

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 688 294**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/00** (2006.01)

**H02J 13/00** (2006.01)

**G01R 15/14** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **30.08.2012 PCT/US2012/053125**

87 Fecha y número de publicación internacional: **07.03.2013 WO13033387**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.08.2012 E 12772153 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.07.2018 EP 2751896**

54 Título: **Procedimientos y aparato de determinación de condiciones de líneas eléctricas**

30 Prioridad:

**31.08.2011 US 201161529509 P**

**31.08.2011 US 201161529554 P**

**14.02.2012 US 201261598664 P**

**01.05.2012 US 201261640777 P**

**11.07.2012 US 201213546577**

**11.07.2012 US 201213546689**

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

**31.10.2018**

73 Titular/es:

**ACLARA TECHNOLOGIES LLC (100.0%)**

**945 Hornet Drive**

**Hazelwood, Missouri 63042, US**

72 Inventor/es:

**AFZAL, MUHAMMAD, A.;**

**POTHAMSETTY, VENKAT;**

**SMITH, ROGER, A. y**

**ROSS, REBECCA, W.**

74 Agente/Representante:

**CARPINTERO LÓPEZ, Mario**

ES 2 688 294 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

Procedimientos y aparato de determinación de condiciones de líneas eléctricas

### Remisiones a solicitudes relacionadas

5 La presente solicitud reivindica el beneficio a tenor de 35 U.S.C. § 119(e) de la Solicitud Provisional de Estados Unidos con N.º de Serie 61/529,554, presentada el 31 de agosto de 2011, titulada "Communications and Analytics Architectures for Distributed Sensing", Solicitud Provisional con N.º de Serie 61/529,509, presentada el 31 de agosto de 2011, titulada "Analytics for Distributed Smart Grid Sensing", Solicitud Provisional con N.º de Serie 61/598,664, presentada el 14 de Febrero 14 de 2012, titulada "Power Line Management System," y Solicitud Provisional con N.º de Serie 61/640,777, presentada el 1 de mayo de 2012, titulada "Power Distribution Line Fault Distance Measurement." Cada una de las solicitudes anteriormente identificadas se incorpora por referencia por la presente en su totalidad.

### Antecedentes

15 Líneas eléctricas se usan ampliamente en muchas configuraciones. Forman una parte importante del sistema de distribución de energía, transportando energía desde las instalaciones de generación todo el camino hasta las ubicaciones en las que se usa. El sistema de distribución de energía puede incluir muchos tipos de líneas eléctricas, por ejemplo, con líneas de alta tensión usadas más cerca de instalaciones de generación de energía y líneas de media y baja tensión más cerca de las ubicaciones en las que se usa la energía tal como hogares y empresas.

20 Muchas de las líneas transcurren "en suspensión," significando que las líneas se fijan a torres o postes que elevan las líneas por encima del suelo. Líneas de alta tensión generalmente se encaminan a través de espacios abiertos, pero las líneas de media y baja tensión, que están más cerca de ubicaciones que usan la energía, son más probables que transcurran por encima de carreteras, cerca de árboles u otros objetos.

25 Una compañía eléctrica puede gastar cantidades significativas de recursos reparando y manteniendo estas líneas eléctricas. Las condiciones ambientales pueden dañar las líneas eléctricas. Por ejemplo, hielo y nieve acumulados en una línea eléctrica pueden cargar la línea hasta el punto de que se estire y rompa. El viento también puede ser un factor que contribuya a la rotura o desgaste de una línea eléctrica. El viento puede provocar daños a una línea directamente o puede provocar que ramas de árboles u otros obstáculos entren en contacto con la línea, por lo tanto dañando la misma. Animales (por ejemplo, ardillas) pueden entrar en contacto con una línea eléctrica provocando una falla temporal. Una línea eléctrica también puede dañarse por objetos tales como ramas de árboles caídas.

Además, las líneas eléctricas pueden experimentar daños o desgaste a través de sobrecarga.

30 Cuando grandes cantidades de corriente fluyen a través de una línea eléctrica, la línea puede calentarse, provocando que la línea se estire. Demasiado estiramiento, a su vez, puede conducir a la rotura de la línea y, como tal, crear un escenario peligroso para la gente y propiedades debajo de la línea en suspensión.

35 Por consiguiente, una compañía eléctrica puede dedicar significativos recursos financieros y de personal en la comprobación de las líneas eléctricas de la presencia de estas condiciones y el tratamiento de los problemas resultantes.

El documento US2011/0082596 A1 desvela sistemas y procedimiento de provisión de un portal de analítica de energía eléctrica de microrredes para sistemas eléctricos críticos.

### Sumario

40 Se facilita gestión de línea eléctrica mejorada a través de un sistema que recoge datos acerca de líneas eléctricas desde múltiples unidades de detección en un sistema de distribución de energía. Los datos pueden agregarse y analizarse para determinar condiciones de líneas eléctricas que requieren mantenimiento. Determinar condiciones de líneas eléctricas puede incluir determinar condiciones de líneas eléctricas actuales que requieren mantenimiento, predecir condiciones futuras para las que es probable que se requiera mantenimiento para una o más líneas eléctricas o ambas. Esta información puede usarse para planificar mantenimiento e identificar las ubicaciones en las que tiene que realizarse en mantenimiento.

45 Un sistema de supervisión de determinación de condiciones de líneas eléctricas que requieren mantenimiento puede incluir múltiples unidades de detección fijadas a las líneas eléctricas. Cada unidad de detección puede contener múltiples tipos de sensores. Las unidades de detección pueden recoger datos acerca de las líneas eléctricas y los datos recopilados pueden procesarse para extraer características de determinación de condiciones sobre las líneas eléctricas.

Las unidades de detección pueden desplegarse en una ubicación o múltiples ubicaciones en un sistema de distribución de energía. Porque una línea eléctrica puede comprender múltiples conductores teniendo cada conductor una tensión en una fase diferente, las unidades de detección pueden desplegarse en uno o múltiples conductores, asociados con fases diferentes, en una línea eléctrica en cada ubicación. Por consiguiente, un sistema

de supervisión puede usar datos recogidos desde uno o más conductores en una o más diferentes ubicaciones en el sistema de distribución de energía para determinar condiciones de una o más líneas eléctricas.

5 Por consiguiente, en algunos aspectos, la divulgación puede incorporarse como un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1 de determinación de condiciones de líneas eléctricas en un sistema de distribución de energía a base de datos recogidos por una pluralidad de unidades de detección desplegadas en el sistema de distribución de energía. El procedimiento comprende actos de obtención de datos asociados con mediciones recogidas por al menos dos unidades de detección en la pluralidad de unidades de detección, y determinación, usando al menos un procesador, de al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de energía usando los datos obtenidos por las al menos dos unidades de detección.

10 En aún otro aspecto, la divulgación puede incorporarse como un sistema de gestión de acuerdo con la reivindicación 7 así como al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador tangible que almacena instrucciones ejecutables mediante procesador que, cuando se ejecutan por al menos un procesador, provocan que el al menos un procesador realice un procedimiento de determinación de condiciones de líneas eléctricas en un sistema de distribución de energía a base de datos recogidos por una pluralidad de unidades de detección desplegadas en el sistema de distribución de energía. El procedimiento comprende actos de obtención de datos asociados con mediciones recogidas por al menos dos unidades de detección en la pluralidad de unidades de detección, y determinación de al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de energía usando los datos obtenidos por al menos las dos unidades de detección.

20 En aún otro aspecto, la divulgación puede incorporarse como un sistema de supervisión de determinación de condiciones asociadas con componentes de acondicionamiento de energía en un sistema de distribución de energía. El sistema de supervisión comprende al menos una unidad de detección configurada para medir un primer factor de potencia en una primera fase de una línea eléctrica en el sistema de distribución de energía, en el que la línea eléctrica se acopla eléctricamente a al menos un componente de acondicionamiento de potencia. El sistema comprende además al menos un procesador configurado para comparar el primer factor de potencia medido con información almacenada de factor de potencia asociada con la primera de la línea eléctrica para producir primeros resultados de comparación, y determinar si el al menos un componente de acondicionamiento de potencia tiene una condición de fallo a base de los resultados de comparación.

25 Porque unidades de detección en diferentes ubicaciones pueden recoger datos que reflejan la misma condición o condiciones en momentos diferentes, el procesamiento de datos recogidos por las unidades de detección puede incluir obtener características a partir de los datos de modo que estas características son independientes de la ubicación de las unidades de detección que recogieron los datos así como del momento o momentos cuando estas unidades de detección recogieron los datos. Para este fin, los datos recogidos pueden procesarse usando una transformación de cambio invariante, y características de determinación de condiciones de las líneas eléctricas pueden obtenerse de los valores de coeficientes de transformación que resultan de la aplicación de la transformación de cambio invariante a los datos. Los valores de coeficientes de transformación pueden calcularse mediante o bien las unidades de detección o bien cualquier otro dispositivo informático adecuado o dispositivos configurados para recibir datos recogidos por las unidades de detección.

30 Por consiguiente, en algunos aspectos, la divulgación puede incorporarse como un procedimiento de determinación de condiciones de líneas eléctricas en un sistema de distribución de energía a base de mediciones recogidas por una pluralidad de unidades de detección desplegadas en el sistema de distribución de energía. El procedimiento comprende obtener primeros datos transformados asociados con un primer conjunto de una o más mediciones recogidas por una primera unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección y segundos datos transformados asociados con un segundo conjunto de una o más mediciones recogidas por una segunda unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección; y determinar, usando al menos un procesador y a base, al menos en parte, de una o más características calculadas a partir de los primeros datos transformados y los segundos datos transformados, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de energía.

35 En otro aspecto, la divulgación puede incorporarse como un sistema de gestión para un sistema de distribución de energía que comprende una pluralidad de líneas eléctricas, una pluralidad de unidades de detección configuradas para recoger mediciones acerca de líneas eléctricas en la pluralidad de líneas eléctricas, en el que la pluralidad de unidades de detección incluye una primera unidad de detección y una segunda unidad de detección adaptadas para acoplarse a una línea eléctrica diferente de la primera unidad de detección. El sistema de gestión comprende al menos un controlador configurado para obtener primeros datos transformados asociados con un primer conjunto de una o más mediciones recogidas por la primera unidad de detección y segundos datos transformados asociados con un segundo conjunto de una o más mediciones recogidas por la segunda unidad de detección. El al menos un controlador se configura adicionalmente para determinar, a base, al menos en parte, de una o más características calculadas a partir de los primeros datos transformados y los segundos datos transformados, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de energía.

40 En aún otro aspecto, la divulgación puede incorporarse como una unidad de detección configurada para acoplarse a una línea eléctrica. La unidad de detección también se configura para recoger un conjunto de una o más mediciones

de la línea eléctrica, aplicar una transformación de cambio invariante al conjunto de una o más mediciones para producir una primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación, y transmitir valores de coeficientes de transformación en la primera pluralidad de valores de coeficientes transformados.

5 En aún otro aspecto, la divulgación puede incorporarse como al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador tangible. El al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador almacena instrucciones ejecutables por procesador que, cuando se ejecutan por al menos un procesador, provocan que el al menos un procesador realice un procedimiento de determinación de condiciones de líneas eléctricas en un sistema de distribución de energía a base de mediciones recogidas por una pluralidad de unidades de detección desplegadas en el sistema de distribución de energía. El procedimiento comprende obtener primeros datos transformados asociados con un primer conjunto de una o más mediciones recogidas por una primera unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección y segundos datos transformados asociados con un segundo conjunto de una o más mediciones recogidas por una segunda unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección. El procedimiento comprende adicionalmente determinar, a base, al menos en parte, de una o más características calculadas a partir de los primeros datos transformados y los segundos datos transformados, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de energía.

Lo anterior es un resumen no limitante de la divulgación, que se define mediante las reivindicaciones adjuntas.

### **Breve descripción de los dibujos**

Los dibujos adjuntos no pretenden dibujarse a escala. En los dibujos, cada componente idéntico o casi idéntico que se ilustra en diversas figuras se representa mediante un número similar. Para fines de claridad, no todos los componentes pueden estar etiquetados en cada dibujo. En los dibujos:

La Figura 1 es una ilustración esquemática de un sistema de distribución de energía equipado con componentes de determinación de al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La Figura 2 es un diagrama de bloques funcional de una unidad de detección de acuerdo con algunas realizaciones de un sistema de determinación de al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La Figura 3 es un diagrama de bloques funcional de procesamiento que puede realizarse en datos recogidos por unidades de detección que son parte de un sistema de determinación de al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

Las Figuras 4A y 4B ilustran enfoques convencionales para la identificación de una distancia a una ubicación de una falla de tierra en un sistema de distribución de energía.

La Figura 4C ilustra el uso de múltiples unidades de detección para identificar una distancia a una ubicación de una condición en un sistema de distribución de energía, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La Figura 5 es un diagrama de flujo de un proceso ilustrativo de determinación de al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

Las Figuras 6A-6D muestran ejemplo datos recogidos por una unidad de detección y las vistas de resolución múltiple asociadas de los datos, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La Figura 7 muestra una configuración ilustrativa de múltiples unidades de detección que pueden usarse para determinar al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

Las Figuras 8A y 8B son diagramas de flujo de procedimientos ilustrativos de procesamiento de datos recogidos por al menos una unidad de detección, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La Figura 9 es un diagrama de flujo de otro procedimiento ilustrativo de determinación de al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La Figura 10 es un diagrama de bloques de un dispositivo informático que puede configurarse para producir una salida a base de una condición determinada de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La Figura 11A es un diagrama de flujo de un proceso ilustrativo para obtener información de factor de potencia, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La Figura 11B es un diagrama de flujo de un proceso ilustrativo de determinación de condiciones asociadas con componentes de acondicionamiento de energía, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

### **Descripción detallada**

Los inventores han reconocido y apreciado que pueden conseguirse mejoras en la gestión de líneas eléctricas procesando conjuntamente datos recogidos por múltiples unidades de detección que supervisan líneas eléctricas como parte de un sistema de gestión de líneas eléctricas. El análisis conjunto de datos recogidos por múltiples unidades de detección puede usarse para determinar condiciones dentro de un sistema de distribución de energía que requieren mantenimiento o que son indicaciones de que se requerirá mantenimiento.

Un sistema de este tipo puede usarse para diagnosticar condiciones que necesitan mantenimiento y, en algunas realizaciones, puede determinar información acerca de las condiciones, tal como la ubicación y/o la naturaleza de la condición. Esta información puede ser la base para el envío eficiente de personal para hacer reparaciones. Las predicciones resultantes pueden usarse para planificar mantenimiento para evitar un corte de energía, evitar condiciones inseguras (por ejemplo, un cable caído o un cable aéreo que se comba de modo que una persona u objetos por debajo del cable están en riesgo de contacto con el cable) o para abordar de otra manera las condiciones, evitando de este modo interrupciones del servicio y/o permitiendo una dedicación eficiente de recursos de servicio por una entidad o entidades responsables del mantenimiento del sistema de distribución de energía. Por ejemplo, condiciones probables que requieren mantenimiento pueden abordarse proactivamente a través de mantenimiento preventivo en lugar de una reparación costosa y que lleva mucho tiempo después de que se haya producido una falla real.

