comprender además dispositivos 136 de almacenamiento de energía para almacenar energía eléctrica localmente. Dichos dispositivos 136 de almacenamiento pueden usarse para compensar una diferencia entre el suministro y la demanda de energía eléctrica.

Aunque, por concisión, en la figura 1 solo se ilustra una red 102 de transmisión y una red 104 de distribución, en la práctica una red 102 de transmisión típica suministra energía a múltiples redes 104 de distribución y una red 102 de transmisión también puede estar interconectada a una o más redes 102 de transmisión.

La energía eléctrica fluye en la red de energía eléctrica como corriente alterna (CA), que fluye a una frecuencia del sistema, que también puede denominarse frecuencia de la red (típicamente en el rango de 50 o 60 Hz, según el país). La red de energía eléctrica opera a una frecuencia sincronizada de manera que la frecuencia es sustancialmente la misma en cada punto de la red. La red de energía eléctrica puede incluir una o más interconexiones de corriente continua (CC) (no mostradas) que proporcionan una conexión de CC entre la red de energía eléctrica y otras redes de energía eléctrica. Típicamente, las interconexiones de CC se conectan a la red 102 de transmisión de alto voltaje de la red de energía eléctrica. Las interconexiones de CC proporcionan un enlace de CC entre las diversas redes de energía eléctrica, de modo que la red de energía eléctrica define un área que opera a una frecuencia de red sincronizada dada que no se ve afectada por los cambios en la frecuencia de la red de otras redes de energía eléctrica. Por ejemplo, la red de transmisión del Reino Unido está conectada a la red sincrónica de Europa continental a través de interconexiones de CC.

La red 100 de energía eléctrica también incluye un sistema de medición en forma de dispositivos 120 a 129 de medición dispuestos para medir la red de energía eléctrica. Los dispositivos 120 a 129 de medición pueden configurarse para medir uno o más parámetros eléctricos de la red de energía eléctrica. Al menos algunos de los dispositivos 120 a 129 de medición pueden acoplarse a la red 104 de distribución, como los dispositivos 122 a 129 de medición, pero algunos de los dispositivos 120, 121 de medición pueden acoplarse a la red de transmisión. El dispositivo 120 de medición está acoplado directamente a un bus de alto voltaje mientras que el dispositivo 121 de medición está acoplado a un bus de nivel de voltaje más bajo de la red 102 de transmisión. Se puede proporcionar un transformador separado 113 para transformar el nivel de voltaje más alto en el nivel de voltaje más bajo. Como se ilustra en la figura 1, los dispositivos de medición se pueden acoplar a varios lugares a varios niveles de voltaje de la red de energía eléctrica. Por ejemplo, el dispositivo 120 de medición acoplado a la red 102 de transmisión puede configurarse para realizar mediciones al nivel de voltaje muy alto de la red de transmisión, por ejemplo, 132 kV. El dispositivo 122 de medición puede acoplarse a la red de distribución para realizar mediciones a un nivel de voltaje más bajo, por ejemplo, 11 o 33 kV. Los dispositivos 124 a 129 de medición pueden acoplarse a la red de distribución a un nivel o niveles de voltaje aún más bajos, tales como 220 V, 400 V y/o 11 kV. El nivel de voltaje en el dispositivo 121 de medición también puede ser el nivel de voltaje aún más bajo, como 220 V, 400 V o 11 kV. Se recuerda al

lector que los niveles de voltaje reales son meramente de ejemplo, y las diferentes redes de energía eléctrica pueden emplear diferentes niveles de voltaje.

Aunque, en aras de la simplicidad, solo se ilustran unos pocos dispositivos de medición en la figura 1, se entenderá que, en la práctica, un mayor número de tales dispositivos de medición pueden acoplarse a la red de energía eléctrica, en varios niveles de voltaje y/o o en varias ubicaciones, como en diferentes subestaciones o subredes de la red de energía eléctrica. También debe apreciarse que algunas realizaciones pueden emplear los dispositivos de medición solo en un subconjunto de los niveles de voltaje de la red de energía eléctrica o la red 104 de distribución, como se describe en relación con las realizaciones a continuación.

Los parámetros eléctricos medidos por los dispositivos 120 a 129 de medición pueden incluir al menos uno de los siguientes: un voltaje (instantáneo o continuo), una corriente (instantánea o continua), una frecuencia de red, un fasor, un ángulo de fase, energía reactiva, voltaje de oscilaciones sincrónicas y/o magnitud de corriente, fase de voltaje y/o corriente. Se puede proporcionar una marca de tiempo en relación con cada medición. En algunas realizaciones, los dispositivos de medición están configurados para procesar los datos de medición en datos de medición de nivel superior. Por ejemplo, el voltaje y la corriente medidos pueden usarse para calcular un nivel de falla en la ubicación del dispositivo de medición. El nivel de falla en una ubicación puede definirse como la corriente máxima que fluiría en caso de una falla de cortocircuito en esa ubicación. En alguna literatura, el nivel de falla se conoce como capacidad de cortocircuito o fuerza de la red. El nivel de falla se puede medir a partir de los efectos de las fluctuaciones de voltaje en la red de energía eléctrica, por ejemplo, usando un concepto de equivalentes de Thevenin. Al detectar una fluctuación de voltaje en la red de energía eléctrica, se puede calcular una impedancia de origen en la ubicación de medición usando la siguiente ecuación:

$$\vec{Z}_{FL} = -\frac{\Delta \vec{V}}{\Delta \vec{I}} = -\frac{\vec{V}_{post} - \vec{V}_{pre}}{\vec{I}_{post} - \vec{I}_{pre}}$$

donde Z_{FL} es la impedancia de origen, \vec{V}_{pre} y \vec{I}_{pre} son mediciones fasoriales de voltaje y corriente antes de un estímulo que causa la fluctuación de voltaje, respectivamente, y \vec{V}_{post} y \vec{I}_{post} son mediciones fasoriales de voltaje y corriente después del estímulo, respectivamente. El nivel de falla S_{FL} se puede calcular usando la siguiente ecuación:

$$\vec{S}_{FL \text{ real}} = \frac{\vec{V}_{\text{real}}^2}{\vec{Z}_{FL}}$$

donde Z_{FL} es la impedancia de origen calculada durante el evento, V_{real} es el voltaje medido en el momento de la observación que podría ser antes o después del evento dependiendo del nivel de falla que sea de mayor interés.

A continuación, se describen algunas realizaciones del estímulo.

Para realizar las mediciones, los dispositivos 120 a 129 de medición pueden comprender cada uno un detector de voltaje dispuesto para muestrear el voltaje medido y un convertidor de analógico a digital dispuesto para convertir el voltaje muestreado en una señal de voltaje digital. Cada uno de los dispositivos 120 a 129 de medición también puede comprender un detector de corriente dispuesto para muestrear la corriente, y el convertidor de analógico a digital puede estar dispuesto para convertir la corriente muestreada en una señal de corriente digital. La señal de voltaje digital y la señal de corriente digital pueden luego enviarse al sistema 150 de procesamiento para procesar o ser procesado localmente en el dispositivo de medición respectivo. Cada uno de los dispositivos 120 a 129 de medición puede comprender uno o ambos detectores de voltaje y detectores de corriente. Cuando un intervalo de muestreo es suficiente, la frecuencia de la red se puede calcular a partir del voltaje y/o la corriente medidas.

En algunas realizaciones, al menos algunos de los dispositivos 120 a 129 de medición comprenden medios de procesamiento, por ejemplo, en forma de procesador, y el procesador del dispositivo 120 a 129 de medición puede estar dispuesto para determinar un parámetro eléctrico relacionado con el voltaje medido y/o real. Esto puede ser ventajoso porque puede reducir la cantidad de información que necesita ser comunicada por el dispositivo 120 a 129 de medición al sistema de procesamiento, y también porque puede reducir la carga impuesta al sistema 150 de procesamiento.

El estímulo físico puede generarse en la red de energía eléctrica de forma endógena, es decir, puede pertenecer a la operación nominal o casi nominal de la red de energía eléctrica. Alternativamente, el estímulo físico puede generarse intencionalmente. La figura 1 ilustra múltiples dispositivos 140 a 146 que están acoplados a la red de energía eléctrica con una línea discontinua. La línea discontinua se refiere a la capacidad de conectar y desconectar los dispositivos 140 a 146 a la red de energía eléctrica o, más generalmente, a la capacidad de cambiar el consumo

de energía y/o el suministro de energía de los dispositivos 140 a 146 con respecto a la red de energía eléctrica. Los dispositivos 140 a 146 pueden comprender uno o más bancos de carga que, al conectarse a la red de energía eléctrica, provocan un cambio en la impedancia de la red de energía eléctrica y, por tanto, una fluctuación de voltaje y corriente. En lugar de, o además de los bancos de carga, se pueden emplear otros dispositivos que tengan características similares, por ejemplo, condensadores o generadores. Los ejemplos de estímulos endógenos incluyen cambios en la carga de la red de energía eléctrica, por ejemplo, un cambio en el consumo de energía de la fábrica 130 o un cambio en el suministro de energía. Los cambios pueden ser parte del funcionamiento normal de la red de energía eléctrica, es decir, no hay necesidad de un mal funcionamiento anormal o un corte de energía importante para medir el nivel de falla.

Los dispositivos de medición pueden configurarse para informar sobre los datos de medición a un sistema 150 de procesamiento. El sistema 150 de procesamiento puede configurarse para analizar los datos de medición y, en algunas realizaciones, realizar algún control de la red de energía eléctrica sobre la base del análisis. Las realizaciones detalladas se describen a continuación. El sistema de procesamiento puede comprender una circuitería de procesamiento en forma de uno o más ordenadores. El sistema de procesamiento puede incluir un servidor de red local, un servidor remoto, un servidor basado en la nube o cualquier otro medio para llevar a cabo el análisis de los datos de medición. El sistema de procesamiento puede formar una red virtual para llevar a cabo el análisis. En general, las redes virtuales pueden implicar un proceso de combinación de recursos de red de hardware y software y funcionalidad de red en una sola entidad administrativa basada en software, una red virtual. La virtualización de redes puede implicar la virtualización de plataformas, a menudo combinada con la virtualización de recursos. La virtualización de redes se puede categorizar como redes virtuales externas que combinan muchas redes, o partes de redes, en un ordenador servidor o un ordenador anfitrión. Una red virtual puede proporcionar una distribución flexible de operaciones entre varias unidades de procesamiento para realizar el análisis.

Como se ilustra en la figura 1, los dispositivos de medición pueden estar distribuidos en varias ubicaciones de la red de energía eléctrica. Típicamente, el tamaño de las redes de energía eléctrica es bastante grande y no es posible proporcionar el dispositivo de medición en cada ubicación o en cada subred de la red de energía eléctrica. Esto genera incertidumbre o falta de visibilidad relacionada con aquellos lugares donde no se realizan las mediciones. Sería ventajoso tener una visión general de toda la red de energía eléctrica o de una parte de ella, por ejemplo, la red de distribución, con un número limitado de dispositivos de medición. En otras palabras, sería ventajoso tener una visión amplia en tiempo real del desempeño de la red de distribución a lo largo del tiempo y/o dónde existen debilidades y/o restricciones.

La figura 2 ilustra un diagrama de flujo de un método para medir un parámetro eléctrico de la red de energía eléctrica. En referencia a la figura 2, el método comprende: detectar (bloque 200) uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica; obtener (bloque 202), mientras que uno o más estímulos físicos son efectivos, un primer conjunto de datos de medición asociados con una primera ubicación de la red de energía eléctrica; calcular (bloque 204) un parámetro eléctrico de la primera ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición; y asignar (bloque 206) el parámetro eléctrico a un parámetro eléctrico de otra ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición y la correlación entre las características eléctricas de la primera ubicación y la segunda ubicación.