En algunas realizaciones, se recogen mediciones por múltiples unidades de detección fijadas a líneas eléctricas en una o múltiples ubicaciones a lo largo de todo un sistema de distribución de energía. Una o múltiples unidades de detección pueden desplegarse en cada tal ubicación. Un sistema de distribución de energía convencional puede tener líneas eléctricas que comprenden múltiples conductores. Por ejemplo, una línea eléctrica puede comprender tres conductores efectuando operación en tres fases diferentes. Estos conductores se denominan en ocasiones como "fases." Por lo tanto, una unidad de detección puede desplegarse en cada una de una o múltiples fases en cada ubicación a lo largo de una línea eléctrica. Por consiguiente, un sistema de supervisión de líneas eléctricas puede usar datos recogidos por múltiples unidades de detección desplegadas en una o múltiples ubicaciones, con una o múltiples unidades de detección desplegadas en cada ubicación.

Los datos recogidos por una o múltiples unidades de detección pueden procesarse para identificar características que, a su vez, pueden usarse para determinar condiciones en el sistema de distribución de energía. Las características pueden identificarse usando una o más reglas y un motor de reglas. Adicionalmente o como alternativa, las características pueden identificarse usando técnicas que tienen en cuenta diferencias de tiempo que corresponden a cuándo recogió cada unidad de detección mediciones acerca del sistema de distribución de energía.

Además de los datos recogidos por múltiples unidades de detección, puede usarse información de red adicional para determinar condiciones en el sistema de distribución de energía. Tal información adicional puede incluir, pero sin limitación, información acerca del diseño de líneas eléctricas (en ocasiones denominada como "información de topología de red"), información acerca de flujo de corriente a lo largo de todo el sistema de distribución de energía, el calibre de alambre usado, la impedancia de conductores usada e información acerca de la ubicación de subestaciones y otros componentes de sistema de distribución de energía en el sistema de distribución de energía. Esta información puede usarse para analizar y procesar datos recogidos por las unidades de detección.

Pueden usarse técnicas de determinación de condiciones dentro de una red de distribución de energía como se desvela en el presente documento para identificar cualquiera de numerosos tipos de condiciones. Ejemplos de tales tipos de condiciones incluyen, pero sin limitación, contacto entre un animal o un objeto (por ejemplo, un árbol) y una línea eléctrica, combado de una línea eléctrica, oscilación (por ejemplo, galope, aleteo, etc.) de una línea eléctrica, condiciones asociadas con la meteorología (por ejemplo, rayos, hielo, nieve, viento, lluvia, calor, frío, etc.), una falla a tierra y un fusible o fusibles fundidos en una batería de condensadores.

En algunas realizaciones, los datos recogidos por pueden usarse múltiples unidades de detección para identificar información indicativa de una ubicación de una condición en la red de distribución de energía. Como un ejemplo, puede identificarse información que indica que se está produciendo una falla entre dos sensores. El orden de ubicación de unidades de detección dentro de la red de distribución de energía puede usarse para identificar tal información. Por ejemplo, en algunos casos la unidad de detección A puede identificar una corriente de falla, pero otra unidad de detección B puede no identificar la corriente de falla. Esto puede indicar que la ubicación de la corriente de falla está a lo largo de una línea eléctrica entre las ubicaciones del sensor A y sensor B. En algunos casos, puede obtenerse incluso información más precisa acerca de la ubicación de una condición. Por ejemplo, puede identificarse una distancia a la ubicación de una falla desde un componente (por ejemplo, una subestación, una unidad de detección, etc.) en la red de distribución de energía. Como un ejemplo de identificación de ubicación a través de procesamiento conjunto de datos de sensor, una medición de corriente obtenida mediante un sensor corriente arriba de una falla puede procesarse junto con una medición de tensión obtenida mediante un sensor corriente abajo de la falla para identificar una distancia a la falla. Tal información puede ayudar a facilitar el mantenimiento para abordar la condición.

En algunas realizaciones, se recogen mediciones por múltiples unidades de detección fijadas a líneas eléctricas en múltiples ubicaciones a lo largo de todo un sistema de distribución de energía. Sin embargo, en algunas realizaciones, tales unidades de detección pueden no sincronizarse o de otra manera estar operativas con una referencia de tiempo común. Los inventores han reconocido y apreciado que puede hacerse una determinación más precisa de condiciones sobre las líneas eléctricas, incluso en estas circunstancias, si se tienen en cuenta las diferencias en los momentos en los que estos datos se recogen cuando se procesan estos datos. En algunas realizaciones, se tiene en cuenta diferencias en tiempo de recogida de datos transformado datos recogidos desde diferentes sensores se representa de una forma invariante en el tiempo. Como un ejemplo específico, los datos recogidos por múltiples unidades de detección pueden transformarse usando una transformación de cambio

invariante para producir datos transformados a partir de los que pueden obtenerse una o más características de determinación de condiciones en la red de distribución de energía. Las características obtenidas pueden ser independientes de cuándo las unidades de detección recogieron los datos.

5 La transformación de cambio invariante puede aplicarse a datos recogidos por una unidad de detección para producir un conjunto de valores de coeficientes de transformación y a datos recogidos por otra unidad de detección para producir otro conjunto de valores de coeficientes de transformación. Aplicar la misma transformación de cambio invariante a ambos conjuntos de datos resulta en una correspondencia entre los conjuntos obtenidos de valores de coeficientes de transformación. Como tal, una característica obtenida a partir de valores de coeficientes de transformación calculados a partir de datos recogidos por una unidad de detección puede usarse junto con otra característica obtenida a partir de correspondientes valores de coeficientes de transformación calculados a partir de datos obtenidos por otra unidad de detección para determinar una o más condiciones en la red de distribución de energía.

15 Las características pueden tener cualquier característica adecuada. Aunque, en algunas realizaciones, las características pueden ser patrones de valores de coeficientes generados por la transformación del conjunto de datos recogidos por un sensor. Los patrones, por ejemplo, pueden definirse en términos de una cantidad de energía en un coeficiente o un grupo de coeficientes. Como un ejemplo de una característica de este tipo, oscilaciones debido a viento pueden producir valores relativamente altos para coeficientes asociados con frecuencias bajas. En contraste, un evento físico repentino, tal como un objeto que cae contra una línea eléctrica puede producir valores relativamente altos para coeficientes asociados con frecuencias más altas. Un impacto de un rayo puede producir aún un patrón diferente, caracterizado por valores relativamente altos para coeficientes asociados tanto con frecuencias bajas y altas.

20 Debería apreciarse que puede construirse un sistema para reconocer patrones asociados con cualquier característica adecuada. Estos patrones pueden definirse en términos de valores, o "energía," presente en cada coeficiente de la transformación. También pueden especificarse patrones a base de la ausencia de energía en ciertos coeficientes. Los patrones pueden determinarse empíricamente o heurísticamente para cualquier característica de interés. Independientemente de cómo se determinan estos patrones, las características reconocidas a base de estos patrones puede usarse a continuación, o bien solos o bien en combinación, para determinar condiciones sobre líneas eléctricas en un sistema de distribución de energía.

25 Como un ejemplo ilustrativo no limitante, en algunos casos la energía de un grupo de valores de coeficientes de transformación obtenidos a partir de mediciones recogidas por una unidad de detección puede exceder un umbral. Esto puede ser indicativo de cualquiera de numerosas condiciones tal como contacto animal con una línea eléctrica o la meteorología afectando múltiples líneas eléctricas. Sin embargo, si la energía de correspondientes valores de coeficientes de transformación obtenidos a partir de mediciones recogidas por otra unidad de detección, que se fija a una línea eléctrica diferente, también excede un umbral, puede determinarse que estas características (es decir, las energías calculadas) en combinación son indicativas más probablemente de una condición que afecta múltiples líneas eléctricas (por ejemplo, hielo formado en múltiples líneas eléctricas) en lugar de una condición que afecta a una sola línea eléctrica (por ejemplo, contacto animal con la línea eléctrica). Por otra parte, si la energía de correspondientes valores de coeficientes obtenidos a partir de mediciones recogidas por la otra unidad de detección está por debajo de un umbral, puede determinarse que estas características en combinación son indicativas más probablemente (o predictivas) de una condición que afecta a una única línea eléctrica.

30 En algunas realizaciones, la transformación de cambio invariante puede ser una transformación de resolución múltiple. Aplicar la transformación de resolución múltiple a mediciones recogidas por una unidad de detección puede proporcionar características asociadas con diferentes resoluciones. Emplear una transformación de resolución múltiple puede ayudar en la determinación de múltiples condiciones porque algunas condiciones pueden manifestarse por sí mismas de forma diferente en un dominio de transformación de resolución múltiple. Por ejemplo, una condición puede tener grandes valores de coeficientes de transformación en una resolución mientras otra condición puede tener grandes valores de coeficientes de transformación en otra resolución. El análisis de resolución múltiple de datos recogidos puede habilitar la determinación de condiciones transitorias (por ejemplo, un impacto de un rayo) así como condiciones que varían lentamente en el tiempo (por ejemplo, oscilación de línea eléctrica debido a viento).

35 Aunque, debería apreciarse que patrones obtenidos a partir de sensores desplegados en un sistema de distribución de energía pueden revelar información acerca de condiciones sin la transformación de datos de sensor. Por ejemplo, cambios en un valor de un parámetro medido o cambios en un patrón de un parámetro medido puede indicar la presencia o ubicación de una falla. Como un ejemplo específico, un cambio en un patrón de factor de potencia en una fase puede indicar un fusible fundido en la fase.

40 Debería apreciarse que los diversos aspectos y conceptos de la presente invención descrita en el presente documento pueden implementarse en cualquiera de numerosas formas y no se limitan a ninguna técnica de implementación particular. Ejemplos de implementaciones específicas se describen a continuación para fines de ilustración únicamente, pero los aspectos de la invención descritos en el presente documento no se limitan a estas implementaciones ilustrativas.

La Figura 1 ilustra un entorno en el que pueden aplicarse las técnicas descritas en el presente documento de determinación de al menos una condición que necesita mantenimiento de línea eléctrica. En particular, la Figura 1 ilustra una red 100 de distribución de energía que incluye múltiples líneas 112 eléctricas en suspensión. Las líneas en suspensión pueden soportarse mediante torres y/o postes 114. Como resultado, cada una de las líneas 112 eléctricas pueden tener múltiples segmentos, tal como segmentos 116A y 116B, entre las ubicaciones en las que se fijan los alambres a las torres y/o postes.

Las unidades de detección pueden fijarse a alguno o todos los segmentos de línea eléctrica. En el ejemplo ilustrado en la Figura 1, las unidades 110A y 110B de detección se muestran fijadas al segmento 116A de las líneas 112 y las unidades 110C, 110D y 110E de detección se muestran fijadas al segmento 116B de las líneas 112. En este ejemplo, las unidades de detección se fijan a un subconjunto de los segmentos de línea eléctrica. Aunque, en algunas realizaciones, una unidad de detección puede fijarse a cada segmento de línea eléctrica; en otras realizaciones, las unidades de detección pueden fijarse de forma selectiva a segmentos de línea eléctrica. Por ejemplo, las unidades de detección pueden fijarse de forma selectiva a segmentos de línea eléctrica que tienen características representativas de segmentos de línea eléctrica en un área mayor (por ejemplo, tales segmentos de línea pueden estar en ubicaciones que tienen condiciones ambientales representativas de condiciones ambientales de otros segmentos de línea en un área mayor). Como otro ejemplo, las unidades de detección pueden situarse de forma selectiva en segmentos de línea eléctrica que están en ubicaciones que acarream un mayor riesgo de fallo, tal como ubicaciones ventosas, o que suponen un mayor riesgo para la gente u objetos debajo de los segmentos de línea eléctrica si se produjera una falla, como el caso puede ser para segmentos de línea eléctrica que se extienden en intersecciones congestionadas. Por lo tanto, debería apreciarse que el número y ubicaciones de unidades de detección dentro de la red 100 de distribución de energía no es crítico para la invención.

Un segmento de línea eléctrica puede comprender uno o múltiples conductores. Cuando un segmento de línea eléctrica comprende múltiples conductores, los conductores pueden asociarse con fases diferentes. Por ejemplo, un segmento de línea eléctrica puede comprender tres conductores; un segmento de línea eléctrica de este tipo puede denominarse como una línea trifásica.

Una unidad de detección pueden fijarse a uno o múltiples conductores en un segmento de línea eléctrica. Una unidad de detección puede fijarse a cada uno de uno, o dos o los tres de los conductores en una línea trifásica. Por ejemplo, pueden existir dos unidades de detección fijadas a un segmento de línea eléctrica. En el ejemplo ilustrado en la Figura 1, el segmento 116A de línea eléctrica es una línea trifásica con las unidades 110A y 110B de detección fijadas a diferentes conductores. En el ejemplo ilustrado en la Figura 1, el segmento 116B de línea eléctrica es una línea trifásica con las unidades 110C, 110D y 110E de detección fijadas a diferentes conductores en el segmento de línea eléctrica.

También debería apreciarse que la Figura 1 muestra una representación simplificada de un sistema de distribución de energía. Un sistema de distribución de energía puede tener muchos más postes y/o torres y muchas más líneas eléctricas que las ilustradas. Además, la Figura 1 ilustra líneas de media tensión. En algunas realizaciones, las unidades de detección pueden fijarse preferencialmente a líneas de media tensión debido a la proximidad de líneas de media tensión a árboles y otros objetos que podrían entrar en contacto con las líneas eléctricas. Las líneas eléctricas de media tensión también pueden ser adecuadas para la colocación de unidades de detección debido a la proximidad de esas líneas a la gente o otros objetos que podrían herirse o dañarse si se produjera una falla en una línea de este tipo. Aunque, debería apreciarse que el tipo y estructura específicos de las líneas a las que se fijan las unidades de detección no es crítico para la invención. Las unidades de detección pueden fijarse a cualquier tipo adecuado de línea, incluyendo cables de diversos tipos.

Independientemente de los números y ubicaciones de unidades de detección en la red de distribución de energía, los datos recogidos en cada unidad de detección pueden comunicarse a uno o más dispositivos informáticos de procesamiento para determinar una condición, en una o más de las líneas eléctricas, indicando una necesidad actual o esperada de mantenimiento. En el ejemplo de la Figura 1, los datos de las unidades de detección se comunican de forma inalámbrica al controlador 150. En este ejemplo, el controlador 150 se ilustra como un único dispositivo informático que recoge datos desde todos los sensores. Aunque, debería apreciarse que en una red de distribución de energía que se expande en un gran área, múltiples dispositivos informáticos pueden usarse para recoger y procesar datos desde los sensores.

Si se usan múltiples dispositivos, pueden ubicarse en una ubicación o distribuirse a través de múltiples ubicaciones. En el último caso, pueden conectarse a través de una red y/u organizarse jerárquicamente de tal forma que cada dispositivo informático en la jerarquía puede configurarse para recoger y procesar datos recopilados por un subconjunto de unidades de detección. Por ejemplo, un dispositivo informático puede configurarse para recoger y procesar datos de unidades de detección en una región geográfica y otro dispositivo informático puede configurarse para recoger y procesar datos de unidades de detección en otra región geográfica.

La Figura 1 también muestra datos que se transmiten directamente desde cada unidad de detección al controlador 150. En algunas realizaciones, los datos pueden transmitirse a través de uno o más dispositivos intermediarios. Además, la Figura 1 ilustra comunicación inalámbrica como un ejemplo de un mecanismo de comunicaciones que puede emplearse. Puede usarse cualquier mecanismo de comunicaciones adecuado. Por ejemplo, en algunas

realizaciones, los datos pueden comunicarse en su totalidad o en parte a través las propias líneas eléctricas. Como un ejemplo específico, una unidad de detección conectada a punto de recogida de datos central, tal como el controlador 150, a través de una línea eléctrica, puede transmitir datos a través de esa línea eléctrica. Si una falla u otra condición impide comunicación a través de la línea eléctrica, la unidad de detección puede transmitir datos de forma inalámbrica a la ubicación central directa o indirectamente a través de otra unidad de detección u otro dispositivo intermediario adecuado. Por consiguiente, debería apreciarse que el mecanismo de comunicaciones específico empleado no es crítico para la invención.

En algunas realizaciones, pueden desplegarse diferentes tipos de unidades de detección como parte de un sistema de supervisión. Las unidades de detección desplegadas pueden tener diferentes capacidades de hardware y pueden desplegarse a lo largo de toda la red de distribución de energía a base de su capacidad. Por ejemplo, en algunas realizaciones, las unidades de detección de alta fidelidad (por ejemplo, unidades de detección capaces de obtención de mediciones a una tasa alta, que tienen más potencia de procesamiento, etc.) pueden desplegarse en una o más ubicaciones en la red de distribución de energía. Adicionalmente, múltiples unidades de detección de baja fidelidad (por ejemplo, unidades de detección capaces de obtención de mediciones a una tasa menor que las unidades de detección de alta fidelidad, etc.). Una arquitectura jerárquica de este tipo puede reducir el coste de un sistema de supervisión evitando el coste asociado con la instalación de unidades de detección de alta fidelidad en ubicaciones en las que las unidades de detección de baja fidelidad pueden ser suficientes.

Cada unidad de detección puede contener uno o más tipos de sensores y circuitería de control de la recogida de datos y transmisión de que datos para análisis. En algunas realizaciones, cada unidad de detección puede contener circuitería de procesamiento de los datos antes de la transmisión. El procesamiento puede resultar, por ejemplo, en la compresión de los datos recopilados para reducir la cantidad de datos transmitidos. Puede usarse cualquier tipo adecuado de técnicas de compresión de datos. Los datos pueden comprimirse usando técnicas de compresión sin pérdida o con pérdida o cualquier combinación adecuada de las mismas. Los datos pueden comprimirse, por ejemplo, mediante la extracción de características o parámetros que caracterizan las señales medidas por sensores que incluyen cualquier señal variable en el tiempo medida por los sensores. Una forma adicional de compresión puede implicar la transmisión de muestras de datos de sensor de vez en cuando. Aún otro ejemplo de compresión puede comprender aplicar una transformación, tal como una transformación de cambio invariante, a los datos. Por ejemplo, puede aplicarse una transformación de ondículas de cambio invariante a los datos y puede transmitirse uno o más de los coeficientes de ondículas calculados en lugar de o además de los datos.

Los momentos en los que los datos de sensor se transmiten pueden ser periódicos, aleatorios y/o pueden determinarse dinámicamente a base de detección de condiciones cambiantes. Por ejemplo, los datos de sensor puede transmitirse cuando existe un cambio en las condiciones ambientales (por ejemplo, llega una tormenta de nieve, un árbol cae, se vuelve ventoso, etc.).

La Figura 2 ilustra una unidad 110 de detección ilustrativa. En el presente documento, la unidad 110 de detección se muestra como que se fija mecánicamente al segmento 116 de línea. La fijación mecánica se muestra esquemáticamente en la Figura 2. Puede usarse cualquier técnica de fijación mecánica adecuada, incluyendo abrazaderas, adhesivos o cualquier otro mecanismo adecuado, para fijar cada unidad de detección a un segmento de línea.

Cada unidad de detección puede contener un alojamiento 250 que se sella ambientalmente. Un alojamiento de este tipo puede fabricarse con cualquier material adecuado, incluyendo materiales como los que se usan en la técnica para componentes usados en ubicaciones exteriores, tal como puede encontrarse en un sistemas de distribución de energía y/o sistemas telefónicos.

Pueden incorporarse sensores y circuitería de control dentro del alojamiento 250. Uno o más tipos de sensores pueden incluirse en una unidad de detección. En el ejemplo ilustrado en la Figura 2, sensores de medición de propiedades mecánicas y eléctricas se incluyen ambos en la unidad 110 de detección. Puede incluirse una interfaz 210 de línea eléctrica para detectar propiedades eléctricas en el segmento 116 de línea. En algunas realizaciones, la interfaz 210 de línea eléctrica puede incluir componentes de detección de esas propiedades eléctricas sin conexión eléctrica directa al segmento 116 de línea. Por ejemplo, puede emplearse acoplamiento capacitivo o inductivo entre la interfaz 210 de línea eléctrica y el segmento 116 de línea.

Independientemente del mecanismo específico usado para acoplar eléctricamente la unidad 110 de detección al segmento 116 de línea, la unidad 110 de detección puede incluir circuitería 212 de extracción de propiedades eléctricas de la línea segmento. Para este fin, la circuitería 212 puede incluir uno o más sensores configurados para extraer propiedades eléctricas. Por ejemplo, la circuitería 212 puede incluir el sensor 212a de campo eléctrico, sensor 212b de tensión y sensor 212c de dirección de corriente. En algunas realizaciones, el sensor 212b de tensión puede configurarse para detectar armónicos de tensión en la línea. Aunque, debería reconocerse que la circuitería 212 puede incluir y/o acoplarse a cualquier sensor adecuado de determinación de propiedades eléctricas. La circuitería 212 puede usar técnicas como se conocen en la técnica para determinar propiedades eléctricas, tal como tensión o corriente en la línea 116. De esta manera, la circuitería 212, en combinación con la interfaz 210 de línea eléctrica, puede actuar como un sensor para propiedades eléctricas.



Pueden medirse otras propiedades mecánicas. Por ejemplo, la Figura 2 muestra que la unidad 110 de detección incluye termopar 214. El termopar 214 puede configurarse para medir la temperatura de línea 116 y emitir una señal que refleja la temperatura.

5 Pueden configurarse sensores aún adicionales para medir propiedades inerciales del segmento 116 de línea. En este ejemplo, el inclinómetro 218 y acelerómetro 216 se incluyen para la medición de propiedades inerciales. Porque estos sensores se acoplan a través del alojamiento 250 al segmento 116 de línea, la inclinación o aceleración medida por estos sensores reflejan condiciones en el segmento 116 de línea. Los sensores inerciales pueden construirse usando técnicas como se conocen en la técnica. Por ejemplo, tales sensores pueden fabricarse usando técnicas de fabricación de microelectrónica. Aunque, debería apreciarse que la construcción específica de los  
10 sensores inerciales no es crítica para la invención.

Independientemente de cómo se construyan los sensores, el inclinómetro 218 puede emitir una señal que representa una inclinación del inclinómetro 218, que, debido al acoplamiento mecánico a través del alojamiento 250 a la línea 116, puede representar una cantidad de combado en la línea 116. De manera similar, la emisión del acelerómetro 216 puede reflejar la aceleración en la línea 116. Pueden incluirse otros sensores inerciales, tal como  
15 un sensor para velocidad, como alternativa o adicionalmente dentro de la unidad 110 de detección. Aunque, en algunas realizaciones, otras mediciones inerciales, tal como velocidad, puede obtenerse a partir de una o más de las mediciones inerciales hechas. Por ejemplo, la velocidad puede obtenerse a través de cálculos de emisiones producidas por el acelerómetro 216.

Debería apreciarse que cualquiera de los sensores anteriormente mencionados puede usarse para medir cualquiera de las propiedades anteriormente mencionadas en cualquier momento adecuado. Cada sensor puede medir múltiples veces propiedades que el sensor se configura para medir de tal forma que el sensor puede producir una serie temporal de mediciones de una característica variable en el tiempo. Por ejemplo, el termopar 214 puede configurarse para producir una serie temporal de mediciones de temperatura. Como otro ejemplo, la circuitería 212 puede configurarse para producir una serie temporal de mediciones de una propiedad eléctrica particular.

25 Debería apreciarse que la unidad 110 de detección puede comprender cualquiera de numerosos otros tipos de sensores además de o en lugar de los sensores anteriormente descritos. Por ejemplo, la unidad 110 de detección puede comprender un sensor GPS tal como el sensor 210 GPS configurado para obtener información de ubicación y/o hora.

Independientemente del número y tipos de sensores dentro de la unidad 110 de detección, la circuitería 230 de control puede recoger las emisiones de los sensores. La circuitería 230 de control puede implementarse usando técnicas de diseño de circuitería como se conocen en la técnica. La circuitería 230 de control, por ejemplo, puede implementarse como un dispositivo de lógica programable programado para realizar técnicas como se describe en el presente documento. En otras realizaciones, la circuitería 230 de control puede ser un microcontrolador de fin general u otro procesador que puede programarse a través de instrucciones almacenadas en memoria no volátil.  
30 Como otra opción, la circuitería 230 de control puede ser circuitería diseñada a medida de tal forma que se programa para realizar el procesamiento descritos en el presente documento a base del diseño de elementos de circuito en la circuitería.

Independientemente de la construcción específica de la circuitería 230 de control, la circuitería 230 de control puede configurarse para recoger datos de los sensores dentro de la unidad 110 de detección y transmisor 232 de control para transmitir esos datos. En el ejemplo de la Figura 2, el transmisor 232 puede configurarse para transmitir datos de acuerdo con un protocolo reconocido por el controlador 150. En algunas realizaciones, la circuitería 230 de control puede procesar los datos recogidos de los sensores antes de la transmisión.  
40

Ese procesamiento puede incluir compresión de datos u otras operaciones de procesamiento. Como un ejemplo, el procesamiento puede incluir dominio de tiempo, dominio de frecuencia, dominio de frecuencia-tiempo y/o análisis de escala de tiempo en las emisiones variables en el tiempo de una o más unidades de detección. Por ejemplo, la realización de análisis de dominio de escala de tiempo puede incluir la realización de una transformación de resolución múltiple a través de una transformación de ondículas como es conocido en la técnica. En algunas realizaciones, el procesamiento puede realizarse de acuerdo con transformación de ondículas invariables en tiempo. La transformación puede ser una transformación de ondículas de tiempo discreto. Una transformación de este tipo puede generar uno o más valores de coeficientes de transformación que representan una señal recogida en la emisión de un sensor de tal forma que la transmisión de los coeficientes puede transportar información útil en la señal, pero puede consumir un ancho de banda mucho menor en la transmisión. Aunque, debería apreciarse que puede aplicarse cualquier otra técnica de procesamiento de señal adecuada (por ejemplo, técnicas de Fourier, análisis de Gabor, Transformada de Coseno Discreta, etc.) a las emisiones de los sensores.  
45

55 Como alternativa o adicionalmente, el procesamiento puede incluir el etiquetado de datos antes de su transmisión. Los datos pueden etiquetarse de cualquier forma adecuada, tal como incluyendo datos para indicar la unidad de detección en la que se recogieron los datos o la línea segmento para la que se recogen los datos. El etiquetado también puede indicar qué unidad de detección recogió los datos y cualquier otra información adecuada asociada con la unidad de detección tal como la ubicación de la unidad de detección. El etiquetado también puede indicar una

hora a la que se recogieron los datos o cualquier otro parámetro útil en el análisis de los datos incluyendo, pero sin limitación, parámetros que indican cómo se han procesado los datos antes de la transmisión.

Aunque la Figura 1 muestra datos que se envían unidireccionalmente, desde unidades de detección a un dispositivo informático, en algunas realizaciones, puede soportarse comunicación bidireccional. En esas realizaciones, el transmisor 232 puede ser una porción de una radio que también opera como un receptor. Información recibida puede representar órdenes a la unidad 110 de detección para desencadenar que la unidad 110 de detección realice funciones que ya está configurada para realizar o reconfigure la unidad 110 de detección para realizar funciones adicionales. Órdenes recibidas a través de un enlace de comunicaciones, por ejemplo, pueden desencadenar que la unidad 110 de detección recoja y/o notifique mediciones de sensores. Aunque, las órdenes específicas a las que la unidad 110 de detección puede responder no son críticas para la invención y la unidad 110 de detección puede configurarse para responder a cualquier orden adecuada.

Debería apreciarse que la Figura 2 es una representación simplificada de una unidad de detección. Pueden incluirse otros componentes como alternativa o adicionalmente. Por ejemplo, la Figura 2 ilustra que la unidad 110 de detección incluye una fuente de alimentación, que se ilustra como el dispositivo 240 de almacenamiento de carga en la Figura 2. El dispositivo 240 de almacenamiento de carga, por ejemplo, puede ser una batería o un súper condensador. Sin embargo, puede incluirse cualquier fuente de alimentación adecuada como alternativa o adicionalmente.

Independientemente de la conformación específica de las unidades de detección, la Figura 3 ilustra operación de un sistema en el se despliegan que múltiples unidades de detección en segmentos de línea. La Figura 3 ilustra datos recogidos desde múltiples unidades de detección. En este ejemplo, se ilustran los datos recogidos desde tres unidades de detección, conteniendo cada uno tres sensores del mismo tipo. Los datos 310A, 310B y 310C representan datos recogidos de tres sensores en una primera unidad de detección. Los datos 312A, 312B y 312C representan datos recogidos de tres sensores en una segunda unidad de detección. Los datos 314A, 314B y 314C representan datos recogidos de tres sensores en una tercera unidad de detección. Estos datos, por ejemplo, pueden representar propiedades eléctricas, propiedades térmicas y propiedades inerciales, tal como aceleración, en cada uno de los segmentos de línea a los que se fija una unidad de detección.