En una realización, dicho o más estímulos físicos comprenden al menos un estímulo generado intencionalmente realizado por uno o más de los dispositivos 140 a 146 cuyo suministro de energía y/o consumo de energía con respecto a la red de energía eléctrica está controlado. En tal realización, el bloque 200 puede estar precedido por un paso de provocar uno o más estímulos generados intencionalmente que se realizan mediante un dispositivo que controla o activa el suministro y/o el consumo de energía de los dispositivos 140 a 146. Dicho dispositivo puede ser un controlador de medición que controle o planifique las mediciones en el sistema. Dicho dispositivo puede enviar una señal de control al dispositivo o dispositivos 140 a 146 para provocar la (des)conexión. El bloque 200 comprende uno o más dispositivos 120 a 129 de medición que detectan uno o más estímulos físicos.

En otra realización, dicho o más estímulos físicos comprenden al menos un estímulo que es endógeno a la red de energía eléctrica. En tal realización, el bloque 200 comprende uno o más dispositivos 120 a 129 de medición que detectan uno o más estímulos físicos endógenos.

En una realización, el bloque 202 es realizado por uno o más de los dispositivos 120 a 129 de medición midiendo el primer conjunto de datos de medición.

En una realización, el sistema 150 de procesamiento realiza el bloque 204. En otra realización, el bloque 204 lo realizan los dispositivos de medición que midieron el primer conjunto de datos de medición. En otra realización, el bloque 204 se distribuye entre el dispositivo o dispositivos de medición y el sistema de procesamiento.

En una realización, el sistema de procesamiento realiza el bloque 206.

Desde la perspectiva del sistema de procesamiento, el proceso comprende los bloques 202 a 204 de acuerdo con una realización. El sistema de procesamiento puede obtener el primer conjunto de datos de medición de uno o más

dispositivos de medición (bloque 202) y calcular el parámetro eléctrico en el bloque 204. Este proceso puede ejecutarse como un proceso implementado por ordenador definido por uno o más productos de programas de ordenador que comprenden un código de programa de ordenador que define las especificaciones del proceso implementado por ordenador.

5 En referencia a la figura 3, se describe otra realización del proceso ejecutado por el sistema de procesamiento. Este proceso también puede ejecutarse como un proceso implementado por ordenador. El proceso comprende obtener (bloque 202), sobre la base de uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica, un primer conjunto de datos de medición asociados con una primera ubicación de la red de energía eléctrica; calcular (bloque 204) un
10 parámetro eléctrico de la primera ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición; y asignar el parámetro eléctrico a un parámetro eléctrico de otra ubicación de la red de energía eléctrica para la cual los datos de medición no están disponibles al menos actualmente. La asignación se realiza sobre la base del primer conjunto de datos de medición y la correlación entre las características eléctricas de la primera ubicación y la segunda ubicación.

15 El parámetro eléctrico es el nivel de falla. Otros parámetros eléctricos, como la frecuencia de la red, el ángulo de fase, la energía reactiva, los armónicos, etc., pueden calcularse igualmente usando la correlación, dependiendo del tipo de datos de medición disponibles. Además de los datos de medición, se pueden usar otros datos de entrada para construir la correlación, por ejemplo, clima, temperatura, uso, precios, tarifas, comportamientos, flujos de
20 tráfico. Si solo están disponibles los datos de medición del nivel de falla, la correlación puede definir la correlación del nivel de falla entre múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica, y el parámetro eléctrico asignado puede comprender o incluso consistir en el nivel de falla. Si hay varios tipos de datos de medición disponibles y medidos por los dispositivos de medición, el sistema de procesamiento puede calcular un solo modelo de correlación que incorpore los diferentes tipos de datos de medición bajo un solo modelo de correlación, o el sistema de
25 procesamiento puede formar un modelo de correlación dedicado para cada tipo de datos de medición, por ejemplo, el nivel de falla, la frecuencia de la red, etc. Si los datos de medición disponibles incluyen datos de medición de bajo nivel, como los valores de voltaje y corriente medidos, el sistema de procesamiento puede calcular varios parámetros eléctricos de nivel superior a partir de los datos de medición de bajo nivel, por ejemplo, el nivel de falla, y forman el modelo o modelos de correlación correspondientes.

30 Las realizaciones de las figuras 2 y 3 permiten la determinación del parámetro eléctrico a nivel de red y no solo en los puntos de medición individuales donde se proporcionan los dispositivos de medición. En otras palabras, las realizaciones proporcionan una perspectiva más amplia sobre el estado de la red de energía eléctrica. El modelo de correlación se puede construir sobre la base de las mediciones en el nivel de la red, por ejemplo, para abarcar toda
35 la red de distribución o una subred de la misma. El modelo de correlación puede así cubrir un área más amplia de la red de energía eléctrica que la formada por un área efectiva cubierta por un solo dispositivo de medición. Una sola medición puede proporcionar el parámetro eléctrico directamente al lugar de medición y un área alrededor de ese lugar que está dentro de un área efectiva de ese lugar. A medida que aumenta la distancia a la ubicación de la medición, la fiabilidad de tal medición individual se degrada rápidamente. El modelo de correlación construido sobre
40 la base de múltiples mediciones realizadas en diferentes ubicaciones de la red de energía eléctrica permite la interpolación del parámetro o parámetros eléctricos incluso en aquellas ubicaciones que no están dentro de las áreas efectivas directas de las ubicaciones de medición individuales.

45 El modelo de correlación puede construirse basándose en mediciones realizadas sustancialmente de forma simultánea para proporcionar una instantánea del estado de la red de energía eléctrica. En otra realización, el modelo de correlación se actualiza a medida que se adquieren nuevos datos de medición, proporcionando así una vista general constantemente actualizada de la red de energía eléctrica.

50 En otra realización, el estímulo o estímulos físicos generados intencionalmente a la red de energía eléctrica comprende un estímulo eléctrico. El estímulo eléctrico puede causar una perturbación eléctrica a la red de energía eléctrica que permite la medición y estimación del parámetro eléctrico como el nivel de falla.

Las figuras 4 a 6 ilustran algunas realizaciones para recopilar los datos de medición para la correlación y posterior
55 asignación del parámetro eléctrico a una ubicación diferente de aquella desde la cual se adquirieron los datos de medición.

La figura 4 ilustra un diagrama de señalización de una realización en la que los datos de medición se miden en un nivel de voltaje de la red de energía eléctrica y el parámetro eléctrico determinado sobre la base de los datos de medición se asigna a un parámetro eléctrico de otra ubicación en el mismo nivel de voltaje de la red de energía
60 eléctrica. En referencia a la figura 4, el dispositivo o dispositivos de medición en el nivel de bajo voltaje, por ejemplo, en 230 V o 11 kV, activan uno o más estímulos físicos en una o más ubicaciones de los dispositivos de medición en el paso 400. Dicho o más estímulos físicos pueden ser causados por la conexión/desconexión de uno o más bancos
144 de carga con respecto a la red de energía eléctrica, o por el cambio de suministro de energía y/o consumo de energía de uno o más dispositivos, con respecto a la red de energía eléctrica, causando así la perturbación eléctrica a la red de energía eléctrica. La perturbación eléctrica puede tener una duración efectiva ilustrada en la figura 4 por un
65 recuadro en conexión con el banco o bancos de carga. Mientras la perturbación está en efecto, los datos de

medición pueden ser adquiridos por el dispositivo o dispositivos de medición bajo el área efectiva de la perturbación (paso 402). El paso 402 puede comprender medir el nivel de falla o medir parámetros que permitan el cálculo del nivel de falla u otro parámetro eléctrico de la red de energía eléctrica, por ejemplo, el voltaje y la corriente en la red de energía eléctrica. Al realizar las mediciones, los dispositivos de medición pueden informar sobre los datos de medición al sistema 150 de procesamiento en el paso 404. Dicho informe de medición puede proporcionarse en forma de Comtrade u otros formatos de archivo de datos similares, por ejemplo.

Desde una perspectiva adicional, las mediciones realizadas en el paso 402 se denominan mediciones activas debido a la perturbación eléctrica generada intencionadamente para llevar a cabo la medición o mediciones. Como se ilustra en la figura 4, se pueden realizar múltiples mediciones bajo la influencia de la perturbación eléctrica. También pueden generarse múltiples perturbaciones eléctricas, en diferentes lugares en el nivel de bajo voltaje de la red de energía eléctrica. La activación de las perturbaciones puede ser síncrona, de modo que las perturbaciones pueden ocurrir sustancialmente de forma simultánea en las diferentes ubicaciones. La sincronización se puede realizar usando una referencia de tiempo común tal como un reloj del Sistema de Posicionamiento Global. Las perturbaciones síncronas provocan implícitamente mediciones síncronas en las diferentes ubicaciones (o un subconjunto de las mismas) en el paso 402. Esto permite una instantánea del estado eléctrico del nivel de bajo voltaje de la totalidad o una gran área de la red de energía eléctrica. En consecuencia, el modelo de correlación puede hacerse más preciso gracias a las mediciones síncronas.

En una realización opcional, el dispositivo 122 de medición en el nivel de alto voltaje también puede realizar mediciones (paso 406). Al detectar dicha perturbación endógena en la red de energía eléctrica, el dispositivo 122 de medición puede medir la red de energía eléctrica en la ubicación del dispositivo 122 de medición y recopilar más datos de medición. El dispositivo 122 de medición puede emplear mediciones pasivas en el sentido de que la perturbación eléctrica no se ha generado activamente sino que, en cambio, es endógena a la red de energía eléctrica. El bloque 406 puede comprender además, antes de realizar la medición, verificar que la perturbación eléctrica detectada es elegible para las mediciones. La verificación puede incluir, por ejemplo, verificar que la intensidad de la perturbación sea lo suficientemente alta como para realizar mediciones precisas. Esto se puede verificar comparando la perturbación detectada, por ejemplo, fluctuación de voltaje y/o corriente provocada por la perturbación, con uno o más umbrales. Adicional o alternativamente, la verificación puede incluir verificar si la perturbación es o no próxima a la ubicación del dispositivo 122 de medición. La proximidad puede evaluarse analizando una forma de onda de una señal adquirida de la red de energía eléctrica y que comprende la perturbación. Si la señal comprende una función escalonada, se puede determinar que la perturbación está próxima a la ubicación del dispositivo de medición y se puede activar la medición. Por otro lado, si la señal comprende una forma de onda exponencial, se puede determinar que la perturbación está distante del dispositivo de medición y no se activa la medición. Las impedancias de la red de energía eléctrica deforman la forma de onda de la señal eléctrica que se mide desde la función de paso hacia la función exponencial como una distancia desde la ubicación de la perturbación.

En el paso 408, el dispositivo 122 de medición informa los datos de medición adicionales al sistema de procesamiento, por ejemplo, en forma de Comtrade u otros formatos de archivo de datos similares. Debe apreciarse que en algunas realizaciones los dispositivos 122 a 129 de medición pueden recopilar los datos de medición sobre múltiples perturbaciones e informar sobre los datos de medición acumulados en un paquete.

Si el dispositivo 122 de medición en el nivel de alto voltaje es capaz de detectar la perturbación generada intencionalmente, también puede realizar la medición durante la influencia de la perturbación generada intencionalmente. Esto puede proporcionar la ventaja de las mediciones síncronas en múltiples niveles de voltaje, como se describe a continuación.

Al recibir al menos algunos datos de medición de los dispositivos de medición, el sistema de procesamiento puede determinar en el bloque 410 si se ha adquirido una cantidad suficiente de datos de medición para generar el modelo de correlación. Un parámetro para el bloque 410 puede ser una serie de diferentes dispositivos de medición que han informado sobre los datos de medición. Si un número suficiente de dispositivos de medición han informado sobre los datos de medición, se puede determinar que hay disponible una cantidad suficiente de datos de medición. Si la cantidad suficiente de datos de medición no está disponible, el sistema 150 de procesamiento puede esperar más datos de medición. Si está disponible la cantidad suficiente de datos de medición, el sistema 150 de procesamiento puede pasar al bloque 412 donde se construye el modelo de correlación. La figura 7 ilustra una realización de un procedimiento para formar el modelo de correlación sobre la base de al menos los datos de medición. Se pueden usar otras entradas, como las características estáticas de la red de energía eléctrica al formar el modelo de correlación, como se describe a continuación.