Debería apreciarse que tres unidades de detección, cada una con tres sensores, es un ejemplo simplificado. En algunas realizaciones, los datos pueden recogerse de muchos más sensores (por ejemplo, al menos 10, al menos 100, al menos 500, al menos 1000, etc.) desplegados a lo largo de toda una red de distribución de energía. Independientemente del número y tipo de sensores, los datos de los sensores pueden encaminarse a un componente 320 que realiza la extracción de característica. El componente 320 puede implementarse dentro del controlador 150, dentro de las unidades de detección y/o en cualquier otra ubicación adecuada. En algunas realizaciones, el componente 320 puede distribuirse, de tal forma que porciones del procesamiento realizado por el componente 320 de extractor de característica se realizan en diferentes dispositivos informáticos y/o diferentes ubicaciones a lo largo de todo un sistema de gestión de líneas eléctricas.

Independientemente del dispositivo o dispositivos específicos que realizan extracción de característica, ese procesamiento puede conducir a la identificación de características en señales recogidas en las emisiones de sensores. Por ejemplo, análisis de la emisión de un acelerómetro puede conducir a la identificación de características que indican oscilaciones de un segmento de línea. Como otro ejemplo, análisis de la emisión de un inclinómetro puede conducir a la identificación de características que indican el combado de un segmento de línea. Como aún ejemplos adicionales, análisis de la emisión de sensores que mide propiedades eléctricas puede conducir a la identificación de características que indican fallos de energía y/o cualquiera de numerosos otros estados operativos en la red de línea eléctrica.

Independientemente de las características específicas extraídas por el componente 320, las características identificadas, solas o en combinación con los datos de sensor recogidos, pueden proporcionarse a un componente adicional para análisis para determinar una condición que indica una necesidad de mantenimiento en un segmento de línea eléctrica. Esa necesidad puede ser una necesidad actual o una necesidad esperada de mantenimiento. En el ejemplo ilustrado, ese análisis puede realizarse mediante un motor 330 de reglas.

El motor 330 de reglas puede programarse por adelantado con reglas de identificación de condiciones a base de datos de sensor. Aunque, en algunas realizaciones, el motor 330 de reglas puede configurarse para aceptar reglas en un formato que pueden generarse mediante un operador de una red de líneas eléctricas. De esta manera, el sistema de gestión de líneas eléctricas puede configurarse fácilmente para cualquier ubicación específica. Como un ejemplo, cuando se despliegan en un ambiente ventoso, pueden añadirse reglas adicionales para distinguir condiciones atribuibles a viento normal de condiciones provocadas por una necesidad de mantenimiento de líneas eléctricas. Cuando se despliegan en una ubicación nevada, pueden añadirse reglas adicionales que definen condiciones peligrosas debido a nieve o hielo acumulado en las líneas eléctricas.

Independientemente de cuándo y cómo se hagan disponibles las reglas al motor 330 de reglas, estas reglas pueden aplicarse para detectar condiciones tal como, pero sin limitación:

- a) Detección de hielo en un conductor. Una condición de este tipo puede identificarse detectando una caída en el conductor a base de una medición de un inclinómetro. La detección de una condición de este tipo puede ser importante para un operador de una red de línea eléctrica porque puede resultar en una falla total de cable y/o poste/torre.
- 5 b) Detección de comado y estiramiento en el conductor debido a excesivo calentamiento del cable debido a situaciones de corriente alta, que pueden resultar en contacto no deseado con vegetación y árboles. Un escenario de este tipo puede crear interrupciones de energía momentáneas o permanentes o pueden estropear un cable y forzar una sustitución de emergencia.
- 10 c) Determinación de los efectos de viento en el conductor que resulta en vaivén y oscilación de cable, que podría resultar en contacto no deseado con vegetación y árboles que puede crear interrupciones de energía momentáneas o permanentes.
- d) Detección de 'galope' de cables debido a viento. Esta situación es el resultado de ciertas condiciones de viento (velocidad, dirección, duración), que pueden favorecer que un cable oscile a su frecuencia de resonancia y finalmente se desgarre del poste/torre, o en realidad inicie una falla de poste/torre.
- 15 e) Detección de los efectos de corrientes de sobretensión altas debido a la naturaleza violenta de la torsión de cables y bandazos bajo la condición de ráfaga de corriente rápida provocada por fallas de energía y rayos.
- f) Detección de contacto de línea o líneas eléctricas con vegetación tal como ramas de árboles y hojas u otros objetos.
- 20 g) Detección de contacto de línea o líneas eléctricas con fauna (por ejemplo, ardillas).
- h) Fusible fundido en una batería de condensadores.

Como puede observarse a partir de los ejemplos anteriores, el motor 330 de reglas puede configurarse para generar la información 340 para determinar condiciones que requieren mantenimiento. El mantenimiento, por ejemplo, puede ser preventivo y puede incluir eliminar el comado de una línea eléctrica o eliminar obstáculos, tal como ramas de árboles, de las líneas eléctricas. Aunque, otras acciones preventivas pueden referirse a la operación del sistema de distribución de energía. Por ejemplo, cuando numerosas líneas eléctricas a lo largo de todo un área están cargadas con nieve o hielo, una compañía eléctrica puede planear múltiples interrupciones de energía. Tal planificación puede incluir preparación por adelantado para reparaciones y/o desacoplar proactivamente porciones de la red de línea eléctrica para evitar transitorios en la red cuando líneas eléctricas fallan en evitar el daño incluso mayor que podría causarse por esos transitorios. Estas y otras acciones pueden tomarse en respuesta a la información 340.

Como también puede observarse a partir de los ejemplos anteriores, determinar condiciones que requieren mantenimiento puede ser a base de emisiones desde una o más unidades de detección, que pueden desplegarse en uno o más ubicaciones y/o en una o más fases. Por ejemplo, algunas condiciones pueden afectar a muchas de las líneas eléctricas en un área. Por ejemplo, viento o nieve y hielo acumulados es probable que afecte muchas líneas eléctricas al mismo tiempo. Por consiguiente, tales condiciones relacionadas con el clima pueden conectarse usando reglas que definen condiciones que podrían existir en múltiples segmentos de línea. Es probable que condiciones de sobrecarga también afecten a múltiples segmentos de línea, particularmente si esos segmentos de línea forman diferentes porciones de un único conductor. Por consiguiente, tales condiciones pueden determinarse usando reglas que definen condiciones que podrían existir en múltiples segmentos de línea eléctrica.

Por otra parte, reglas para determinar condiciones ubicadas pueden ser a base de las diferencias entre las emisiones de sensores en algunas ubicaciones y/o fases frente a otras. Adicionalmente o como alternativa, reglas para determinar condiciones ubicadas pueden ser a base de las diferencias en emisión del mismo sensor con el paso del tiempo. Por ejemplo, una rama de árbol que contacta con un segmento de línea puede resultar en mediciones de acelerómetro con una magnitud o frecuencia diferentes en ese segmento de línea que en otros (por ejemplo, cercanos) segmentos de línea.

Un ejemplo específico de una condición que puede determinarse a base de emisiones de múltiples unidades de detección es una condición de uno o más componentes de acondicionamiento de energía distribuidos a lo largo de todo el sistema de distribución de energía. Por ejemplo, puede determinarse una condición de una o más baterías de condensadores instaladas en el sistema de distribución de energía. Una batería de condensadores puede comprender cualquier número adecuado de condensadores de cualquier tipo adecuado ya que el número y tipo de condensadores en una batería de condensadores no es una limitación de aspectos de la presente invención. Puede usarse una batería de condensadores, por algunos sistemas de distribución de energía, para compensar un factor de potencia baja en la que cargas en el sistema de distribución de energía tienden a ser reactivas, tal como puede resultar cuando las cargas conectadas al sistema de distribución de energía contienen motores grandes, calentadores inductivos u otros dispositivos que pueden extraer potencia reactiva. La batería de condensadores, cuando se conectan a la misma línea cerca de la carga reactiva puede suministrar potencia reactiva.

Por lo tanto, la batería de condensadores reduce la necesidad de potencia reactiva a suministrar a través de otras líneas en el sistema de distribución de energía que conducen hasta la batería de condensadores. Porque potencia reactiva que pasa a través de un sistema de distribución conduce a más pérdidas que energía real, usando una batería de condensadores para compensar las cargas reactivas aumenta la eficiencia general del sistema de distribución de energía. Aunque, este aumento de eficiencia se consigue únicamente si los condensadores se conectan a la línea al mismo tiempo que, y en la vecindad de, la carga reactiva. Por esa razón, las baterías de condensadores pueden distribuirse a lo largo de todo un sistema de distribución de energía y conmutarse, de modo

que pueden conectarse o desconectarse a medida que la carga varía a más o menos reactiva.

Una batería de condensadores se instala a menudo en cada uno de múltiples conductores en una línea eléctrica (por ejemplo, en tres fases, en cuyo caso se denomina como una batería de condensadores trifásica). Como tal, en algunas realizaciones, pueden usarse múltiples unidades de detección instaladas en una o más fases de una línea eléctrica para determinar condiciones asociadas con una batería de condensadores. Pueden usarse datos recogidos por las múltiples unidades de detección para detectar la presencia de cualquier problema con la batería de condensadores y, por ejemplo, puede determinar si existe un fusible fundido en la batería de condensadores .

Eventos anormales en un sistema de distribución de energía, tal como impactos de rayos, podrían provocar que una batería de condensadores se rompa, que puede requerir que uno o más componentes de las baterías de condensadores se sustituyan y puede incluso provocar un incendio. Por esta razón, las baterías de condensadores incluyen uno o más fusibles. En algunos casos, una batería de condensadores incluye un fusible para cada conductor al que se acopla. Estos fusibles pueden "fundirse" en respuesta a corriente excesiva para proteger la batería de condensadores y/o otros componentes de sistema de distribución de energía de peligro adicional. Debería apreciarse que un fusible fundido puede resultar de cualquiera de numerosos tipos de eventos incluyendo, pero sin limitación, impactos de rayos, impactos cercanos de rayos y la presencia de armónicos más grandes de lo normal en una o más líneas (por ejemplo, armónicos más grandes de lo normal en la tensión). Tales armónicos pueden surgir por cualquiera de numerosas razones y, por ejemplo, pueden generarse desde un dispositivo o dispositivos en instalaciones de clientes o por una derivación suelta en el circuito. Un fusible fundido, u otro fallo que impide que una batería de condensadores opere, pueden significar que se pierden los beneficios de la batería de condensadores. En una batería de condensadores trifásica, la pérdida de una batería de condensadores en una fase o dos fases puede crear un desequilibrio de tensión que puede aumentar las pérdidas de distribución.

Como se mencionó anteriormente, pueden usarse múltiples unidades de detección para detectar una condición en un sistema de distribución de energía, incluyendo una condición asociadas con una batería de condensadores. En particular, los inventores han reconocido y apreciado que pueden usarse múltiples unidades de detección para detectar un fusible fundido u otras condiciones que convierten a una batería de condensadores en ineficaz. Por consiguiente, en algunas realizaciones, pueden instalarse múltiples unidades de detección (por ejemplo, tres unidades de detección para una batería de condensadores trifásica) en el sistema de distribución de energía cerca de la batería de condensadores. Cada una de estas unidades de detección puede configurarse para medir información de factor de potencia. Como es conocido, el factor de potencia es indicativo de las cantidades relativas de potencia real y reactiva para el correspondiente conductor y puede determinarse usando técnicas como se conocen en la técnica, incluyendo determinando temporización relativa de picos en la corriente y tensión en la línea. Los sensores pueden colocarse de tal forma que los factores de potencia medidos varían a base de la cantidad de potencia reactiva que se está corrigiendo por la batería de condensadores. En algunas realizaciones, los datos para determinar la condición de una batería de condensadores puede obtenerse a partir de sensores corriente abajo de las baterías de condensadores. Sin embargo, los datos pueden obtenerse a partir de cualquier sensor adecuado, y las ubicaciones de sensor específico seleccionadas pueden depender del tipo de componentes de acondicionamiento de energía para los que se determina una condición.

En algunas realizaciones, un fusible fundido en una batería de condensadores, u otra condición que convierte en inoperativa a una batería de condensadores, puede detectarse usando información de factor de potencia que comprende mediciones de factor de potencia obtenidas mediante múltiples unidades de detección. Por ejemplo, un fusible fundido puede detectarse comparando las mediciones de factor de potencia obtenidas con información de factor de potencia anteriormente obtenida. Cuando un fusible en una batería de condensadores se funde, el correspondiente condensador no será capaz de corregir la carga reactiva en el conductor asociado y, como tal, el factor de potencia medido será diferente.

Una diferencia de este tipo puede detectarse de cualquier forma adecuada. En algunas realizaciones, la diferencia puede detectarse a base de un cambio repentino en el factor de potencia medido en una sola fase de tal forma que la diferencia se refiere a una diferencia antes y después de un evento repentino. En este caso, las comparaciones pueden hacerse durante una escala de tiempo relativamente corta, tal como segundos, para detectar un cambio repentino. En algunas realizaciones, un cambio repentino en el factor de potencia puede confirmarse como asociado con un fusible fundido u otra condición catastrófica a base de comparaciones con otras mediciones de sensores. Estas mediciones de sensores pueden estar en fases diferentes de la misma línea, aunque también pueden hacerse comparaciones con mediciones de otros sensores adecuados.

Aunque, en algunas realizaciones, el factor de potencia medido por una unidad de detección puede variar con el paso del tiempo debido a cambios en carga y conmutación controlada en la batería de condensadores. Como resultado, en algunas realizaciones, pueden producirse cambios en el factor de potencia sin un cambio repentino que indica una condición de fallo asociada con una batería de condensadores. Por lo tanto, en algunas realizaciones, la condición de fallo puede determinarse detectando un cambio con relación a un patrón normal de variaciones de factor de potencia.

Para soportar una comparación de este tipo, una unidad de detección, u otro componente informatizado en un sistema tal como el controlador 150 (Figura 1), puede rastrear variaciones en el factor de potencia en los múltiples

conductores. Estas variaciones pueden rastrearse durante un periodo de tiempo de cualquier escala adecuada. Como un ejemplo, puede detectarse y almacenarse un patrón representando variaciones diarias, semanales, mensuales o anuales a base de mediciones capturadas.

5 Cuando un fusible en la batería de condensadores se funde, las mediciones de factor de potencia de, o variación u otros parámetros asociados con mediciones de factor de potencia, pueden desviarse de este patrón por una cantidad suficiente para permitir una identificación de una condición de fallo. Como tal, comparar mediciones de factor de potencia con información de factor de potencia anteriormente obtenida puede permitir la detección de un fusible fundido en una batería de condensadores, u otra condición en un componente de acondicionamiento de potencia.