Como se ha descrito anteriormente, el modelo de correlación puede representar los parámetros eléctricos de la red de energía eléctrica en toda la red de energía eléctrica al menos en el nivel o niveles de voltaje en los que se han realizado las mediciones. Alternativamente, el modelo de correlación puede representar los parámetros eléctricos de la red de energía eléctrica a través de un área sustancial de la red de energía eléctrica, donde el área sustancial es más ancha que un área agregada de las ubicaciones de medición individuales.

Al construir el modelo de correlación, el sistema de procesamiento puede estimar el parámetro eléctrico en cualquier parte del área efectiva del modelo de correlación. El sistema de procesamiento puede, por ejemplo, formar un mapa o un paisaje del parámetro eléctrico sobre el área efectiva usando el modelo de correlación. El sistema de procesamiento también puede generar una visualización visualizable del parámetro eléctrico en las diversas ubicaciones y niveles de voltaje en la red de energía eléctrica y enviar la visualización para mostrarla a un operador del sistema de procesamiento. El paisaje puede proporcionar valores del parámetro eléctrico en varias ubicaciones de la red de energía eléctrica, incluidas las ubicaciones en las que no se han informado de las mediciones reales antes de ejecutar el bloque 412. El sistema de procesamiento puede comparar los valores del parámetro eléctrico en las diversas ubicaciones con un umbral para determinar si cualquiera de las diversas ubicaciones es susceptible o no de un mal funcionamiento. Por ejemplo, cuando el parámetro eléctrico comprende el nivel de falla, el sistema 150 de procesamiento puede determinar si alguna de las diversas ubicaciones es susceptible o no a un nivel de falla que activa una acción tal como contramedidas de mejora para contrarrestar una falla eléctrica causada por un cortocircuito.

El modelo de correlación también permite la asignación de nuevos datos de medición, adquiridos desde un dispositivo de medición ubicado en una ubicación de la red de energía eléctrica, a otra ubicación de la red de energía eléctrica desde la cual los datos de medición no están disponibles actualmente o no están actualizados. Puede entenderse que actualmente no disponible se refiere a que no hay un dispositivo de medición en la otra u otras ubicaciones de la red de energía eléctrica o que un dispositivo de medición en la otra u otras ubicaciones no está operativo. También puede entenderse que hace referencia a una ubicación en la que un dispositivo de medición funciona pero proporciona datos de medición erráticos que se consideran poco fiables, o el dispositivo de medición proporciona los datos de medición con tan poca frecuencia que no se puede considerar que los datos de medición estén actualizados todo el tiempo. Volviendo a la figura 1, puede que no haya ningún dispositivo de medición acoplado a la red de energía eléctrica local de un edificio 132, una subestación o una subred de la red de energía eléctrica. Sin embargo, realizar mediciones en otro lugar, por ejemplo, por el dispositivo 126 y/o 128 de medición permite el cálculo del nivel de falla u otro parámetro eléctrico en la red local de la casa 132, usando el modelo de correlación. Una vez que el dispositivo de medición mide los datos de medición en el bloque 414 e informa de los nuevos datos de medición en el paso 416 al sistema de procesamiento, el sistema de procesamiento que recibe dichos nuevos datos de medición en el paso 416 puede asignar un parámetro eléctrico calculado a partir de los nuevos datos de medición a otro parámetro eléctrico de otra ubicación de la red de energía eléctrica (bloque 418). De esta manera, el modelo de correlación permite una estimación actualizada del parámetro eléctrico en una ubicación desde la que no se dispone de datos de medición actualizados.

Cuando los datos de medición medidos solo en el nivel de bajo voltaje están disponibles cuando se ejecuta el bloque 412, el modelo de correlación puede permitir la estimación del parámetro eléctrico solo en el nivel de bajo voltaje. Sin embargo, la realización que incluye los pasos 406 y 408 permite formar un modelo de correlación que expande la correlación a través de múltiples niveles de voltaje. En una realización, los datos de medición recibidos en un primer nivel de voltaje se pueden usar para asignar el parámetro eléctrico a otra ubicación que esté en un segundo nivel de voltaje diferente del primer nivel de voltaje. El primer nivel de voltaje puede ser mayor que el segundo nivel de voltaje, o el primer nivel de voltaje puede ser menor que el segundo nivel de voltaje.

Por ejemplo, el bloque 418 también permitiría la estimación del parámetro eléctrico en el nivel de alto voltaje, por ejemplo, en la ubicación del dispositivo 122 de medición u otra parte del nivel de alto voltaje. Si se reciben múltiples mediciones realizadas en múltiples ubicaciones en el nivel de alto voltaje antes del bloque 412, el modelo de correlación puede permitir la estimación del parámetro eléctrico en varias ubicaciones en el nivel de alto voltaje en el bloque 418, incluidas las ubicaciones en las que no se han proporcionado los datos de medición directa. La figura 5 ilustra una realización de este tipo. En la figura 5, las funciones indicadas con los mismos números de referencia que en la figura 4 representan funciones iguales o sustancialmente similares.

En referencia a la figura 5, los pasos 406 y 408 pueden ser necesarios en esta realización para formar el modelo de correlación a través de los niveles de voltaje. Al formar el modelo de correlación en el bloque 412, el sistema 150 de procesamiento puede estimar el parámetro eléctrico en cualquier parte del área efectiva del modelo de correlación, incluido el nivel de bajo voltaje y el nivel de alto voltaje y realizar cualquiera de las funciones descritas antes en conexión con la figura 4 en el nivel de alto voltaje. Al recibir los nuevos datos de medición, por ejemplo, desde un dispositivo de medición en el nivel de bajo voltaje en el paso 416, el sistema 150 de procesamiento puede calcular el parámetro eléctrico tal como el nivel de falla en una o más ubicaciones en el nivel de alto voltaje usando el modelo de correlación (bloque 500).

En una realización, los datos de medición reales medidos por un dispositivo de medición de la red de energía eléctrica e informados en el paso 416 pueden ser reemplazados por el sistema 150 de procesamiento que genera datos de medición simulados asociados con una ubicación en la red de energía eléctrica. Mediante el uso de tales datos de medición generados artificialmente y el modelo de correlación, el sistema de procesamiento puede probar varios escenarios hipotéticos que prueban las características de la red de energía eléctrica. Por lo tanto, la disponibilidad de datos de medición reales no tiene por qué limitar el proceso de la figura 2, 3 o 4.

En una realización de la figura 5, al ejecutar el bloque 500 y calcular el parámetro eléctrico del nivel de alto voltaje sobre la base de los datos de medición adquiridos en el nivel de bajo voltaje, el sistema de procesamiento puede verificar la precisión del parámetro eléctrico usando una medición adicional realizada en el nivel de alto voltaje. Como consecuencia, al ejecutar el bloque 500, el sistema de procesamiento puede calcular nuevamente el parámetro eléctrico usando datos de medición adquiridos desde un dispositivo 122 de medición ubicado en el nivel de alto voltaje. Si dichos datos de medición no están fácilmente disponibles o no están actualizados, según lo determine el sistema 150 de procesamiento, el sistema 150 de procesamiento solicita (paso 502) o espera una nueva medición desde el dispositivo o dispositivos 122 de medición ubicado en el nivel de alto voltaje. Una vez que el dispositivo o dispositivos 122 de medición en el nivel de alto voltaje hayan realizado la medición o mediciones (paso 504) y hayan informado de la medición o mediciones (paso 506), el sistema de procesamiento puede verificar la precisión del parámetro eléctrico (paso 508).

El procedimiento de la figura 5 puede generalizarse de modo que el proceso de verificación comprenda verificar el parámetro eléctrico calculado de la primera ubicación y/o dicha otra ubicación mediante el uso de un conjunto adicional de datos de medición medidos, al detectar un estímulo físico adicional generado en la red de energía eléctrica, en una ubicación adicional diferente de la primera ubicación y dicha otra ubicación. En otras palabras, el parámetro eléctrico calculado sobre la base de los datos de medición medidos en un nivel de voltaje puede verificarse usando más datos de medición adquiridos del mismo nivel de voltaje, por ejemplo, el nivel de bajo voltaje.

En una realización, si se determina que el parámetro eléctrico no es preciso, el sistema de procesamiento activa la calibración del modelo de correlación. La recalibración se describe a continuación en relación con la figura 6. El sistema de procesamiento puede descartar el parámetro eléctrico calculado en el bloque 500 al determinar que es impreciso. Al determinar el parámetro eléctrico preciso, el sistema de procesamiento puede determinar que el modelo de correlación es preciso y posponer la calibración. El sistema de procesamiento también puede activar una acción, si la hay, activada por el valor del parámetro eléctrico.

En una realización, los datos de medición se obtienen de manera intermitente o continua según la existencia de uno o más estímulos físicos, generados intencionalmente y/o endógenos.

Como se describió anteriormente, las mediciones del nivel de alto voltaje se pueden usar para muchos propósitos, uno de los cuales es la calibración del modelo de correlación. En la red de energía eléctrica, el nivel de bajo voltaje puede formar una subred del nivel de alto voltaje, como se ilustra en la figura 1. Por ejemplo, la red 115 de la ciudad forma una subred del nivel de voltaje a la que se acopla el dispositivo 122 de medición. Otra subred puede incluir la fábrica 130 y otra subred o subredes pueden incluir uno o más generadores 137 de energía renovable y/o uno o más dispositivos 136 de almacenamiento de energía renovable que pueden incluir capacidades Statcom (compensador síncrono estático). Las mediciones del nivel de alto voltaje pueden proporcionar una visión holística de los parámetros eléctricos de las subredes y, por lo tanto, proporcionar una referencia adecuada para calibrar el modelo de correlación.

En la figura 6, las funciones indicadas con los mismos números de referencia que en las figuras anteriores pueden representar funciones iguales o sustancialmente similares. En referencia a la figura 6, después de que haya pasado un intervalo de tiempo determinado desde la creación del modelo de correlación o la última calibración del modelo de correlación, o al detectar un evento que activó la recalibración del modelo de correlación, como la estimación imprecisa del parámetro eléctrico en el paso 500, se puede activar la recalibración (bloque 600). Un activador puede ser la recepción de nuevos datos de medición desde el nivel de alto voltaje (paso 408).

Al activar la calibración del modelo de correlación en el bloque 600, el modelo de correlación puede calibrarse en el bloque 602 usando los últimos datos de medición disponibles de al menos el nivel de alto voltaje. En el bloque 602, el sistema 150 de procesamiento puede usar adicionalmente los últimos datos de medición disponibles del nivel de bajo voltaje, por ejemplo, los datos de medición adquiridos en el paso 416. De esta manera, el modelo de correlación puede mantenerse actualizado.

La figura 7 ilustra una realización de un proceso ejecutado por el sistema de procesamiento. El proceso de la figura 7 puede dividirse lógicamente en un proceso de construcción de modelo de correlación y un proceso de utilización de modelo de correlación, y pueden ser procesos mutuamente independientes. Por lo tanto, debe apreciarse que cualquiera de los subprocesos puede llevarse a cabo independientemente del otro. Sin embargo, una combinación de los subprocesos es una realización posible.

En referencia a la figura 7, el sistema 150 de procesamiento puede adquirir primero parámetros estáticos de la red de energía eléctrica (bloque 700). Dichos parámetros estáticos pueden incluir una topología 702 de la red de energía eléctrica, definida en términos de interconexiones de elementos de la red de energía eléctrica. La figura 1 ilustra una topología de la red de energía eléctrica. La topología 702 puede así representar la estructura de la red de energía eléctrica o un subconjunto de la misma, dependiendo de la cobertura prevista del modelo de correlación. Los parámetros estáticos pueden incluir impedancias 704 en varios lugares de la red de energía eléctrica. Los valores de impedancia describen las interrelaciones eléctricas entre las diversas partes de la red de energía eléctrica y, por lo tanto, pueden utilizarse en el modelo de correlación. Los parámetros estáticos pueden incluir las ubicaciones 706 de

medición, es decir, las ubicaciones a las que se acoplan los dispositivos 120 a 129 de medición. Los parámetros estáticos pueden incluir además un estado de la red y un perfil de generación de energía del sistema de suministro de energía. El estado de la red puede describir un estado de líneas eléctricas, transformadores, cargas y/o generadores, por ejemplo. Se pueden proporcionar parámetros estáticos adicionales, por ejemplo, las ubicaciones y/o tamaños de los bancos 140 a 146 de carga, datos meteorológicos, datos de temperatura, datos de irradiación solar, tarifas de fijación de precios, mecanismos de mercado y respuestas a esos mecanismos, modelos de uso/consumo y generación de la red de energía eléctrica, incluidos, por ejemplo, los flujos de tráfico dentro de la red de energía eléctrica. Los parámetros estáticos pueden formar un conjunto de datos de entrenamiento para formar el modelo de correlación. Los parámetros estáticos pueden comprender o estar comprendidos en información sobre características eléctricas de la red de energía eléctrica.