10 Para detectar una condición en un componente de acondicionamiento de potencia, pueden evaluarse mediciones de factor de potencia usando cualquiera de numerosos tipos de información de factor de potencia con relación a factor de potencia en una fase o múltiples fases de una línea. Por ejemplo, información de factor de potencia puede incluir una o más mediciones de factor de potencia obtenidas durante cualquier periodo de tiempo adecuado. En este caso, las mediciones de factor de potencia (o un patrón en sus variaciones) pueden compararse con mediciones de factor de potencia anteriormente obtenidas (o un patrón en sus variaciones). Como otro ejemplo, información de factor de potencia puede incluir uno o más modelos (por ejemplo, un modelo estadístico, basado en plantillas, basado en reglas o cualquier otro tipo adecuado de modelo) de predicción de valores de mediciones de factor de potencia en cada una de una o más fases en una línea. En este caso, pueden evaluarse mediciones de factor de potencia para determinar si se desvían de mediciones de factor de potencia predichas por el modelo o modelos.

20 Información de factor de potencia puede construirse y/o actualizarse de cualquier forma adecuada. En algunos casos, como se describe a continuación con referencia a la Figura 11A, información de factor de potencia puede crearse y/o actualizarse a base de mediciones de factor de potencia en cada una de una o más fases en una línea. Adicionalmente o como alternativa, información de factor de potencia puede construirse y/o actualizarse a base de información acerca de cómo se controla una red de distribución de energía. Por ejemplo, puede usarse información que indica cuándo se conmutan una o más baterías de condensadores para construir un modelo de predicción de mediciones de factor de potencia.

30 La Figura 11A muestra el procedimiento 1100 ilustrativo de obtención y actualización de información de factor de potencia. El procedimiento 1100 puede ejecutarse por el controlador 150 descrito con referencia a la Figura 1 o cualquier otro componente o componentes de un sistema de supervisión de supervisión de una red de distribución de energía (por ejemplo, una o más unidades de detección y/o cualquier otro dispositivo informático adecuado).

35 El procedimiento 1100 comienza en el acto 1102, en el que se obtienen mediciones de factor de potencia en una fase. Tales mediciones pueden obtenerse de una unidad de detección configurada para supervisar la fase particular. Para este fin, la unidad de detección puede obtener una o múltiples mediciones de factor de potencia y/o puede obtener una o múltiples mediciones de otras cantidades a partir de las cuales pueden calcularse mediciones de factor de potencia.

40 A continuación, el procedimiento 1100 continúa al acto 1104, en el que el factor de potencia medido puede usarse para actualizar información de factor de potencia almacenada. Esto puede hacerse de cualquier forma adecuada. Por ejemplo, las mediciones de factor de potencia obtenidas pueden almacenarse. Como otro ejemplo, uno o más patrones pueden obtenerse a base, al menos en parte, de las mediciones de factor de potencia. Como aún otro ejemplo, cuando la información de factor de potencia almacenada comprende un modelo de predicción de valores de mediciones de factor de potencia, un modelo de este tipo puede actualizarse a base de las mediciones de factor de potencia obtenidas.

45 A continuación, el procedimiento 1100 continúa al bloque 1106 de decisión en el que se determina si una línea comprende otras fases para las que deben obtenerse mediciones de factor de potencia. Si se determina que no existen otras fases para las que deben obtenerse mediciones de factor de potencia, el procedimiento 1100 se completa y la información de factor de potencia actualizada puede usarse para detectar una condición de uno o más componentes de acondicionamiento de energía en un sistema de distribución de energía como se describe a continuación con referencia a la Figura 11B.

50 Por otra parte, si se determina que existen otras fases para las que deben obtenerse mediciones de factor de potencia, el procedimiento 1100 vuelve atrás al acto 1102 y pueden obtenerse mediciones de factor de potencia para la otra fase. Estas mediciones pueden usarse a continuación para actualizar la información de factor de potencia almacenada. El procedimiento vuelve de esta manera hasta que se obtienen mediciones de factor de potencia de todas las fases (para las que deben obtenerse mediciones de factor de potencia) y se usan para actualizar la información de factor de potencia almacenada.

55 La Figura 11B muestra el procedimiento 1150 ilustrativo de determinación de condiciones asociadas con componentes de acondicionamiento de energía a base de información de factor de potencia almacenada. El procedimiento 1150 pueden usarse para la determinación de cualquiera de numerosos tipos de condiciones y, por ejemplo pueden usarse para la identificación de una falla de componente de acondicionamiento de potencia en una

fase de una línea. Similar al procedimiento 1100, el procedimiento 1150 puede ejecutarse por el controlador 150 descrito con referencia a la Figura 1 o cualquier otro componente o componentes de un sistema de supervisión de supervisión de una red de distribución de energía (por ejemplo, una o más unidades de detección y/o cualquier otro dispositivo informático adecuado).

5 El procedimiento 1150 comienza en el acto 1152 en el que se obtiene una o más mediciones de factor de potencia en una fase. La medición o mediciones puede obtenerse de cualquier forma adecuada y, por ejemplo, pueden obtenerse de una unidad de detección configurada para supervisar la fase. Para este fin, la unidad de detección puede obtener una o múltiples mediciones de factor de potencia y/o puede obtener una o múltiples mediciones de otras cantidades a partir de las cuales puede calcularse la medición o mediciones de factor de potencia.

10 A continuación, el procedimiento 1150 continúa al acto 1154 en el que las medición o mediciones de factor de potencia obtenidas se comparan con información de factor de potencia almacenada. Esto puede hacerse de cualquier forma adecuada. Por ejemplo, puede calcularse una diferencia entre mediciones obtenidas en el acto 1152 y mediciones de factor de potencia anteriormente obtenidas. Como otro ejemplo, un patrón de variación en mediciones de factor de potencia obtenidas en el acto 1152 puede compararse con uno o más patrones en mediciones de factor de potencia anteriormente obtenidas. Como aún otro ejemplo, variaciones de factor de potencia en una fase pueden compararse con variaciones de factor de potencia en una o más fases para determinar si un componente de acondicionamiento de potencia tiene una condición de fallo. Como un ejemplo específico, variaciones en el factor de potencia en una fase que se correlacionan en tiempo con - pero mayores que - variaciones en otra fase, pueden indicar una falla. Como aún otro ejemplo, mediciones de factor de potencia obtenidas en el acto 1152 pueden evaluarse usando un modelo de predicción de valores de mediciones de factor de potencia. Aunque, debería reconocerse que estos únicamente son ejemplos ilustrativos de cómo pueden compararse mediciones de factor de potencia con información de factor de potencia almacenada y que una comparación de este tipo puede realizarse de cualquier otra forma adecuada.

25 Los resultados de la comparación pueden usarse a continuación para determinar si un componente de acondicionamiento de potencia tiene una condición de fallo. Para este fin, el procedimiento 1150 continúa a continuación al bloque 1156 de decisión para determinar si el resultado de la comparación realizada en el acto 1154 indica que las mediciones de factor de potencia obtenidas en el acto 1152 están fuera de las especificaciones. Esto puede hacerse de cualquiera de numerosas formas dependiendo del tipo de la comparación que se realizó en el acto 1152. Por ejemplo, cuando la diferencia entre mediciones de factor de potencia obtenidas en el acto 1152 y mediciones de factor de potencia anteriormente obtenidas se encuentra fuera de un intervalo especificado, puede determinarse que las mediciones de factor de potencia obtenidas en el acto 1152 están fuera de las especificaciones. También puede hacerse una determinación de este tipo cuando un patrón de variación en mediciones de factor de potencia obtenidas en el acto 1152 se desvía de uno o más patrones en mediciones de factor de potencia anteriormente obtenidas por más de una cantidad especificada. También puede hacerse una determinación de este tipo si las mediciones de factor de potencia obtenidas en el acto 1152 se desvían lo suficientemente de mediciones de factor de potencia predichas por un modelo. Pueden usarse muchas otras formas de determinación de si mediciones de factor de potencia obtenidas están fuera de las especificaciones, ya que aspectos de la presente invención no se limitan a este respecto.

40 Si se determina, en el bloque 1156 de decisión, que las mediciones de factor de potencia no están fuera de las especificaciones, el procedimiento 1150 vuelve atrás al acto 1152 para continuar supervisando el factor de potencia en la fase. Por otra parte, si se determina que las mediciones de factor de potencia están fuera de las especificaciones, el procedimiento 1150 continúa al bloque 1158 de decisión, en el que se determina si mediciones de factor de potencia asociadas con otras fases deberían considerarse para determinar si existe o no una falla de componente de acondicionamiento de potencia. Si se determina que no se necesita una comparación de este tipo, el procedimiento 1150 continúa al acto 1162 en el que se proporciona una indicación de una falla de componente de acondicionamiento de potencia y el procedimiento 1150 se completa.

50 De otra manera, el procedimiento 1150 continúa al bloque 1160 de decisión, en el que puede determinarse si mediciones de factor de potencia asociadas con otras fases están también fuera de las especificaciones. Esto puede hacerse de cualquier forma adecuada y, por ejemplo, puede hacerse usando las mismas técnicas según se describen con respecto al acto 1154. Como tal, pueden considerarse mediciones de múltiples fases para determinar si existe una falla asociada con un componente de acondicionamiento de potencia en una fase.

55 Si se determina que mediciones de factor de potencia en una o más otras fases no están fuera de las especificaciones, el procedimiento 1150 vuelve atrás al acto 1152 y la supervisión continúa. Sin embargo, si mediciones de factor de potencia en otras fases también se encuentran fuera de las especificaciones, el procedimiento 1150 continúa al acto 1162, en el que se proporciona una indicación de una falla de componente de acondicionamiento de potencia y el procedimiento 1150 se completa.

60 Como se mencionó anteriormente, múltiples sensores pueden usarse no únicamente para determinar una condición de una o más líneas eléctricas (por ejemplo, detectar un fusible fundido en una batería de condensadores, detectar contacto animal, cualquiera de las otras condiciones anteriormente mencionadas, etc.), pero también pueden usarse para identificar información indicativa de una ubicación de la condición determinada. En algunas realizaciones, por

ejemplo, múltiples sensores pueden usarse para obtener una distancia a una ubicación de la condición determinada. Una técnica de este tipo de identificación de una distancia a la ubicación de una falla de tierra se describe en mayor detalle a continuación con referencia a las Figuras 4A-4C. Aunque, debería apreciarse que estas técnicas no se limitan a la identificación de distancia a la ubicación de fallas de tierra y pueden usarse para identificar la distancia a cualquiera de numerosos otros tipos de condiciones de líneas eléctricas.

5 Las Figuras 4A y 4B ilustran enfoques convencionales para la identificación de una distancia a una ubicación de una falla de tierra en un sistema de distribución de energía. Como se describe a continuación, estos enfoques convencionales usan únicamente una única unidad de detección.

10 La Figura 4A ilustra un circuito de distribución eléctrica convencional que comprende un primer circuito 404 que transporta potencia eléctrica desde una fuente de alimentación a uno o más circuitos de derivación (en ocasiones denominados como "laterales") que se ramifica del primer circuito. En la realización ilustrada, el primer circuito 404 transporta potencia eléctrica desde la subestación 400 hasta el primer circuito 406 de derivación y hasta el segundo circuito 412 de derivación. El circuito de distribución eléctrica comprende además el transformador 401 de distribución y disyuntor 403.

15 El primer circuito 404 puede ser cualquier tipo adecuado de circuito y, como tal, puede comprender múltiples conductores. Por ejemplo, el primer circuito 404 puede comprender tres conductores con cada conductor transportando corriente que tiene una fase diferente. El primer circuito 404 puede transportar tensiones en el intervalo de 4-35 kV con corrientes de carga normal de hasta 600 amperios. El primer circuito 404 también puede comprender un conductor a tierra más pequeño.

20 Cada circuito de derivación que se ramifica del primer circuito 404 puede fusionarse para proteger el primer circuito 404 si se produjera una falla de tierra en el circuito de derivación. Por ejemplo, en la realización ilustrada, el primer circuito 406 de derivación y el segundo circuito 412 de derivación se fusionan usando los fusibles 408 y 410, respectivamente. Los fusibles 408 y 410 pueden ser interruptores mecánicos, interruptores de estado sólido o cualquier otro tipo de fusible adecuado como se conoce en la técnica.

25 Cuando se produce una falla de tierra en un circuito de derivación, la distancia a la ubicación de la falla de tierra puede estimarse como se describe a continuación. En primer lugar, debería observarse que, como se muestra en la Figura 4B, cuando se produce una falla 430 de tierra de baja impedancia en un circuito de derivación, tal como el segundo circuito 412 de derivación, una corriente 432 de falla fluye desde la subestación 400, hacia abajo al primer circuito 404 y a continuación hacia abajo al circuito 412 de derivación a la falla 430 de tierra. La corriente 432 de falla puede durar únicamente unos pocos ciclos, ya que el fusible 410 en el circuito 412 de derivación puede fundirse en respuesta a una corriente 432 de falla que fluye en el segundo circuito 412 de derivación.

30 Cuando la corriente 432 de falla está fluyendo, la unidad 402 de detección dispuesta en la subestación 400 (como se muestra en la Figura 4A) o unidad 414 de detección acoplada al primer circuito 404 entre la subestación 400 y el segundo circuito 412 de derivación (como se muestra en la Figura 4B) puede medir tensión y corriente en el punto en el que esa unidad (404 o 414) de detección se conecta al circuito de distribución eléctrica. Una impedancia de cortocircuito de la falla 430 de tierra puede a continuación obtenerse a partir de estas mediciones, como se conoce en la técnica. La distancia a la ubicación de falla 430 de tierra desde la unidad (404 o 414) de detección puede estimarse a continuación a base de la impedancia de corto circuito obtenida y la impedancia por pie de los conductores que forman el primer circuito 404 y el segundo circuito 412 de derivación.

35 Los inventores han reconocido y apreciado que el enfoque convencional anteriormente descrito de determinación de una distancia a la ubicación de una falla de tierra sufre de varias deficiencias. Por ejemplo, el enfoque anteriormente descrito depende de una suposición de que la impedancia de conductores en el primer circuito es la misma que la impedancia de los conductores en los circuitos de derivación. Sin embargo, la impedancia de estos conductores puede ser bastante diferente. Esto puede deberse al hecho de que diferentes circuitos de derivación pueden comprender conductores que tienen diferentes longitudes y diámetros. Como tal, usar la técnica anteriormente descrita, a base de mediciones obtenidas por una unidad de detección, puede conducir a estimaciones imprecisas de distancia a una ubicación de una falla.

40 Los inventores han reconocido que el uso de mediciones obtenidas por múltiples unidades de detección puede usarse para superar algunas de las deficiencias anteriormente descritas de técnicas convencionales de identificación de una distancia a una ubicación de una falla. Por consiguiente, en algunas realizaciones, pueden usarse múltiples unidades de detección para recoger mediciones que pueden usarse para identificar una distancia a una ubicación de una condición en el sistema de distribución de energía.