En el bloque 708, el sistema de procesamiento recopila otro conjunto de datos de entrenamiento para formar el modelo de correlación. Este conjunto de datos de entrenamiento puede comprender los datos de medición medidos desde la red de energía eléctrica. Los datos de medición pueden comprender los datos de medición descritos anteriormente recibidos por el sistema de procesamiento en los pasos 404 y/o 408, por ejemplo. Como se describió anteriormente, los datos de medición pueden incluir uno o más de voltaje, corriente, frecuencia de red o datos de medición de nivel superior descritos anteriormente.

Como se describió anteriormente, el sistema de procesamiento puede monitorear (bloque 410) cuando se ha recopilado una cantidad suficiente de datos de entrenamiento. Tras recopilar la cantidad suficiente de datos de entrenamiento, el proceso puede pasar al bloque 710 donde el sistema de procesamiento construye el modelo de correlación. El bloque 710 puede comprender la ejecución de un algoritmo de aprendizaje automático usando los conjuntos de datos de entrenamiento descritos anteriormente como entradas para el aprendizaje automático. El algoritmo de aprendizaje automático puede emplear una red neuronal como una red neuronal profunda o una red neuronal recursiva para formar el modelo de correlación. En general, el algoritmo de aprendizaje automático puede buscar patrones en los datos de medición con el conocimiento básico de los parámetros estáticos adquiridos en el bloque 700. Al analizar los datos de medición y los parámetros estáticos, se puede construir el modelo de correlación descrito anteriormente dentro de un nivel de voltaje e incluso a través de múltiples niveles de voltaje.

Cuando se ha construido el modelo de correlación (bloque 710 completado), el modelo de correlación se puede usar para asignar un parámetro eléctrico tal como el nivel de falla medido en una ubicación a un parámetro eléctrico correspondiente (tal como el nivel de falla) de otra ubicación desde la cual los datos de medición no están disponibles actualmente o están desactualizados. El modelo de correlación también puede permitir pronosticar o predecir el comportamiento futuro del parámetro eléctrico en la ubicación desde la cual los datos de medición no están disponibles actualmente o están desactualizados, usando datos de medición adquiridos de otra ubicación de la red de energía eléctrica. Esto puede permitir la predicción del desarrollo futuro del nivel de falla, por ejemplo. Por tanto, una realización usa el bloque 710 para calcular el modelo de correlación que representa el parámetro eléctrico tal como el nivel de fallo durante las mediciones usadas como base para el modelo de correlación. Las mediciones pueden haberse realizado durante un primer intervalo de tiempo. Las mediciones pueden haberse realizado dentro de una ventana de tiempo tan larga que el comportamiento temporal del parámetro eléctrico también puede incluirse en el modelo de correlación. En consecuencia, el modelo de correlación puede usarse para estimar el parámetro eléctrico en una determinada ubicación de la red de energía eléctrica en un segundo intervalo de tiempo determinado o un instante de tiempo futuro con respecto a las mediciones y/o con respecto al momento de hacer la estimación.

El modelo de correlación permite el mantenimiento de la vista general de la red de energía eléctrica cada vez que se reciben datos de medición de al menos una ubicación. El modelo de correlación puede asignar una sola pieza de datos de medición recibidos desde una única ubicación de medición a la vista general de la red de energía eléctrica. Como consecuencia, no hay necesidad de proporcionar los dispositivos de medición en todos los lugares donde se necesita el parámetro eléctrico. Además, no es necesario recibir los datos de medición actualizados de todas las ubicaciones de medición con tanta frecuencia. Cuando el modelo de correlación es preciso, los datos de medición de una única ubicación de medición o un subconjunto de ubicaciones de medición son suficientes para que el sistema de procesamiento evalúe el parámetro eléctrico sobre el área de cobertura del modelo de correlación. Como se describió anteriormente, el área de cobertura se extiende sobre múltiples ubicaciones de medición y sobre múltiples dispositivos en las diferentes ubicaciones de la red de energía eléctrica.

Como se describió anteriormente, existen varias implementaciones para determinar el parámetro eléctrico en varias ubicaciones de la red de energía eléctrica usando el modelo de correlación que ahora son posibles. En la realización descrita anteriormente, el paisaje o el mapa del parámetro eléctrico sobre la red de energía eléctrica puede formarse usando el modelo de correlación. El paisaje/mapa se puede calcular usando el proceso de la figura 7, por ejemplo, como sigue. Los parámetros de entrada estáticos pueden usarse para construir un modelo de sistema de energía para modelar la red de energía eléctrica, por ejemplo, las impedancias en la red de energía eléctrica, un modelo de suministro de energía, un modelo de consumo de energía, la topología de la red de energía eléctrica, etc. Entonces, el parámetro eléctrico se puede calcular en varias ubicaciones de la red de energía eléctrica usando el modelo del sistema de energía. Las diversas ubicaciones pueden incluir ubicaciones donde se proporciona el dispositivo o dispositivos de medición. Además, el parámetro eléctrico puede medirse desde la red de energía eléctrica usando el

dispositivo o dispositivos de medición, como se describe anteriormente. A continuación, se pueden comparar los parámetros eléctricos calculados y medidos. Si los parámetros eléctricos calculados y medidos coinciden de manera suficiente, como se determina en la comparación, se puede determinar que el modelo del sistema de energía es preciso y el parámetro eléctrico se puede calcular en otras ubicaciones donde el dispositivo o dispositivos de medición no se han proporcionado usando el modelo de sistema de energía. Si hay una discrepancia entre los parámetros eléctricos calculados y medidos, como lo indica la comparación, el modelo del sistema de energía puede ajustarse, por ejemplo, ajustando los valores de impedancia usados como parámetros de entrada estáticos. A partir de entonces, se puede realizar un nuevo cálculo y una nueva medición del parámetro eléctrico.

En otra realización más, el modelo de correlación emplea impedancias de transferencia entre un nivel de voltaje más bajo y un nivel de voltaje más alto. En esta realización, las mediciones (activas) en el nivel de voltaje más bajo pueden usarse para estimar el parámetro eléctrico en el nivel de voltaje más alto si se conoce la impedancia de transferencia entre el nivel de voltaje más bajo y el nivel de voltaje más alto. En esta realización, las mediciones pasivas en un nivel de voltaje más alto y basadas en los estímulos endógenos pueden usarse para corregir la impedancia de transferencia y, por lo tanto, el modelo de correlación. Se pueden usar varios dispositivos de medición de nivel de voltaje más bajo para estimar el parámetro eléctrico en el nivel de voltaje más alto para promediar las imprecisiones de medición. El promedio puede usar un promedio simple o un método más sofisticado para combinar las mediciones, por ejemplo, un filtro de Kalman es un ejemplo relevante.

Al activar la estimación del parámetro eléctrico, por ejemplo, el nivel de falla, en el bloque 712, los datos de medición medidos en una ubicación de red X se adquieren en el bloque 714. La estimación puede activarse por la finalización o calibración del modelo de correlación, por ejemplo. Al adquirir los datos de medición, el parámetro eléctrico para varias ubicaciones distintas de la ubicación X se calcula en el bloque 716 usando los datos de medición adquiridos en el bloque 714 y el modelo de correlación construido en el bloque 710. En el bloque 718, se determina si el cálculo del parámetro eléctrico para cualquiera de las ubicaciones distintas de la ubicación X activa una acción. La determinación puede basarse en la comparación de los parámetros eléctricos asociados con las otras ubicaciones con uno o más umbrales, por ejemplo, un nivel de falla de umbral. Si no se activa ninguna acción, el proceso puede finalizar. Si se activa una acción en el bloque 718, el proceso puede pasar al bloque 720 donde se activa la acción. La acción puede incluir la emisión de una notificación de anomalía detectada en la red de energía eléctrica, la activación de una alarma, etc.

Además, o como alternativa, al uso del modelo de correlación para asignar el parámetro eléctrico entre dos ubicaciones reales de la red de energía eléctrica, el modelo de correlación puede usarse para estimar y/o predecir el nivel de falla en caso de que la red de energía eléctrica se modifique. Por ejemplo, el modelo de correlación se puede usar para evaluar los efectos de agregar un nuevo bus de alimentador o reemplazar un bus de alimentador o una subestación. El procedimiento de la figura 7 puede cambiar los parámetros estáticos tales como la topología de la red de energía eléctrica y/o los valores de impedancia para representar la modificación y volver a calcular el modelo de correlación de modo que se tenga en cuenta el cambio.

La figura 8 ilustra una estructura simplificada de la red de energía eléctrica a la que se pueden acoplar los dispositivos de medición. Como se describió anteriormente, un dispositivo 122 de medición puede acoplarse a un nivel de voltaje más alto, por ejemplo, a un punto 800 de suministro de la red de transmisión. Se pueden acoplar varios buses primarios 1 a N 805 al punto de suministro de la red de transmisión, y se puede acoplar un registrador digital de fallas (DFR) o un dispositivo de medición similar a cada bus primario o un subconjunto de los buses primarios 1 a N. El DFR es un ejemplo de los dispositivos 120 a 129 de medición descritos anteriormente. En una realización, el DFR está configurado para realizar las mediciones basándose en los estímulos endógenos detectados en la red de energía eléctrica. Todos los DFR pueden proporcionarse en la misma unidad de la red de energía eléctrica, por ejemplo, una subestación, pero cada DFR puede estar conectado a un bus primario diferente, estando así conectado a diferentes puntos de la red de energía eléctrica. En otras realizaciones, los DFR se proporcionan en unidades múltiples, por ejemplo, diferentes subestaciones, proporcionando así una visión más amplia del nivel de falla en la red de energía eléctrica o una subred de la red de energía eléctrica. Los bancos 802 de carga o dispositivos similares usados para generar perturbaciones intencionales pueden acoplarse a los buses primarios o un subconjunto de los mismos, como se ilustra en la figura 8, y un dispositivo 128, 129 de medición puede acoplarse a una ubicación de cada banco 802 de carga o un subconjunto de los bancos 802 de carga. Como se ilustra en la figura 8, los datos de medición pueden proporcionarse en varios niveles de voltaje, tres en esta realización. El dispositivo 122 de medición realiza la medición (pasiva) en el nivel de voltaje más alto, los DFR realizan las mediciones (pasivas) en un nivel de voltaje más bajo y los dispositivos 128, 129 de medición realizan las mediciones (activas) en el nivel de voltaje más bajo.

Desde la perspectiva de seleccionar el método de medición entre las mediciones activas y pasivas, las mediciones activas que usan los bancos de carga o que generan estímulos activamente de otro modo pueden usarse en niveles de voltaje más bajos donde la generación activa de los estímulos es más factible en términos de complejidad de la generación de estímulos. En el nivel de voltaje más bajo, se necesita un banco de carga más pequeño para generar un estímulo. En los niveles de voltaje más altos, el método de medición pasivo puede ser más eficiente en términos de complejidad, aunque las mediciones activas también pueden ser técnicamente posibles con el uso de dispositivos

generadores de perturbaciones que son más complejos o más grandes debido a los requisitos inducidos por el nivel de voltaje más alto.