45 En algunas realizaciones, una distancia a una ubicación física de una condición (por ejemplo, una falla a tierra, falla metálica, cualquier otro tipo de condición que provoque una corriente de falla, etc.) en el sistema de distribución de energía puede obtenerse procesando una o más mediciones obtenidas por al menos una unidad de detección corriente arriba de la ubicación de la condición junto con una o más mediciones obtenidas por al menos una unidad de detección corriente abajo de la ubicación de la condición. Por ejemplo, una medición de corriente obtenida mediante un sensor corriente arriba de una falla puede procesarse junto con una medición de tensión obtenida

mediante un sensor corriente abajo de la falla para identificar una impedancia de un circuito de derivación en el que se está produciendo la condición y, a su vez, identificar la distancia a la ubicación física de la falla a base de la impedancia calculada. Una disposición de este tipo se ilustra en la Figura 4C, que ilustra el uso de múltiples unidades de detección para identificar una distancia a una falla de tierra en un sistema de distribución de energía.

5 La Figura 4C muestra el circuito eléctrico de la Figura 4B, con la adición de una segunda unidad de detección, unidad 416 de detección, acoplada al primer circuito 404 corriente abajo del circuito de derivación en el que se está produciendo la falla 430 de tierra (segundo circuito 412 de derivación). Aunque, debería reconocerse que, en algunas realizaciones, pueden desplegarse más de dos unidades de detección en la red de distribución de energía ya que el número de unidades de detección desplegadas no es una limitación de aspectos de la presente invención.  
10 Por ejemplo, en la realización ilustrada, una tercera unidad de detección, unidad 417 de detección, se muestra como desplegada en el primer circuito 406 de derivación.

La unidad 416 de detección puede configurarse para obtener cualquiera de numerosos tipos de mediciones en el punto en el que se conecta al primer circuito. Por ejemplo, la unidad 416 de detección puede configurarse para obtener una o más mediciones de tensión. Obteniendo una o más mediciones de tensión la unidad 416 de detección  
15 puede configurarse para detectar caída de tensión en el segundo circuito 412 de derivación, en el que se está produciendo la falla 430 de tierra, cuando la corriente 432 de falla está fluyendo. Porque la unidad 416 de detección está corriente abajo del segundo circuito 412 de derivación puede detectarse poca o ninguna corriente por la unidad 416 de detección durante la falla. Como resultado, la tensión medida por la unidad 416 de detección, representada mediante  $V_{\text{FAULT}}$ , puede ser sustancialmente la tensión presente en la unión del primer circuito 404 y segundo  
20 circuito 412 lateral (indicado como el punto 434 en la Figura 4C).

La unidad 414 de detección también puede configurarse para obtener una o más mediciones. Por ejemplo, la unidad 414 de detección puede configurarse para medir tensión y/o corriente en el punto en el que se conecta al primer circuito 404. Estas mediciones pueden usarse para detectar si una falla puede estar produciéndose y/o para obtener una medición de la corriente de falla, representada mediante  $I_{\text{FAULT}}$ . En la realización ilustrada, mediciones de  
25 corriente obtenidas por la unidad 414 de detección pueden aproximarse a la corriente de falla porque, en un caso de una falla a tierra, la corriente de falla es mayor que otra corriente. Sin embargo, en otras realizaciones, mediciones de corriente obtenidas por la unidad 414 de detección pueden usarse junto con mediciones de corrientes obtenidas por una o más otras unidades de detección (por ejemplo, unidad 417 de detección) para obtener una medición de la corriente de falla. Aunque, debería reconocerse que otros enfoques pueden emplearse para determinar si una falla  
30 puede estar produciéndose. Por ejemplo, en respuesta a un evento desencadenante (por ejemplo, una desconexión de un circuito), pueden analizarse mediciones recogidas recientemente para determinar si una falla está presente.

Las mediciones obtenidas por unidades de detección 414 y 416 pueden usarse juntas para identificar una distancia a la ubicación de la falla 430 de tierra. En primer lugar, debería apreciarse que la impedancia  $Z_{\text{LC}}$  del segundo circuito 412 de derivación puede determinarse usando la tensión  $V_{\text{FAULT}}$ , medida por la unidad 416 de detección durante la caída de tensión, y la corriente  $I_{\text{FAULT}}$ , medida por la unidad 414 de detección durante la caída de tensión. La impedancia  $Z_{\text{LC}}$  es la impedancia en la unión 434 entre el circuito 404 y el segundo circuito 412 de derivación. En particular, suponiendo que la tensión es cero en el punto en el que se está produciendo la falla 430 de tierra, puede deducirse que  $V_{\text{FAULT}}$  es la tensión impresa a través de la impedancia  $Z_{\text{LC}}$  del segundo circuito 412 de derivación. Adicionalmente, suponiendo que la corriente  $I_{\text{FAULT}}$  fluye en la longitud del primer circuito 404 entre la unidad 414 de  
40 detección y la unión 434, y en el segundo circuito 412 de derivación, la impedancia  $Z_{\text{LC}}$  puede determinarse de acuerdo con  $Z_{\text{LC}} = V_{\text{FAULT}} / I_{\text{FAULT}}$ . Aunque, debería apreciarse que la impedancia  $Z_{\text{LC}}$  puede calcularse usando mediciones obtenidas por múltiples sensores de cualquier otra forma adecuada.

A continuación, puede determinarse la distancia a la ubicación de la falla 430 de tierra usando la impedancia  $Z_{\text{LC}}$  del segundo circuito 412 de derivación y una impedancia representativa por unidad de longitud, (por ejemplo, impedancia por pie, por metro, por milla, etc.) de los conductores en el segundo circuito 412 de derivación. Como un ejemplo, la distancia 436 (en millas) desde la unión 434 a la ubicación en el segundo circuito 412 de derivación en el que se está produciendo la falla 430 de tierra puede determinarse de acuerdo con la relación entre  $Z_{\text{LC}}$  y la impedancia por milla del segundo circuito 412 de derivación. De esta forma pueden usarse múltiples unidades de detección para obtener una estimada de una distancia a una ubicación de una condición de una línea eléctrica en un  
50 sistema de distribución de energía.

Debería apreciarse que tal información de distancia puede combinarse con otra información acerca del sistema de distribución de energía para identificar la ubicación de una condición en el sistema de distribución de energía. Por ejemplo, información acerca del diseño de las líneas eléctricas en el sistema de distribución de energía junto con una medida de distancia a la ubicación de una falla en el sistema pueden usarse para identificar la ubicación física  
55 de la falla. Tal información puede ser valiosa para facilitar cualquier operación de mantenimiento que puede realizarse o planificarse para realizarse en respuesta a la falla detectada.

Por consiguiente, pueden usarse múltiples unidades de detección para detectar condiciones y obtener información acerca de tales condiciones a base de mediciones recogidas en diferentes ubicaciones en el sistema de distribución de energía. Tales mediciones pueden usarse juntas de cualquier forma adecuada incluyendo, pero sin limitación, cualquiera de las formas anteriormente descritas para el uso de mediciones recogidas por múltiples unidades de  
60



detección. En algunos casos, mediciones pueden correlacionarse de cualquier forma adecuada que permite que se usen juntas mediciones obtenidas por múltiples sensores para determinar la presencia y/o ubicación de uno o más condiciones. Por ejemplo, en algunas realizaciones en el que múltiples sensores pueden no sincronizarse o de otra manera operar con respecto a un tiempo de referencia común, mediciones pueden correlacionarse usando una transformación de cambio invariante como se describe a continuación con referencia a la Figura 5. Aunque, mediciones pueden correlacionarse de cualquier otra forma adecuada que permite que se usen mediciones obtenidas por múltiples sensores.

En escenarios en los que una se usa transformada invariante de desplazamiento, la correlación entre sensores puede conseguirse sin la necesidad de registro de datos señales en tiempo. En su lugar, los coeficientes de transformada de conjuntos de datos que representan una serie temporal de emisiones de cada sensor pueden procesarse juntos. El procesamiento conjunto puede implicar cualquier lógica adecuada, tal como determinar si la misma característica se detecta en cada conjunto de coeficientes de transformación, o determinar si dos diferentes características están presentes en cada conjunto de coeficientes de transformación o determinar si una característica está presente en un conjunto y ausente en el otro.

Por consiguiente, en algunas realizaciones, las correlaciones entre mediciones de diferentes tipo pueden reflejarse en las reglas. Por ejemplo, las reglas a base de correlaciones entre mediciones inerciales, eléctricas y térmicas de la misma unidad de detección pueden ser útiles en la predicción de combado. Como un ejemplo específico, una medición de alta inclinación, correlacionada con una gran corriente medida y una medida de temperatura alta, puede indicar combado significativo debido a sobrecarga. Como otro ejemplo específico, una transitoria de tensión medida en múltiples sensores en combinación con unidades de detección notificando un alto grado de inclinación, puede indicar que uno o más segmentos de línea se han combado hasta el punto de ruptura.

Por consiguiente, pueden usarse mediciones recogidas por múltiples unidades de detección para determinar una o más condiciones que requieren mantenimiento de línea eléctrica. Esto puede hacerse usando cualquier técnica adecuada. Una técnica de este tipo se ilustra en la Figura 5, que es un diagrama de flujo del procedimiento ilustrativo 500 de determinación de una o más condiciones que requieren mantenimiento de línea eléctrica. El procedimiento 500 puede realizarse mediante cualquier dispositivo informático adecuado o dispositivos tal como el controlador 150 descrito con referencia a la Figura 1.

El procedimiento 500 comienza en el acto 502, en el que pueden obtenerse datos de múltiples unidades de detección. Los datos pueden obtenerse de múltiples unidades de detección directamente y/o indirectamente y usando cualquier medio de comunicaciones adecuado. Por ejemplo, los datos pueden obtenerse de cualquiera de las formas anteriormente descritas incluyendo, pero sin limitación, recibir los datos de forma inalámbrica o usando una o más líneas eléctricas. Los datos pueden obtenerse de cualquier número adecuado de unidades de detección, ya que aspectos de la presente invención no se limitan a este respecto.

Los datos obtenidos pueden comprender mediciones recogidas por múltiples unidades de detección desplegadas dentro de una red de distribución de energía. Como tal, los datos obtenidos pueden comprender mediciones recogidas por cualquiera de numerosos tipos de sensores incluyendo, pero sin limitación, cualquiera de los tipos de sensores anteriormente descritos. Adicionalmente, los datos obtenidos pueden comprender cualquier información añadida a datos etiquetando los datos antes de que los datos se reciban en el acto 502. Tal información puede indicar el segmento de línea eléctrica o segmentos para los que se recogieron los datos, información acerca de las unidades de detección que recogieron las mediciones incluyendo sus ubicaciones, horas en las que se recogieron los datos, parámetros que indican cómo se han procesado los datos antes de recibirse en el acto 402 y/o cualquier otra información adecuada.

A continuación, el procedimiento 500 continúa al acto 504, en el que datos obtenidos de múltiples unidades de detección pueden procesarse para tener en cuenta diferencias temporales de cuándo los datos se recogieron por las múltiples unidades de detección. En algunas realizaciones, los datos recibidos desde múltiples unidades de detección pueden transformarse usando una transformación de cambio invariante. Los datos recibidos desde cada unidad de detección pueden transformarse por la aplicación de la transformación de cambio invariante para obtener uno o más valores de coeficientes de transformación.

Aplicar una transformación de cambio invariante a datos obtenidos desde múltiples unidades de detección puede resultar en una correspondencia entre valores de coeficientes de transformación calculados a partir de los datos obtenidos. Por ejemplo, los datos obtenidos desde el sensor A pueden transformarse aplicando una transformación de cambio invariante para obtener un conjunto de valores de coeficientes de transformación y los datos recibidos desde el sensor B pueden transformarse aplicando la misma transformación de cambio invariante para obtener otro conjunto de valores de coeficientes de transformación. Estas transformaciones resultan en una correspondencia entre valores de coeficientes de transformación obtenidos a partir de datos recogidos por el sensor A y valores de coeficientes de transformación obtenidos a partir de datos recogidos por el sensor B. Esta correspondencia puede existir incluso si los datos para el sensor A y sensor B pudieran no estar sincronizados. Como un ejemplo específico, la transformación de cambio invariante puede ser una transformación de ondículas y cada valor de coeficiente de transformación puede obtenerse aplicando la transformación de ondícula a los datos que se asocian con un momento y una resolución (en ocasiones denominada "escala"). En una realización de este tipo, un valor de

coeficiente de transformada calculado a partir de datos obtenidos por la unidad de detección A y asociado con un momento y resolución particulares puede corresponder a un valor de coeficiente de transformada calculado a partir de datos obtenidos por unidad de detección B y asociado con el mismo momento y resolución. Aunque, debería apreciarse que el ejemplo anteriormente descrito que implica dos unidades de detección es meramente ilustrativo, esos datos obtenidos desde más de dos unidades de detección pueden correlacionarse, y esas correspondencias entre más de dos conjuntos de valores de coeficientes de transformación pueden identificarse.

La transformación de cambio invariante puede ser cualquier transformación de traslación invariante de tal forma que los mismos valores de coeficientes de transformación se obtienen aplicando la transformación a datos recogidos por una unidad de detección o aplicando la transformación a cualquier traslación adecuada de estos datos. Una transformación de traslación invariante puede usarse para eliminar efectos de cualquier retardo de tiempo asociado con cuando diferentes sensores pueden tener datos recogidos que reflejan la misma condición o condiciones en la red de distribución de energía. Tales retardos pueden resultar por estar los sensores ubicados en diferentes ubicaciones dentro de la red de distribución de energía, retardos de propagación, retardos de procesamiento y/o cualquiera de otros numerosos factores.

Puede usarse cualquier transformación de cambio invariante adecuada. En algunas realizaciones, como se mencionó anteriormente, puede usarse cualquier transformación de cambio invariante de resolución múltiple adecuada conocida en la técnica tal como, pero sin limitación, la transformada de ondículas estacionarias, la transformada de ondículas continuas o cualquiera de sus variantes. Se contempla que aplicar la transformación de cambio invariante de resolución múltiple puede comprender aplicar cualquiera de estas o cualquier otra transformación de traslación invariante. Cualquiera de estas transformaciones puede implementarse como se conoce en la técnica, ya que la forma precisa en la que se implementa la transformación de cambio invariante no es una limitación de aspectos de la presente invención.

Debería apreciarse que aplicar una transformación de resolución múltiple a datos puede producir valores de coeficientes de transformación asociados con múltiples resoluciones. Valores de coeficientes de transformación asociados con las resoluciones pueden usarse para proporcionar una secuencia de representaciones de grueso a fino de los datos. Por ejemplo, al menos algunos de los valores de coeficientes de transformación obtenidos pueden asociarse con una resolución gruesa y, como tal, representan características gruesas de los datos. Además, al menos algunos de los valores de coeficientes de transformación obtenidos pueden asociarse con una resolución más fina y, como tal, representan características más finas de los datos.