De acuerdo con los principios descritos anteriormente, el parámetro eléctrico se puede calcular incluso para un bus primario que no incluye ningún dispositivo de medición usando los datos de medición adquiridos de otro bus primario. Además, de acuerdo con los principios descritos anteriormente, el parámetro eléctrico para un bus primario en un nivel de voltaje puede estimarse usando datos de medición adquiridos en otro nivel de voltaje del bus primario particular o incluso en otro nivel de voltaje u otro bus primario. A medida que aumenta la distancia desde la ubicación de la medición hasta la otra ubicación, la precisión de la asignación/correlación también se degrada. La precisión de un nivel de voltaje a otro a través de una transformación de voltaje puede ser lo suficientemente precisa, pero la precisión sobre otro nivel de voltaje más a través de otra transformación de voltaje puede considerarse no lo suficientemente precisa para algunas aplicaciones. Para usar mediciones activas en el nivel de voltaje más bajo de la figura 8 que tengan una alta correlación con el nivel de voltaje más alto, el dispositivo 121 de medición de la figura 1 y el banco 141 de carga pueden usarse en conexión con el transformador 113. En consecuencia, las mediciones activas pueden llevarse a cabo en el nivel de bajo voltaje donde las mediciones activas pueden llevarse a cabo eficientemente, y todavía proporcionar las mediciones activas que están a solo un salto (un transformador 113) del nivel de voltaje más alto. Como resultado, se puede lograr una correlación precisa de los datos de medición incluso con el nivel de voltaje más alto usando la realización de la figura 5, por ejemplo.

La figura 9 ilustra una realización de un aparato configurado para llevar a cabo al menos algunas de las funciones para estimar o predecir el nivel de falla u otro o más de los parámetros eléctricos descritos en el presente documento usando el modelo de correlación. El aparato puede comprender un dispositivo electrónico que comprende al menos un procesador o circuitería 12 de procesamiento y al menos una memoria 20. El aparato puede comprender un único ordenador o un sistema de computación como el sistema de computación de nube descrito anteriormente. El aparato puede comprender además una circuitería 26 de comunicación conectado a la circuitería de procesamiento. La circuitería 26 de comunicación puede comprender hardware y software adecuados para admitir uno o más protocolos de red de ordenadores, como un protocolo de Internet (IP), un protocolo Ethernet, etc.

La memoria 20 puede almacenar un programa 22 de ordenador (software) que comprende un código de programa de ordenador que define las funciones de la circuitería 12 de procesamiento. El código del programa de ordenador puede, cuando es leído y ejecutado por la circuitería 12 de procesamiento, hacer que la circuitería de procesamiento ejecute el proceso de la figura 3, los bloques 202 a 206 de la figura 2, o cualquiera de las realizaciones como un proceso implementado por ordenador. La memoria puede almacenar además una base 24 de datos que almacena el modelo de correlación, los datos de medición adquiridos y los parámetros estáticos de la red de energía eléctrica.

La circuitería 12 de procesamiento puede comprender una circuitería 16 de adquisición de datos de medición configurada para adquirir los datos de medición de los dispositivos de medición acoplados a la red de energía eléctrica (pasos 404, 408, 416, 506) y para almacenar los datos de medición en la base de datos. Al adquirir una cantidad suficiente de datos de medición, la circuitería 16 de adquisición de datos de medición puede controlar una circuitería 15 de inicialización para iniciar un procedimiento para generar o calibrar el modelo de correlación. La inicialización puede comprender la recuperación de los parámetros estáticos de la red de energía eléctrica (paso 700) y los datos de medición y la entrada de la información a una circuitería 14 de aprendizaje automático. Los parámetros estáticos pueden comprender parámetros internos de la red de energía eléctrica tales como impedancias en la red de energía eléctrica, perfil de suministro/consumo de energía, topología, etc. Que los parámetros estáticos pueden comprender parámetros externos a la red de energía eléctrica tales como perfil meteorológico, tarifas de precios, patrones de irradiación solar, etc. La circuitería 14 de aprendizaje automático puede entonces ejecutar el bloque 710 y formar o actualizar el modelo de correlación. Al completar el modelo de correlación, la circuitería 14 de aprendizaje automático almacena el modelo de correlación en la base de datos. También puede notificar a una circuitería 17 de asignación la disponibilidad del modelo de correlación (actualizado). La circuitería 17 de asignación puede luego, al recibir nuevos datos de medición de la circuitería 16 de adquisición de datos de medición, asignar un parámetro eléctrico calculado a partir de los datos de medición a un parámetro eléctrico correspondiente de otra ubicación u otras ubicaciones en la red de energía eléctrica usando el modelo de correlación, como se describió anteriormente. Al calcular los nuevos parámetros eléctricos, los nuevos parámetros eléctricos pueden enviarse a una circuitería 18 de decisión configurada para ejecutar los bloques 718 y 720, por ejemplo. La circuitería 18 de decisión también puede determinar si se necesita o no una recalibración del modelo de correlación. Si se necesita la calibración, la circuitería de decisión puede configurar la circuitería 15 de inicialización para inicializar la calibración de una manera similar a la descrita anteriormente.

Tal como se usa en esta solicitud, el término 'circuitería' se refiere a todo lo siguiente: (a) implementaciones de circuitos solo de hardware, como implementaciones en circuitería solo analógica y/o digital, y (b) combinaciones de circuitos y software (y/o firmware), como (según corresponda): (i) una combinación de procesador o procesadores o (ii) partes de procesador o procesadores/software que incluyen procesador o procesadores de señal digital, software y memoria o memorias que trabajen juntos para hacer que un aparato realice varias funciones, y (c) circuitos, como microprocesador o microprocesadores o una parte de microprocesador o microprocesadores, que requieren software o firmware para su funcionamiento, incluso si el software o firmware no está físicamente presente. Esta definición de 'circuitería' se aplica a todos los usos de este término en esta solicitud. Como otro ejemplo, como se usa en esta

solicitud, el término 'circuitería' también cubriría una implementación de simplemente un procesador (o múltiples procesadores) o una parte de un procesador y su (o su) software y/o firmware adjunto. El término 'circuitería' también cubriría, por ejemplo y si corresponde al elemento en particular, un circuito integrado de banda base o un circuito integrado de procesador de aplicaciones para un teléfono móvil o un circuito integrado similar en un servidor, un dispositivo de red celular u otro dispositivo de red.

Como se describió anteriormente, en relación con la medición del estímulo eléctrico endógeno en el bloque 406, se puede verificar primero que el estímulo eléctrico endógeno sea adecuado para medir el parámetro eléctrico tal como el nivel de falla. Tal procedimiento de verificación puede usarse en relación con las otras realizaciones descritas anteriormente, pero no es obligatorio usar la verificación solo en relación con el modelo de correlación. De hecho, el procedimiento de verificación puede usarse para calcular el parámetro eléctrico en general. La figura 10 ilustra una realización de dicho procedimiento de verificación para validar los datos de medición medidos durante una perturbación endógena en la red de energía eléctrica. En referencia a la figura 10, el procedimiento comprende: detectar (bloque 1000) una perturbación endógena en la red de energía eléctrica; medir y almacenar una o más características eléctricas de la red de energía eléctrica durante la perturbación o mientras la perturbación es efectiva (bloque 1002), adquiriendo así datos de medición; analizar los datos de medición (bloque 1002); y si el análisis en el bloque 1002 indica que los datos de medición son adecuados para estimar el parámetro eléctrico, como el nivel de falla, los datos de medición se validan en el bloque 1006 y se envían a un procesamiento posterior, como informar sobre los datos de medición al sistema 150 de procesamiento. Por otro lado, si se determina que los datos de medición no son adecuados, los datos de medición pueden descartarse en el bloque 1008.

En una realización, los datos de medición se almacenan en un Comtrade u otro archivo de formato de datos que almacena muestras de voltaje y/o corriente, y el análisis se realiza sobre el contenido del Comtrade o dicho otro archivo de formato de datos.

En una realización, el análisis en los bloques 1002 y 1004 incluye verificar que la intensidad de la perturbación sea lo suficientemente alta para realizar mediciones precisas. Esto se puede verificar comparando la perturbación detectada, por ejemplo, fluctuación de voltaje y/o corriente provocada por la perturbación, con uno o más umbrales.

En una realización, el análisis incluye verificar si la perturbación es próxima o no a la ubicación del dispositivo de medición que detectó y realiza el procedimiento. La proximidad puede evaluarse analizando una forma de onda de una señal adquirida de la red de energía eléctrica y que comprende la perturbación. Si la señal comprende una función escalonada, se puede determinar que la perturbación es próxima a la ubicación del dispositivo de medición, y los datos de medición se pueden validar en el bloque 1006. Por otro lado, si la señal comprende una forma de onda exponencial, se puede determinar que la perturbación está distante del dispositivo de medición y los datos de medición no se validan (bloque 1008). Como se describió anteriormente, las impedancias de la red de energía eléctrica deforman la forma de onda de la señal eléctrica que se mide desde la función de paso hacia la función exponencial como una distancia desde la ubicación de la perturbación.

En una realización, al menos algunos de los procesos descritos en relación con las figuras 2 a 7 y 10 pueden llevarse a cabo mediante un aparato que comprenda medios correspondientes para llevar a cabo al menos algunos de los procesos descritos. Algunos ejemplos de medios para llevar a cabo los procesos pueden incluir al menos uno de los siguientes: detector, procesador (incluidos los procesadores de doble núcleo y múltiples núcleos), procesador de señales digitales, controlador, receptor, transmisor, codificador, decodificador, memoria, RAM, ROM, software, firmware, pantalla, interfaz de usuario, circuitería de pantalla, circuitería de interfaz de usuario, software de interfaz de usuario, software de pantalla, circuito, antena, circuitería de antena y circuitería. En una realización, al menos dicho procesador, la memoria y el código del programa de ordenador forman medios de procesamiento o comprenden una o más partes del código del programa de ordenador para llevar a cabo una o más operaciones de acuerdo con cualquiera de las realizaciones de las figuras 2 a 7 y 10 u operaciones de los mismos.

De acuerdo con otra realización más, el aparato que lleva a cabo las realizaciones comprende una circuitería que incluye al menos un procesador y al menos una memoria que incluye un código de programa de ordenador. Cuando se activa, la circuitería hace que el aparato realice al menos algunas de las funcionalidades de acuerdo con cualquiera de las realizaciones de las figuras 2 a 7 y 10, u operaciones de las mismas.

Las técnicas y métodos descritos en el presente documento pueden implementarse por varios medios. Por ejemplo, estas técnicas pueden implementarse en hardware (uno o más dispositivos), firmware (uno o más dispositivos), software (uno o más módulos) o combinaciones de los mismos. Para una implementación de hardware, los aparatos de las realizaciones pueden implementarse dentro de uno o más circuitos integrados de aplicación específica (ASIC), procesadores de señales digitales (DSP), dispositivos de procesamiento de señales digitales (DSPD), dispositivos lógicos programables (PLD), matrices de puertas programables en campo (FPGA), procesadores, controladores, microcontroladores, microprocesadores, otras unidades electrónicas diseñadas para realizar las funciones descritas en el presente documento, o una combinación de las mismas. Para firmware o software, la implementación puede llevarse a cabo a través de módulos de al menos un conjunto de chips (por ejemplo, procedimientos, funciones, etc.) que realizan las funciones descritas en el presente documento. Los códigos de software pueden almacenarse en una unidad de memoria y ser ejecutados por procesadores. La unidad de memoria

puede implementarse dentro del procesador o externamente al procesador. En este último caso, puede acoplarse comunicativamente al procesador a través de varios medios, como se conoce en la técnica. Además, los componentes de los sistemas descritos en el presente documento pueden reorganizarse y/o complementarse con componentes adicionales para facilitar el logro de los diversos aspectos, etc., descritos con respecto a los mismos, y no se limitan a las configuraciones precisas establecidas en las cifras dadas, como apreciará un experto en la técnica.