Como un ejemplo específico no limitante, aproximadamente 600 milisegundos de datos se recogieron por una unidad de detección durante un momento en el que una rama de un árbol cayó entrando en contacto temporal con una línea eléctrica, como se muestra en la Figura 6A. Los datos son una serie temporal de mediciones de una propiedad eléctrica (por ejemplo, corriente, tensión, etc.) con un transitorio en la propiedad medida, asociada con el contacto del árbol, produciéndose aproximadamente en 325 milisegundos. La Figura 6B muestra la representación de resolución múltiple asociada de la señal mostrada en la Figura 6A, obtenida aplicando la transformada de ondículas estacionarias. En particular, los valores de coeficientes de transformación obtenidos aplicando la transformada de ondículas estacionarias a los datos se asocian con uno de cuatro niveles de resolución. La Figura 6B muestra reconstrucciones de los datos obtenidos desde cada uno de los cuatro grupos de valores de coeficientes de transformación (por ejemplo, aplicando la transformada inversa de ondículas estacionarias). Como puede observarse, la reconstrucción superior (etiquetada d<sup>1</sup>) es la reconstrucción obtenida a partir de valores de coeficientes de transformación asociados con la resolución más gruesa e indica la presencia del transitorio asociado con el contacto entre el árbol y la línea eléctrica. Por otra parte, la reconstrucción inferior (etiquetada s<sup>3</sup>) es la reconstrucción obtenida a partir de coeficientes de transformación asociados con la resolución más fina e indica la presencia de oscilaciones en la propiedad eléctrica medida. Como se analiza en más detalle a continuación, pueden usarse patrones en valores de transformación no únicamente para determinar la presencia de una condición, sino también para identificar el tipo de la condición. Aun otro ejemplo de datos y su representación de resolución múltiple se muestra en las Figuras 6C-6D. Aunque, debería reconocerse que el número de resoluciones no se limita a cuatro y que una transformación de resolución múltiple puede producir valores de coeficientes de transformación asociados con cualquier número adecuado de resoluciones, ya que aspectos de la presente invención no se limitan a este respecto.

A continuación, el procedimiento 500 continúa al acto 506, en el que una o más características de determinación de una o más condiciones en la red de distribución de energía pueden obtenerse a partir de los datos recibidos en el acto 502. Las características pueden calcularse para datos recibidos desde una o más unidades de detección. En algunas realizaciones, las características pueden calcularse para cada unidad de detección a partir de las cuales se obtuvieron datos usando los datos recibidos desde esa unidad, mientras en otros casos, las características pueden calcularse a partir de datos obtenidos por un subconjunto de las unidades de detección a partir de las cuales se obtuvieron datos.

Las características pueden calcularse de cualquier forma adecuada. En algunas realizaciones, incluyendo las descritas con referencia al procedimiento 500 y sus variantes, las características pueden obtenerse a partir de los valores de coeficientes de transformación calculados en el acto 504 del procedimiento 500. Sin embargo, en otras realizaciones, tal como las descritas a continuación con referencia a la Figura 9, las características pueden

obtenerse a partir de los datos recibidos directamente en lugar de a partir de cualquier valor de coeficiente de transformación obtenido a partir de los datos. Debería también reconocerse que, en algunas realizaciones, las características pueden obtenerse a partir de información con la que pueden etiquetarse los datos recibidos.

5 Cualquiera de numerosos tipos de características puede obtenerse a partir de valores de coeficientes de transformación. Las características pueden calcularse usando cualquier función o funciones adecuadas de los valores de coeficientes de transformación. Por ejemplo, una energía de un conjunto de uno o más valores de coeficientes de transformación puede usarse como una característica. Una energía de este tipo puede calcularse de cualquier forma adecuada y, por ejemplo, puede calcularse usando cualquier función de energía conocida en la técnica tal como la raíz cuadrada de la suma de cuadrados de magnitudes de valores de coeficientes o usando cualquier otra función normal adecuada conocida en la técnica.

10 Debería apreciarse que una energía de este tipo puede calcularse para cualquier conjunto adecuado de coeficientes y, por ejemplo, puede calcularse para un conjunto de valores de coeficientes de transformación asociados con una resolución particular. Por ejemplo, en el ejemplo no limitante mostrado en la Figura 6B, una energía puede calcularse para cada una de las cuatro resoluciones usando alguno o todos de los valores de coeficientes de transformación asociados con esa resolución. Como otro ejemplo, una energía puede calcularse para cualquier conjunto adecuado de coeficientes dentro de una ventana centrada en un punto identificado. Por ejemplo, una energía puede calcularse para un conjunto de valores de coeficientes de transformación  $\{d_i\}$  en la resolución 1 de acuerdo con:

$$\sqrt{\sum_{i=K-n}^{K+n} |d_i|^2}$$

20 en la que K es el punto identificado y n es un entero positivo asociado con la longitud de una ventana centrada alrededor del punto identificado. El punto identificado K puede usarse como el punto de referencia de correlación de señales asociadas con el mismo evento en la red de distribución de energía y en ocasiones se llama el punto de origen de falla.

25 El punto de origen de falla puede identificarse de cualquiera de numerosas formas y, en algunas realizaciones, puede identificarse como un punto en el que una señal cae fuera de un intervalo de modo que desviaciones en la señal puede identificarse. Tales desviaciones pueden deberse a variaciones normales en una red de distribución de energía (por ejemplo, debido a interruptores, relés, baterías de condensadores, etc.) o pueden deberse a una falla en la red. Uno o más puntos de origen pueden calcularse para una señal. Debería apreciarse que puede calcularse un punto de origen de falla para cualquier tipo de datos recogidos por una unidad de detección incluyendo, pero sin limitación, los datos recogidos por cualquiera de los sensores anteriormente descritos que una unidad de detección puede contener.

30 En algunas realizaciones, puede identificarse la ubicación del punto de origen de falla dentro de un periodo de una señal (por ejemplo, la señal de potencia). Esta ubicación se denomina como un ángulo de origen de falla y es otra característica que puede usarse para determinar una o más condiciones en una red de distribución de energía. Por ejemplo, un ángulo de origen de falla cerca de 90 grados puede ser indicativo que la falla asociada con el correspondiente punto de origen de falla es una falla de contacto (por ejemplo, debido a contacto entre un segmento de línea eléctrica y un animal o un objeto).

35 Debería reconocerse que las correspondencias en conjuntos de valores de coeficientes de transformación (cada conjunto asociado con datos recibidos desde una unidad de detección particular), que resultan de la aplicación de la transformación de cambio invariante aplicada en el acto 504, implican una asociación entre características obtenidas a partir de correspondientes conjuntos de valores de característica. Por ejemplo, una energía calculada a partir de un conjunto de valores de coeficientes de transformación (obtenidos a partir de datos recibidos desde una unidad de detección) se asocia con otra energía calculada a partir de un correspondiente conjunto de valores de coeficientes de transformación (obtenidos a partir de datos recibidos desde otra unidad de detección). Como tal, pueden usarse juntas múltiples características obtenidas a partir de datos recogidos por múltiples sensores para determinar una condición en la red de distribución de energía como se detalla adicionalmente a continuación. Por ejemplo, al menos un punto de origen de falla y al menos un ángulo de origen de falla puede calcularse para cada conjunto múltiple de correspondientes coeficientes de transformación, en el que cada conjunto de coeficientes se obtiene a partir de datos recogidos por una diferente unidad de detección.

40 A continuación, el procedimiento 500 continúa al bloque 508 de decisión, en el que puede determinarse la presencia de al menos una condición en la red de distribución de energía que requiere mantenimiento usando las características obtenidas en el acto 506. La presencia de al menos una condición en la red de distribución de energía puede determinarse de cualquier forma adecuada usando alguna o todas las características obtenidas en el acto 506.

En algunas realizaciones, puede usarse una característica obtenida a partir de datos recibidos desde una única unidad de detección para determinar la presencia de una condición en la red de distribución de energía que requieren mantenimiento. Esto puede hacerse de cualquier forma adecuada usando cualquier reconocimiento de patrón adecuado, clasificación de patrón, basado en reglas y/u otras técnicas. Por ejemplo, una característica puede representarse por un único valor numérico, tal como se consigue cuando se suma energía en múltiples coeficientes. Cuando un valor para una característica cae dentro de un intervalo de valores, puede determinarse la presencia de una condición que requiere mantenimiento. Un intervalo de valores de este tipo puede especificarse antes de la ejecución del procedimiento 500 o puede especificarse dinámicamente. Como un ejemplo específico no limitante, cuando la energía de un conjunto de valores de coeficientes de transformación excede un umbral, la presencia de una condición que requiere mantenimiento puede determinarse. Aunque, un intervalo de valores puede especificarse de cualquier forma adecuada, incluyendo indicando un umbral que representan un límite o valores inferiores, incluso si no son contiguos, que se incluyen en o excluyen del intervalo.

En algunas realizaciones, características obtenidas a partir de múltiples conjuntos de mediciones, cada conjunto obtenido por una unidad de detección diferente, pueden usarse para determinar la presencia de una condición en la red de distribución de energía que requieren mantenimiento. Como se mencionó anteriormente, condiciones ubicadas puede determinarse a base de las diferencias en datos recogidos por unidades de detección en algunas ubicaciones frente a otras. Por consiguiente, en algunas realizaciones, diferencias en correspondientes características, cada característica derivada de datos obtenidos por una diferente unidad de detección, pueden usarse para determinar condiciones que requieren mantenimiento. Por ejemplo, la diferencia entre la energía de un conjunto de valores de coeficientes de transformación (por ejemplo, obtenidos a partir de datos obtenidos por unidad de detección A) y la energía de un correspondiente conjunto de valores de coeficientes de transformación (por ejemplo, valores obtenidos a partir de datos obtenidos por unidad de detección B) puede caer fuera de un intervalo, que puede indicar la presencia de una condición que requiere mantenimiento. Este puede ser el caso cuando un evento ubicado en una línea eléctrica supervisada por la unidad de detección A (por ejemplo, contacto animal con la línea eléctrica, árbol cayendo sobre la línea eléctrica, etc.) no se refleja en ninguno de los datos recogidos por unidad de detección B.

Aunque, como se mencionó anteriormente, algunas condiciones (por ejemplo, nieve o hielo acumulados) pueden afectar a muchas de las líneas eléctricas en un área. Por consiguiente, en algunas realizaciones, características obtenidas a partir de datos obtenidos por diferentes unidades de detección pueden usarse para determinar condiciones que requieren mantenimiento. Por ejemplo, la energía de un conjunto de valores de coeficientes de transformación y la energía de un correspondiente conjunto de valores de coeficientes de transformación pueden ambas caer fuera de un intervalo, que puede indicar la presencia de una condición que requiere mantenimiento.

Si se determina la presencia de una condición en la red de distribución de energía que requieren mantenimiento, el procedimiento 500 continúa al acto 510, en el que puede identificarse el tipo de condición. Por otra parte, si no se detecta la presencia de una condición de este tipo, el procedimiento 500 continúa al bloque 512 de decisión.

El tipo de la condición o condiciones identificadas en el bloque 508 de decisión puede determinarse de cualquier forma adecuada y, en algunas realizaciones, puede determinarse usando características obtenidas a partir de datos recogidos por múltiples unidades de detección distribuidas. Como se mencionó anteriormente, algunas de las condiciones pueden afectar a muchas líneas eléctricas en un área mientras que otras condiciones pueden afectar únicamente a una única línea eléctrica. Como tal, las características obtenidas pueden usarse para identificar si la condición es una condición local o no local. Por ejemplo, diferencias entre correspondientes valores de característica puede indicar la presencia de una condición local en una línea eléctrica. Una condición local de este tipo puede ser cualquiera de las condiciones locales anteriormente mencionadas incluyendo, pero sin limitación, contacto animal con una línea eléctrica, un objeto que entra en contacto con una línea eléctrica, un impacto de un rayo, fallo de equipo que afecta una línea eléctrica, y una fluctuación de potencia en una ubicación específica.

Como otro ejemplo, los correspondientes valores de característica que caen simultáneamente dentro de un intervalo pueden indicar la presencia de una condición no local en una línea eléctrica. Una condición no local de este tipo puede ser cualquiera de las condiciones no locales anteriormente mencionadas incluyendo, pero sin limitación, hielo que se forma en múltiples líneas eléctricas, nieve que sobrecargan múltiples líneas eléctricas, cualquier otra condición meteorológica que afecta múltiples líneas eléctricas y fallo de equipo que afecta múltiples líneas eléctricas.

En algunas realizaciones, las características obtenidas en el acto 506 pueden usarse para identificar el tipo de condición particular, si es local o no local. En particular, las características pueden usarse para identificar la condición tipo como que es cualquiera de los ejemplos anteriormente listados de condiciones locales y no locales o cualquier otra condición. La clasificación puede realizarse de cualquier forma adecuada usando cualquiera de numerosos reconocimientos de patrón, clasificación de patrón y/o técnicas basadas en reglas.

Como un ejemplo, las energías de valores de coeficientes de transformación pueden usarse para clasificar el tipo de la condición o condiciones identificadas en el bloque 408 de decisión. En particular, la clasificación puede realizarse a base de una o más reglas y/o clasificadores aplicados a los valores de energía. Por ejemplo, el contacto de árbol con una línea eléctrica puede diferenciarse de un impacto de un rayo de la línea eléctrica a base de la energía asociada con los valores de coeficientes de transformación asociados con la resolución más gruesa. De hecho,

como se ilustra en las Figuras 6B y 6D, las energías asociadas con las señales reconstruidas para la resolución d<sup>1</sup> (que es indicativa de la energía de los valores de coeficientes de transformación asociados con esa resolución) son diferentes para los dos tipos de condiciones. Para las formas de onda particulares ilustradas, la energía para el árbol datos es 13,64 mientras que la energía para la señal de rayos es 0,52. Tales diferencias pueden usarse para identificar reglas y/o entrenar a clasificadores que pueden usarse para identificar el tipo de condición detectada a base de las características calculadas.

En algunas realizaciones, la identificación de la condición tipo puede comprender la identificación de la ubicación de la condición. Debería reconocerse que incluso aunque características obtenidas en el acto 506, a partir de valores de coeficientes de transformación calculados en el acto 404, pueden ser independientes de la ubicación de las unidades de detección que recogieron los datos a partir de las cuales se calcularon los valores de coeficientes de transformación, en algunas realizaciones, la naturaleza de la condición identificada puede proporcionar información acerca de una ubicación de una falla u otro evento que propició esa condición. Por ejemplo, una condición que afecta únicamente a ciertos tipos de línea puede deducirse que existe en una ubicación en la que están presentes tales líneas. Por ejemplo, una condición puede referirse a únicamente una línea en suspensión o únicamente a una línea de media tensión, de tal forma que detección de una condición de este tipo puede proporcionar alguna información acerca de su ubicación.