Las realizaciones descritas también pueden llevarse a cabo en forma de un proceso de ordenador definido por un programa de ordenador o partes del mismo. Las realizaciones de los métodos descritos en relación con las figuras 2 a 7 y 10 pueden llevarse a cabo ejecutando al menos una parte de un programa de ordenador que comprende las instrucciones correspondientes. El programa de ordenador puede estar en forma de código fuente, en forma de código objeto o en alguna forma intermedia, y puede almacenarse en algún tipo de soporte, que puede ser cualquier entidad o dispositivo capaz de transportar el programa. Por ejemplo, el programa de ordenador puede almacenarse en un medio de distribución de programas de ordenador legible por un ordenador o un procesador. El medio del programa de ordenador puede ser, por ejemplo, pero sin limitación, un medio de registro, una memoria de ordenador, una memoria de sólo lectura, una señal de portadora eléctrica, una señal de telecomunicaciones y un paquete de distribución de software, por ejemplo. El medio del programa de ordenador puede ser un medio no transitorio, por ejemplo. La codificación del software para llevar a cabo las realizaciones mostradas y descritas está dentro del alcance de un experto en la técnica. En una realización, un medio legible por ordenador comprende dicho programa de ordenador.

Aunque la invención se ha descrito anteriormente en referencia a un ejemplo de acuerdo con los dibujos adjuntos, está claro que la invención no se limita a ellos sino que puede modificarse de varias maneras dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas. Por lo tanto, todas las palabras y expresiones deben interpretarse en sentido amplio y su intención es ilustrar, no restringir, la realización. Será obvio para un experto en la técnica que, a medida que avanza la tecnología, el concepto inventivo puede implementarse de varias maneras. Además, está claro para una persona experta en la técnica que las realizaciones descritas pueden combinarse con otras realizaciones de varias maneras, pero no es necesario que lo hagan.

REIVINDICACIONES

- 1.- Un método para monitorear una red de energía eléctrica, comprendiendo el método:
 - 5 detectar uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica;
obtener, mientras dicho o más estímulos físicos son efectivos, un primer conjunto de datos de medición, que comprende uno o más parámetros eléctricos, asociados con una primera ubicación de la red de energía eléctrica;
 - 10 calcular un nivel de falla de la primera ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición;
asignar el nivel de falla a un nivel de falla de una segunda ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición y la correlación entre las características eléctricas de la primera ubicación y la segunda ubicación.
- 2.- El método de la reivindicación 1, en el que los datos de medición de la segunda ubicación no están disponibles al menos actualmente.
- 20 3.- El método de la reivindicación 1 o 2, en el que uno o más estímulos físicos se provocan causando un cambio en al menos uno de suministro de energía y consumo de energía de uno o más dispositivos con respecto a la red de energía eléctrica.
- 25 4.- El método de cualquier reivindicación anterior, en el que la primera ubicación está en un primer nivel de voltaje y la segunda ubicación está en un segundo nivel de voltaje diferente del primer nivel de voltaje.
- 5.- El método de cualquiera de las reivindicaciones anteriores 1 a 3, en el que la primera ubicación y la segunda ubicación están ambas ubicadas en el mismo nivel de voltaje de la red de energía eléctrica.
- 30 6.- El método de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además formar, usando aprendizaje automático, la correlación usando, como datos de entrenamiento, el primer conjunto de datos de medición y al menos un segundo conjunto de datos de medición medidos en relación con al menos un estímulo endógeno en la red de energía eléctrica.
- 35 7.- El método de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además formar, usando aprendizaje automático, la correlación usando, como datos de entrenamiento, el primer conjunto de datos de medición e información sobre las características eléctricas de la red de energía eléctrica entre la primera ubicación y la segunda ubicación.
- 40 8.- El método de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además verificar el parámetro eléctrico calculado de la primera ubicación y/o la segunda ubicación usando un conjunto adicional de datos de medición medidos, al detectar un estímulo físico adicional generado en la red de energía eléctrica, en una ubicación adicional diferente de la primera ubicación y la segunda ubicación.
- 45 9.- El método de cualquier reivindicación anterior, en el que el primer conjunto de datos de medición se obtiene de forma intermitente o continua de acuerdo con la existencia de uno o más estímulos físicos.
- 10.- El método de cualquier reivindicación anterior, que comprende además:
 - 50 causar múltiples estímulos físicos sincronizados entre sí generados intencionalmente en la red de energía eléctrica en múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica;
obtener, mientras dicho o más estímulos físicos son efectivos, múltiples conjuntos de datos de medición asociados a dichas múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica;
 - 55 calcular dicho parámetro eléctrico para cada una de las múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica sobre la base de los múltiples conjuntos de datos de medición; y
formar la correlación usando el aprendizaje automático y dicho parámetro eléctrico de cada una de las múltiples ubicaciones de la red de energía eléctrica como datos de entrenamiento para el aprendizaje automático.
- 60 11.- El método de cualquier reivindicación anterior, que comprende además:
 - 65 obtener al menos un segundo conjunto de datos de medición medidos en un instante de tiempo diferente al del primer conjunto de datos de medición;

organizar el modelo de correlación para representar el comportamiento temporal del nivel de falla en la red de energía eléctrica; y

estimar el comportamiento futuro del nivel de falla usando el modelo de correlación.

5 12.- Un sistema (120-129, 150) para monitorear un nivel de falla de una red (102, 104) de energía eléctrica, el sistema comprendiendo medios para realizar:

10 obtener, sobre la base de uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica, un primer conjunto de datos de medición, que comprende uno o más parámetros eléctricos, asociados a una primera ubicación de la red de energía eléctrica;

15 calcular un nivel de falla de la primera ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición;

asignar el nivel de falla a un nivel de falla de una segunda ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición y la correlación entre las características eléctricas de la primera ubicación y la segunda ubicación.

20 13.- El sistema de la reivindicación 12, que comprende además:

uno o más dispositivos para generar uno o más estímulos físicos en la red de energía eléctrica;

25 medios para medir el primer conjunto de datos de medición;

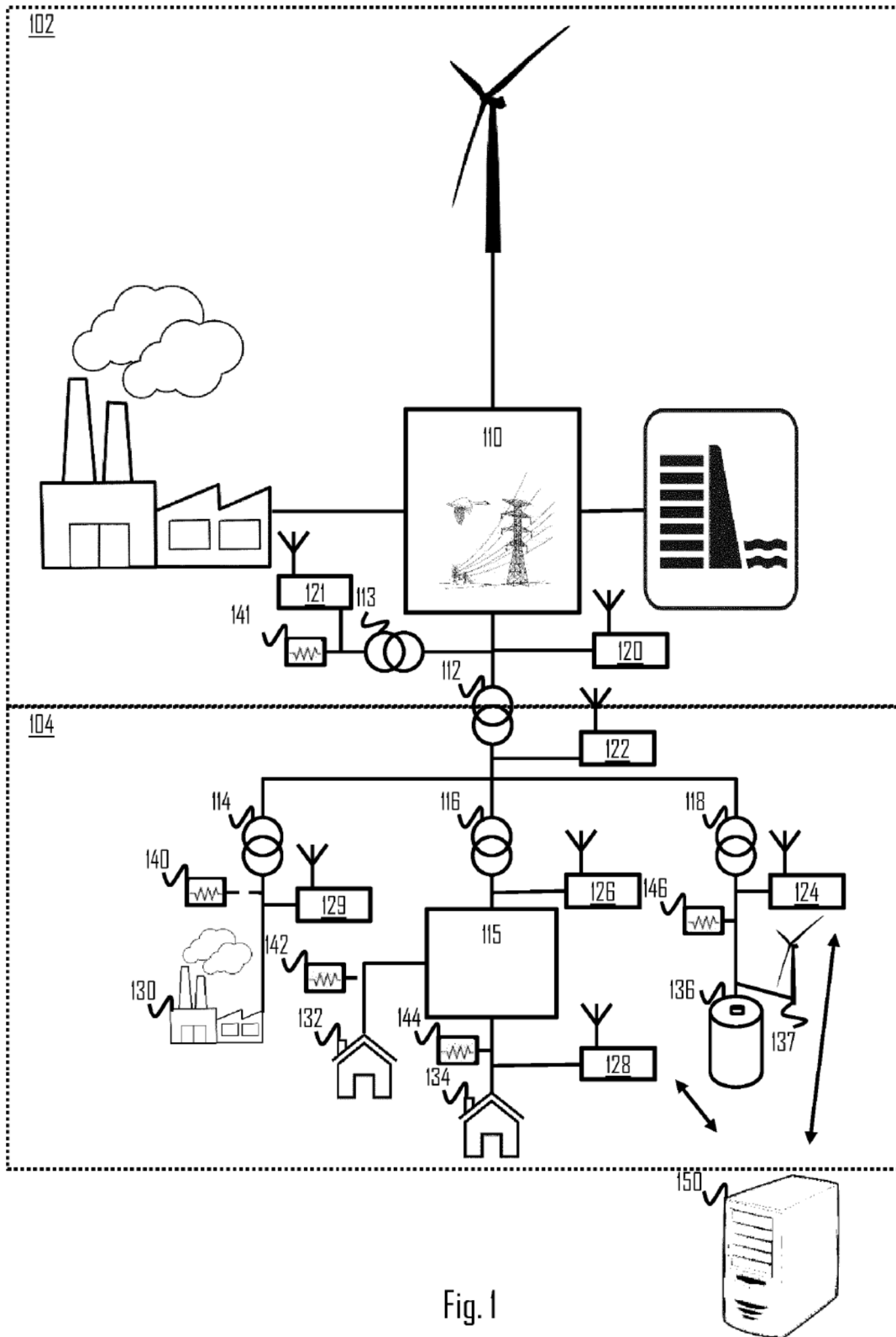
14.- El sistema de la reivindicación 12 o 13, que comprende además medios para medir un segundo conjunto de datos de medición al detectar perturbaciones endógenas de la red de energía eléctrica que superan un umbral.

30 15.- Un producto de programa de ordenador legible por un ordenador y que comprende instrucciones de programa de ordenador que, cuando son ejecutadas por el ordenador, provocan la ejecución de un proceso de ordenador que comprende:

35 obtener, sobre la base de uno o más estímulos físicos en una red de energía eléctrica, un primer conjunto de datos de medición, que comprende uno o más parámetros eléctricos, asociados con una primera ubicación de la red de energía eléctrica;

calcular un nivel de falla de la primera ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición;

40 asignar el nivel de falla a un nivel de falla de una segunda ubicación de la red de energía eléctrica sobre la base del primer conjunto de datos de medición y la correlación entre las características eléctricas de la primera ubicación y la segunda ubicación.



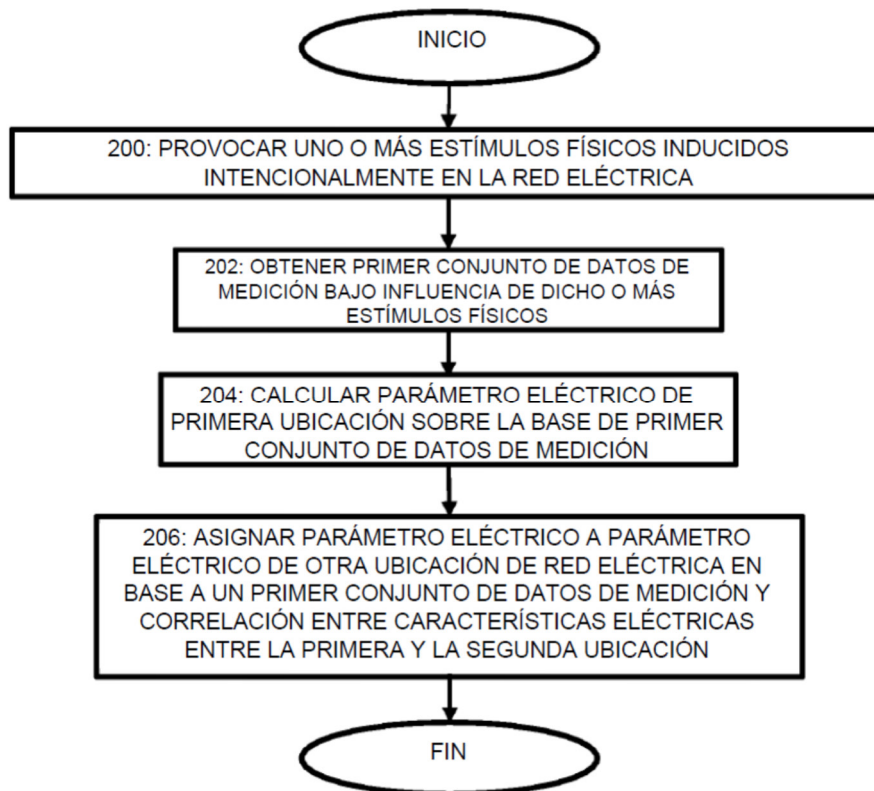


Fig 2

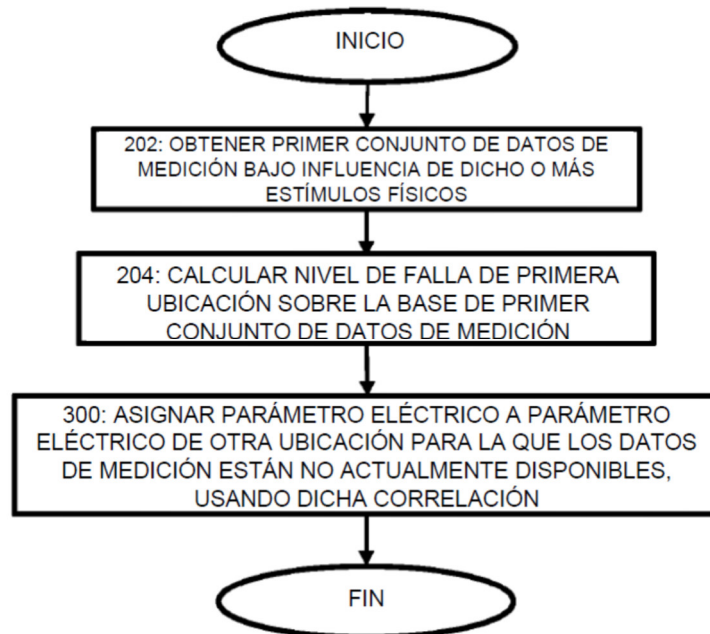


Fig 3

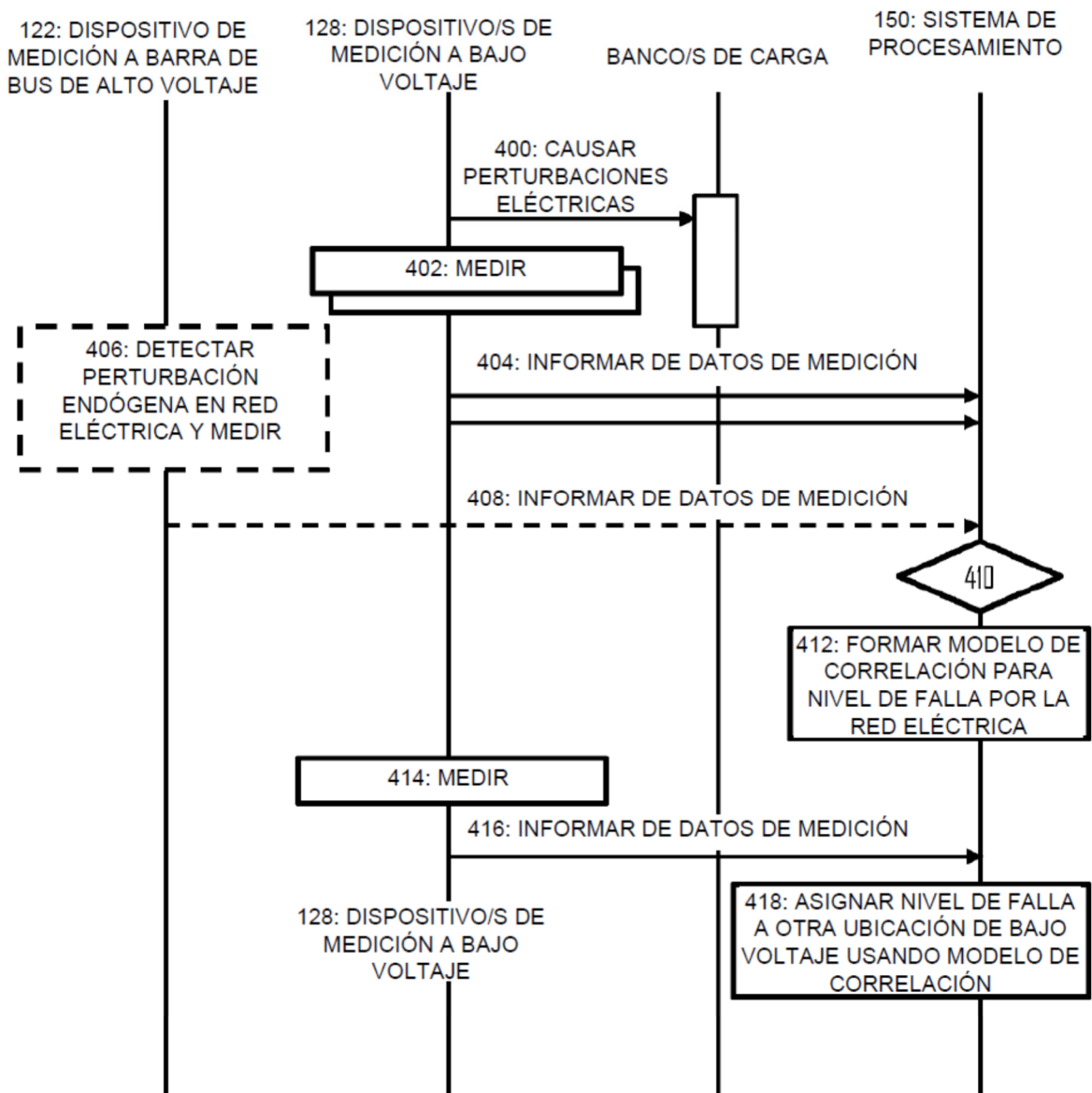


Fig 4

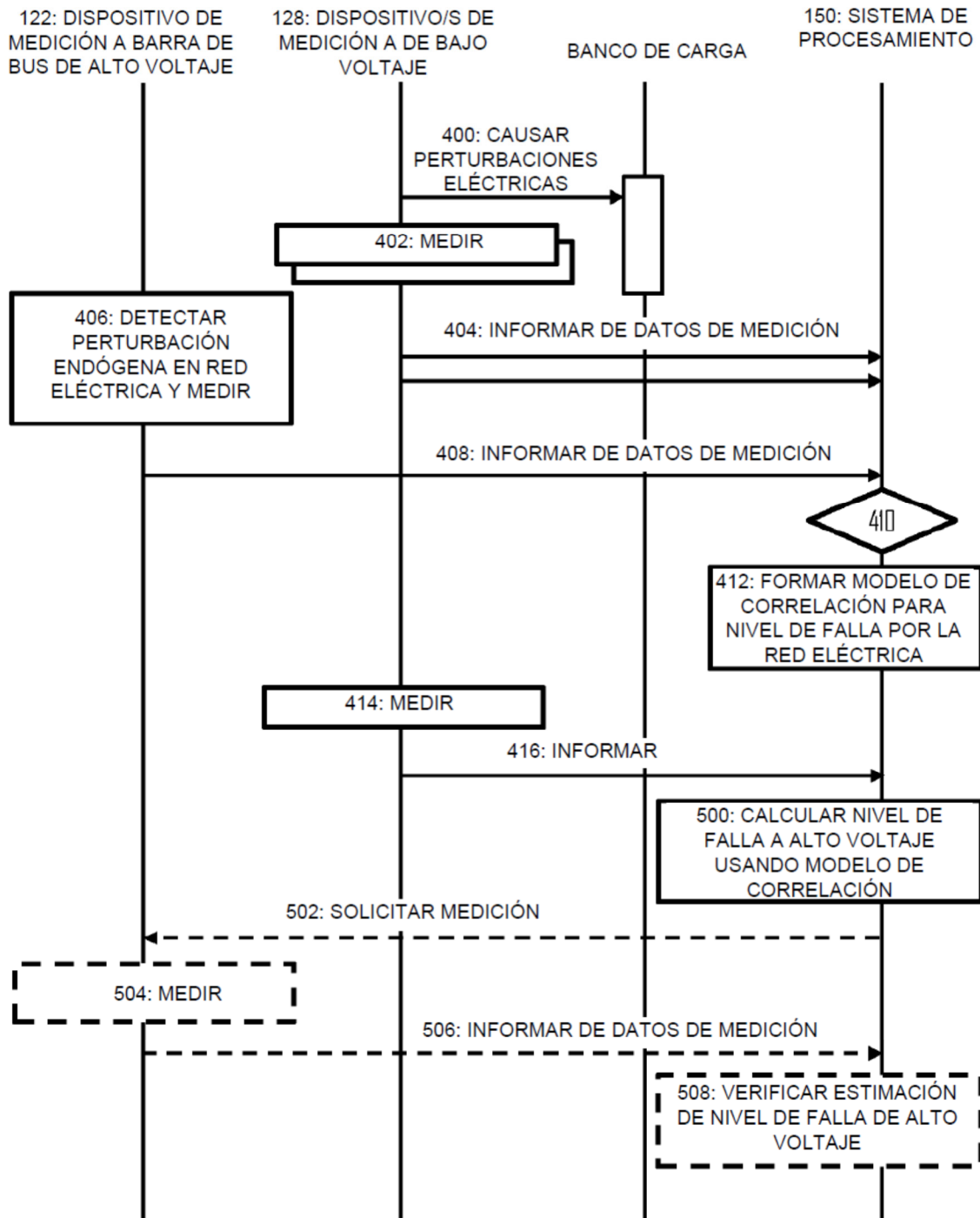


Fig 5

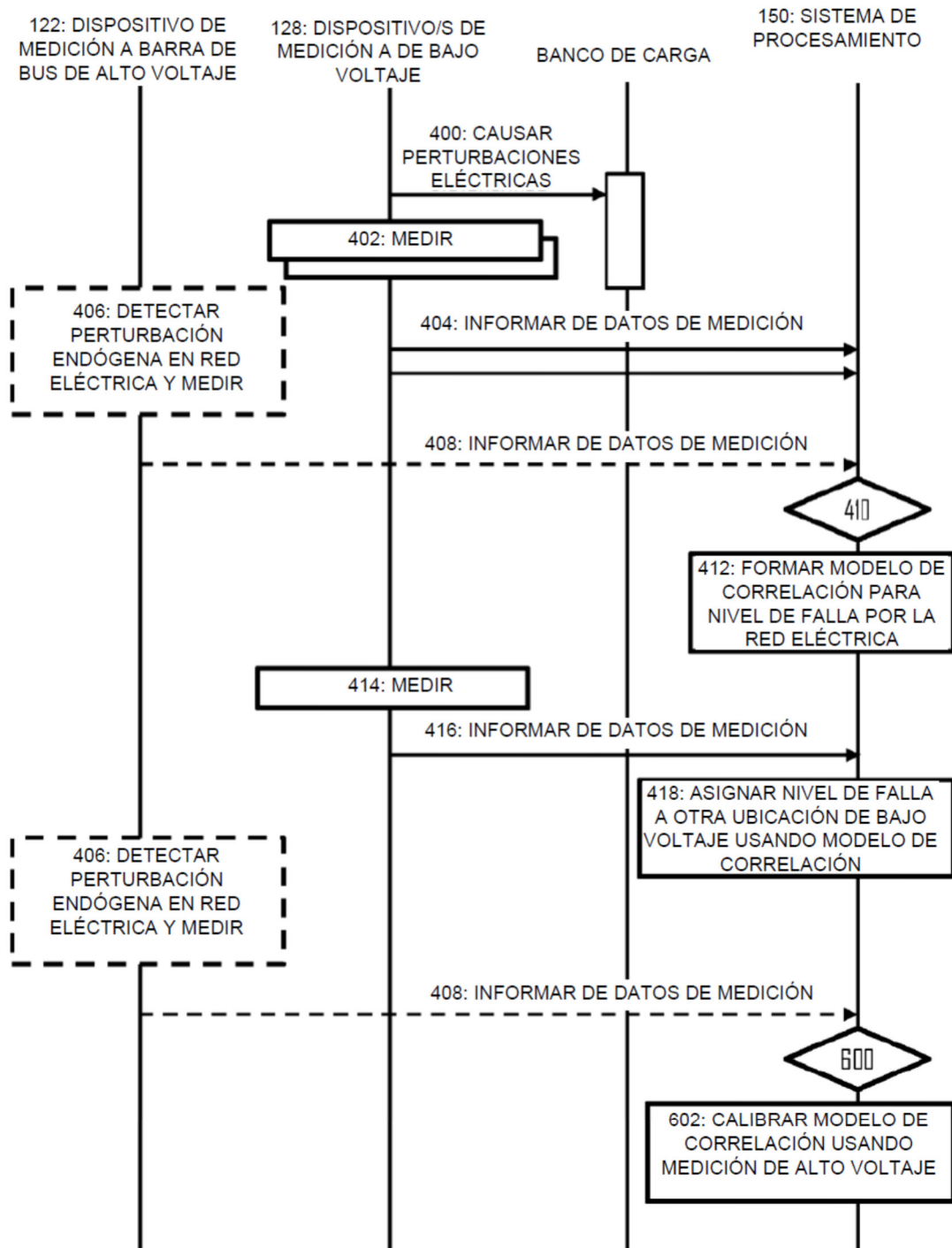
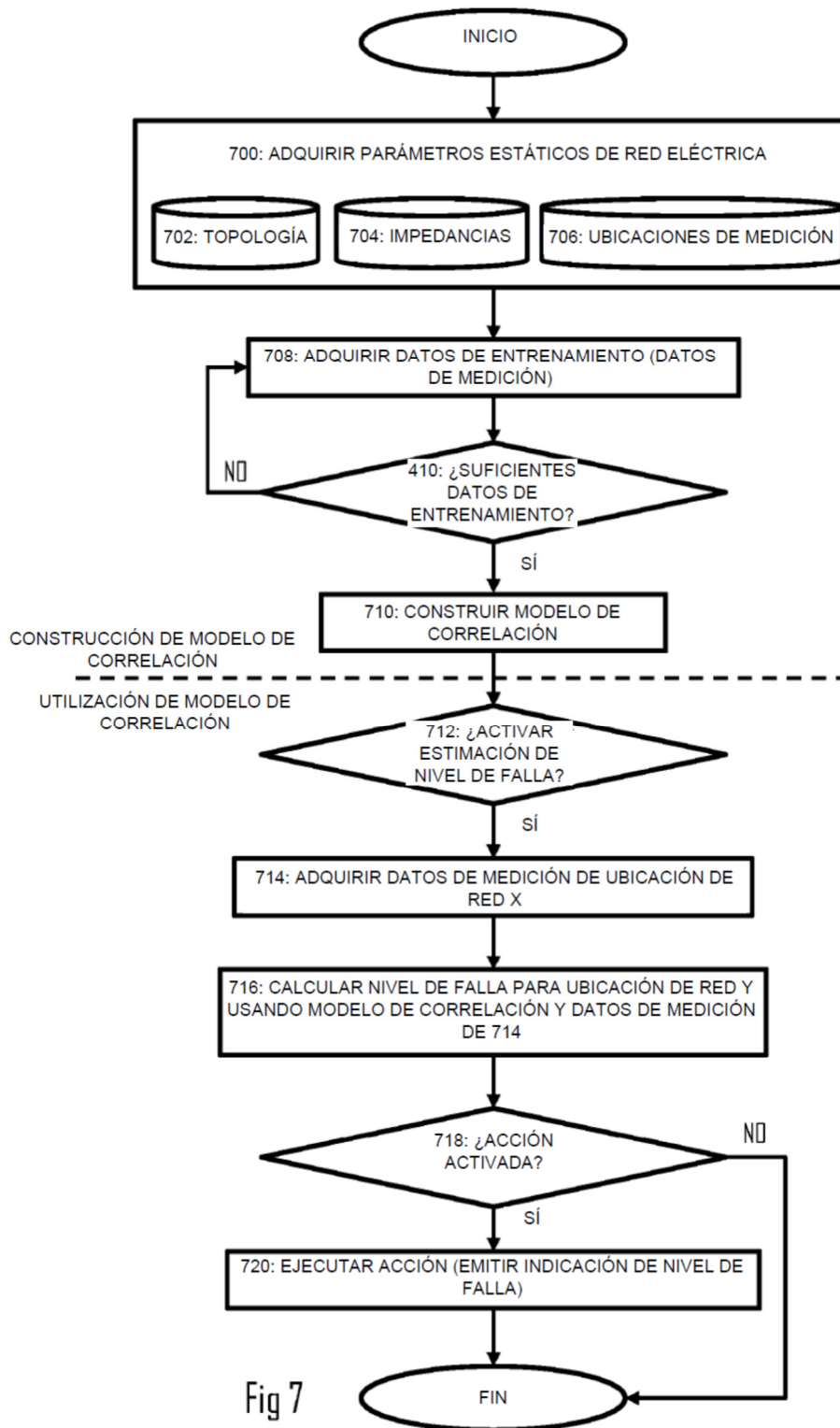


Fig 6



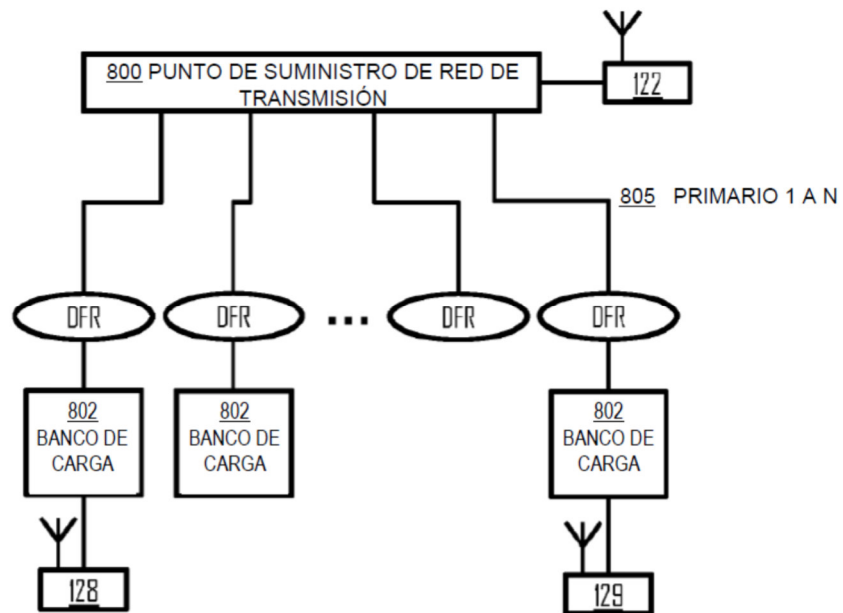


Fig 8

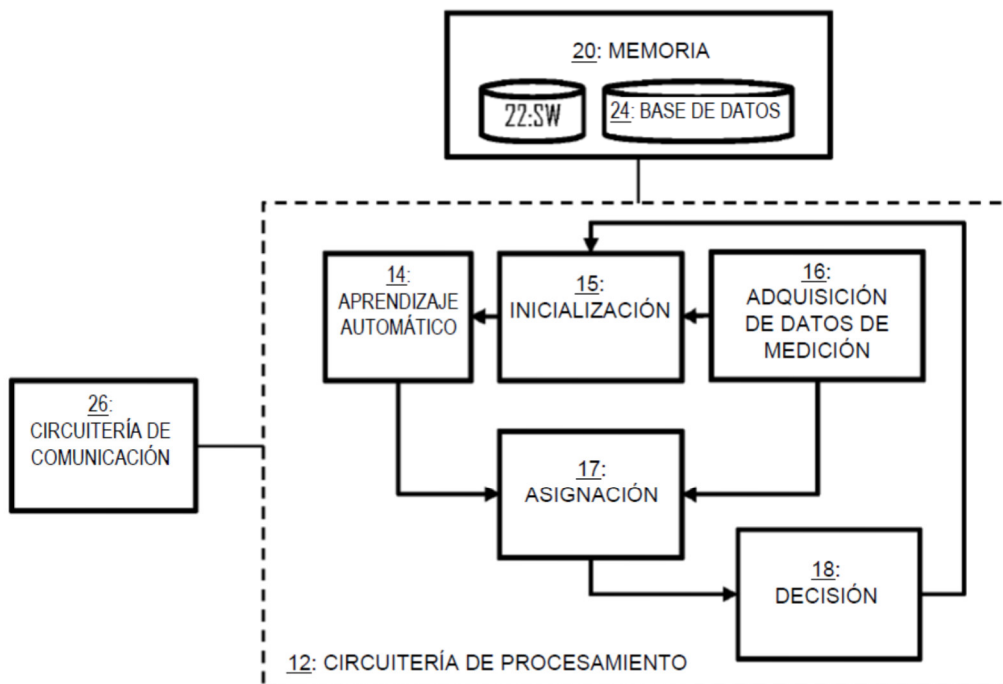


Fig 9

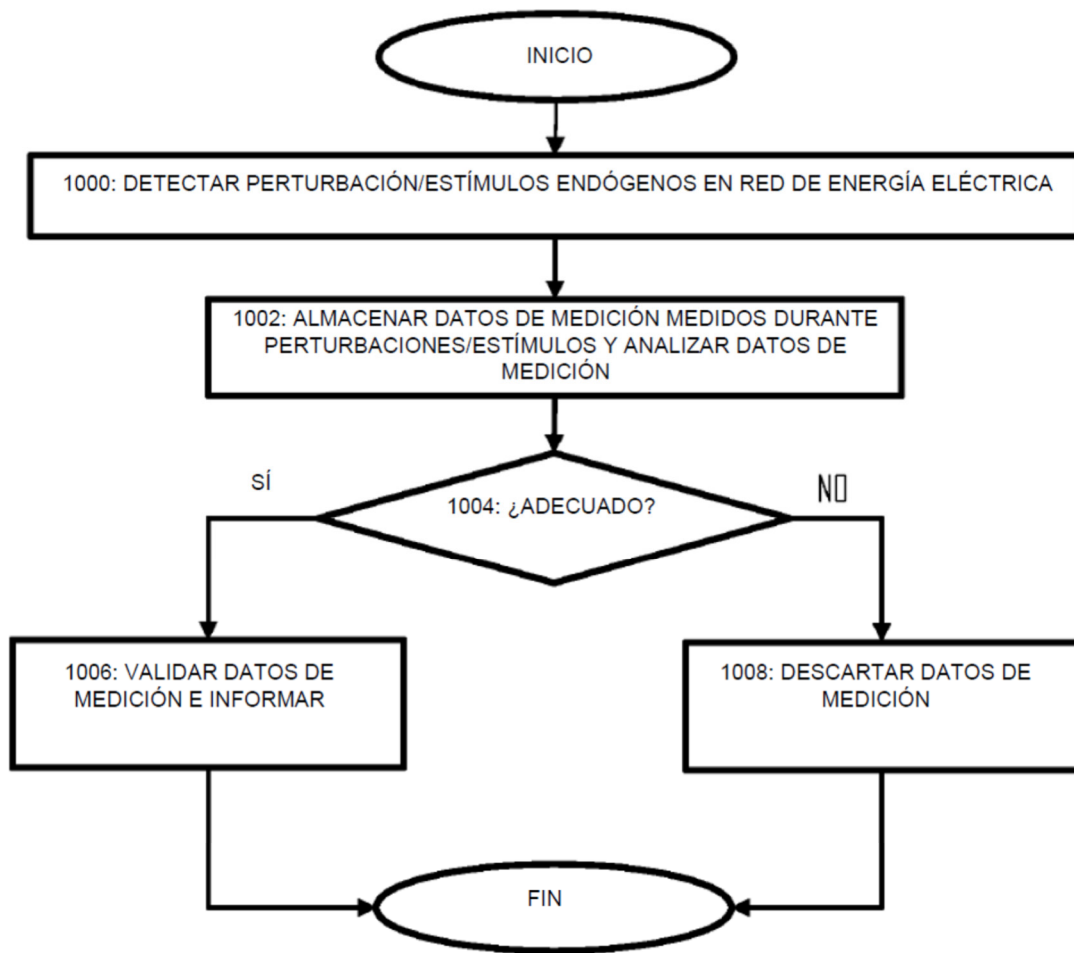


Fig 10