Como alternativa o adicionalmente, la ubicación de la condición puede identificarse usando otra información con la que los datos recibidos pueden haberse etiquetado en el acto 502. Como se mencionó anteriormente, esta información puede incluir la ubicación de las unidades de detección que recogieron los datos recibidos en el acto 502. Tal información de ubicación puede especificarse directa o indirectamente. Por ejemplo, cada unidad de detección puede programarse con información de ubicación o puede incluir componentes, tal como un conjunto de chips GPS, que determina su ubicación, permitiendo que una unidad de detección notifique directamente su ubicación. Como alternativa o adicionalmente, una unidad de detección puede programarse con un identificador único y un sistema de gestión de líneas eléctricas puede programarse con un mapa, relacionando identificadores con ubicaciones.

Independientemente de cómo se indique la ubicación, en algunas realizaciones, la ubicación de las unidades de detección en la red de distribución de energía puede usarse para identificar la ubicación de una o más condiciones en la red de distribución de energía. La ubicación, por ejemplo, puede especificarse de cualquier forma adecuada. Por ejemplo, puede especificarse en coordenadas geográficas. Como una alternativa, puede especificarse que la ubicación sea una línea particular en un sistema de distribución de energía en el que se fija una unidad de detección o en una ubicación entre dos unidades de detección. Como un ejemplo específico, la ubicación de una condición puede identificarse que sea una ubicación entre dos unidades de detección, una de las cuales observó datos indicativos de la presencia de la condición y la otra no. Por ejemplo, en algunas realizaciones una serie de unidades 704, 706, 708 y 710 de detección pueden ubicarse a lo largo de líneas eléctricas conectadas a la subestación 702. El segmento 712 de línea eléctrica se ubica entre la subestación 702 y la unidad 704 de detección, el segmento 714 de línea eléctrica se ubica entre la unidad 704 de detección y la unidad 706 de detección, el segmento 716 de línea eléctrica se ubica entre la unidad 706 de detección y la unidad 708 de detección y el segmento 718 de línea eléctrica se ubica entre la unidad 708 de detección y la unidad 710 de detección. Si una o más características obtenidas a partir de los datos recogidos por la unidad 706 de detección (y, opcionalmente la unidad 704 de detección) indican la presencia de una condición, pero las correspondientes características obtenidas a partir de datos recogidos por la unidad 708 de detección (y, opcionalmente, la unidad 710 de detección) no indican la presencia de la condición, puede determinarse que la condición se ubica a lo largo del segmento 716 de línea eléctrica entre la unidad 706 de detección y la unidad 708 de detección. Esta información puede usarse para enviar un equipo de mantenimiento al segmento 716 de línea eléctrica para realizar mantenimiento o mantenimiento preventivo según pueda ser apropiado. Como tal, la ubicación de la condición puede identificarse a base del orden de ubicación de las unidades de detección con respecto a la subestación. Aunque en la realización ilustrada las unidades de detección se muestran para estar en una geometría en serie con respecto a la subestación 702, debería apreciarse que aspectos de la presente invención no se limitan a este respecto y, en otras realizaciones, la ubicación de una condición puede determinarse usando cualquier geometría de unidad de detección adecuada con respecto a una o más subestaciones.

Después de que se identifica el tipo de la condición o condiciones en el acto 510, el procedimiento 500 continúa al acto 512, en el que se determina si pueden recibirse más datos desde una o más unidades de detección. Si se determina que pueden recibirse más datos, el procedimiento 500 vuelve atrás al acto 502 y se repiten los actos 502, 504, 506 y 510 y el bloque 508 de decisión. Por otra parte, si se determina que no pueden recibirse más datos, el procedimiento 400 se completa.

Debería reconocerse que el procedimiento 500 es ilustrativo y que son posibles muchas variaciones del procedimiento 500. Por ejemplo, en la realización ilustrada, un dispositivo informático o dispositivos que realizan el procedimiento 500 (por ejemplo, el controlador 150) reciben datos desde múltiples unidades de detección en el acto 502 y, posteriormente, aplican una transformación de cambio invariante a los datos recibidos. Sin embargo, en otras realizaciones, el procedimiento 400 puede adaptarse de tal forma que el dispositivo o dispositivos informáticos que realizan el procedimiento se configuran para recibir valores de coeficientes de transformación obtenidos aplicando una transformación de cambio invariante a los datos de sensor. En estas realizaciones, los valores de coeficientes

de transformación pueden calcularse por uno o más otros dispositivos informáticos y, por ejemplo, puede calcularse usando las unidades de detección que recogieron los datos como se analiza en más detalle a continuación con referencia a las Figuras 8A y 8B.

5 Las Figuras 8A y 8B muestran gráficos de flujo de los procedimientos 800 y 850 ilustrativos, respectivamente, de procesamiento de datos recogidos por al menos una unidad de detección. Los procedimientos 800 y 850 pueden ejecutarse por cualquier unidad de detección y, por ejemplo, pueden realizarse por la unidad 110 de detección descrita con referencia a la Figura 2. En particular, en algunas realizaciones, los actos de los procedimientos 800 y 850 pueden realizarse por la circuitería 230 de control descrita con referencia a la Figura 2.

10 Los procedimientos 800 y 850 comienzan en los actos 802 y 852, respectivamente, en los que una unidad de detección que ejecuta cualquiera de estos procedimientos puede recoger datos. En cada caso, la unidad de detección puede configurarse para recoger cualquier tipo adecuado de datos y pueden recoger los datos usando cualquiera de los sensores anteriormente mencionados que pueden incluirse en la unidad de detección. Por ejemplo, la unidad de detección puede recoger datos usando un inclinómetro, un acelerómetro, un termopar, una interfaz de línea eléctrica acoplada con circuitería de extracción de propiedad eléctrica y/o cualquier otro sensor o circuitería  
15 adecuado.

A continuación, los procedimientos 800 y 850 continúan a los actos 804 y 854, respectivamente, en los que los datos recopilados pueden submuestrearse. Los datos pueden submuestrearse de cualquier forma adecuada usando técnicas conocido en la técnica para obtener datos a la tasa de datos deseada. La tasa de datos deseada puede especificarse de cualquier forma adecuada. Por ejemplo, la tasa de datos deseada puede ser menor que la tasa a la  
20 que se obtienen mediciones mediante la unidad de detección. Esto puede resultar en menor requisitos de ancho de banda de transmisión de información a uno o más dispositivos informáticos (por ejemplo, el controlador 150) desde la unidad de detección. Como otro ejemplo, la tasa de datos deseada puede ser igual a la tasa a la que se obtienen mediciones mediante la unidad de detección. Esto puede resultar en un requisito de ancho de banda mayor, pero no se descarta ningún dato medido antes de la transmisión.

25 La tasa de datos deseada puede establecerse de cualquier forma adecuada y puede establecerse antes de que comiencen a ejecutarse los procedimientos 800 y 850 o puede establecerse dinámicamente mientras los procedimientos se están ejecutando. En el último caso, las tasas de datos deseadas pueden establecerse para ser tasas de datos mayores cuando una unidad de detección es probable que recoja datos indicativos de la presencia de una o más condiciones en la red de distribución de energía. Esto puede hacerse de cualquier forma adecuada y, por  
30 ejemplo, una unidad de detección puede recibir una orden desde otro dispositivo informático (por ejemplo, el controlador 150) para aumentar la tasa de datos deseada. Una orden de este tipo puede emitirse en respuesta a un evento tal como otra unidad de detección notificando una condición, un evento meteorológico previsto o cualquier otro evento adecuado.

35 Independientemente de cómo se establezca la tasa de datos deseada en el acto 854, el procedimiento 850 continúa al acto 856, en el que los datos submuestreados se envían a uno o más dispositivos informáticos. Los datos pueden enviarse al dispositivo o dispositivos informáticos de cualquier forma adecuada incluyendo, pero sin limitación, cualquiera de las formas anteriormente descritos tal como de forma inalámbrica o usando la línea eléctrica a la que se fija la unidad de detección. Los datos pueden enviarse a cualquier dispositivo o dispositivos informáticos adecuados incluyendo cualquier dispositivo o dispositivos informáticos configurados para procesar los datos  
40 recibidos para determinar la presencia de una o más condiciones en la red de distribución de energía que requieren mantenimiento. Por ejemplo, los datos pueden enviarse al controlador 150 descrito con referencia a la Figura 1.

En contraste, después del acto 804, el procedimiento 800 continúa al acto 806, en el que los datos submuestreados pueden transformarse usando una transformación de cambio invariante. Puede aplicarse cualquier transformación de cambio invariante adecuada incluyendo cualquiera de las transformaciones de cambio invariante anteriormente  
45 descritas incluyendo, pero sin limitación, la transformación de ondículas estacionaria, la transformación de ondículas continuas o cualquier variante de las mismas. Como se ha descrito anteriormente, aplicar la transformación de cambio invariante a los datos pueden producir uno o más valores de coeficientes de transformación.

A continuación, el procedimiento 800 continúa al acto 808, en el que uno o más de los valores de coeficientes de transformación pueden enviarse a uno o más dispositivos informáticos. El coeficiente transformado valores pueden enviarse al dispositivo o dispositivos informáticos de cualquier forma adecuada incluyendo, pero sin limitación,  
50 cualquiera de las formas anteriormente descritos de transmisión de datos desde una unidad de detección. Los datos pueden enviarse a cualquier dispositivo o dispositivos informáticos adecuados incluyendo cualquier dispositivo o dispositivos informáticos configurados para procesar los valores de coeficientes de transformación recibidos para determinar la presencia de una o más condiciones en la red de distribución de energía que requieren mantenimiento.  
55 Por ejemplo, los datos pueden enviarse al controlador 150 descrito con referencia a la Figura 1.

Debería apreciarse que los procedimientos 800 y 850 son a base de arquitecturas alternativas para cuándo y dónde procesar datos recogidos por múltiples unidades de detección distribuidas desplegadas en una red de distribución de energía. En el caso del procedimiento 800, puede aplicarse una transformación de cambio invariante a los datos en la unidad de detección, mientras que en el caso del procedimiento 850 puede aplicarse una transformación de este

tipo a los datos mediante un dispositivo (por ejemplo, el controlador 150) distinto de la unidad de detección que recogió los datos. Debería reconocerse que muchas otras arquitecturas alternativas son posibles. Por ejemplo, una unidad de detección puede realizar otra etapa de procesamiento de datos tal como obtener una o más características a partir de valores de coeficientes de transformación y transmitir las características obtenidas a uno o más otros dispositivos informáticos.

Los inventores han reconocido y apreciado que pueden identificarse condiciones en la red de distribución de energía usando una o más plantillas definidas por usuario, que pueden proporcionar a los usuarios con flexibilidad para especificar cómo pueden interpretarse los datos recogidos por una o más unidades de detección. Determinar la presencia de una o más condiciones que requieren mantenimiento dependiendo de plantillas definidas por usuario puede realizarse, en algunos casos, con menos recursos de cálculo tal como potencia de procesamiento y memoria. En particular, determinar la presencia de una o más condiciones usando plantillas definidas por usuario puede realizarse sin aplicar transformaciones de cambio invariante a los datos recogidos por las unidades de detección y puede evitar el gasto de cálculo de realizar tales transformaciones. Además, las reglas resultantes pueden interpretarse más fácilmente por otros humanos implicados en la supervisión o mantenimiento de una red de distribución de energía o realización de cualquier otra función relacionada.

Un usuario puede definir una plantilla que comprende una o más reglas que determinan la presencia de una condición de los datos recogidos por una o más unidades de detección desplegadas en la red de distribución de energía. Cada regla puede parametrizarse mediante uno o más parámetros. La plantilla puede comprender además uno o más intervalos de valores de parámetros especificados por el usuario para uno o más de estos parámetros. Puede obtenerse un valor para cada uno de los parámetros en la regla o reglas en la plantilla definida por el usuario, y puede configurarse un motor de reglas (por ejemplo, el motor 330 de reglas) para ejecutar la regla o reglas en la plantilla definida por el usuario determinando si los valores de parámetros obtenidos caen fuera de los intervalos de valores de parámetros especificados por el usuario, que puede ser indicativo de la presencia de una condición que requiere mantenimiento.

Puede emplearse cualquiera de numerosos tipos de reglas. Por ejemplo, ejecutar una regla de determinación de una condición asociada con rayos puede comprender determinar si al menos una unidad de detección midió un nivel de corriente que excede de 5000 Amperios y si múltiples unidades de detección detectaron desconexiones. Como otro ejemplo, ejecutar una regla de detección de una condición asociada con un árbol que entra en contacto con una línea eléctrica puede comprender determinar si al menos una unidad de detección midió un nivel de corriente en algún sitio desde 2500 a 5000 Amperios para al menos 3 a 5 ciclos. Como aún otro ejemplo, ejecutar la regla de detección de una condición asociada con un animal que entra en contacto con una línea eléctrica puede comprender determinar si únicamente una unidad de detección midió un nivel de corriente entre 4000 y 6000 Amperios. Aunque, debería reconocerse que estos son meramente ilustrativos de reglas y que una plantilla definida por el usuario puede comprender cualquier otra regla adecuada.

Numerosas técnicas pueden usarse para determinar condiciones que requieren mantenimiento empleando plantillas definidas por el usuario. Una técnica de este tipo se ilustra en la Figura 9, que es un diagrama de flujo de un proceso ilustrativo 900 de determinación de condiciones que requieren mantenimiento en una red de distribución de energía.

El procedimiento 900 comienza en el acto 902, en el que puede presentarse a un usuario una interfaz de usuario para especificar una o más reglas como parte de una plantilla definida por el usuario. Puede presentarse al usuario cualquier tipo adecuado de interfaz y, por ejemplo, puede presentarse una interfaz gráfica de usuario. La interfaz de usuario puede permitir que el usuario especifique una o más reglas de determinación de la presencia de condiciones y proporcione cualquier información necesaria para la ejecución de tales reglas (por ejemplo, intervalos de parámetros asociados con las reglas, ajustes de configuración, etc.). Por ejemplo, el usuario puede especificar una regla como una función de valores de propiedad medidos directa o indirectamente por una o más unidades de detección. La regla puede especificarse como una función de un único valor de propiedad y/o patrones de valores de propiedad. Pueden usarse cualquier patrón adecuado incluyendo patrones temporales, patrones de frecuencia, etc. Las propiedades medidas pueden ser cualquiera de numerosos tipos de propiedades incluyendo, pero sin limitación, propiedades eléctricas tal como corriente y tensión, propiedades térmicas tal como temperatura, propiedades inerciales tal como aceleración, velocidad e inclinación, y cualquier otra propiedad. El usuario puede especificar adicionalmente intervalos de valores para valores de propiedad medidos (o patrones de valores de propiedad) de tal forma que cuando cualquiera de los valores de propiedad medidos cae fuera de estos intervalos, esto puede ser indicativo de una condición en la red de distribución de energía.

Una regla puede presentarse a un usuario para la que puede avisarse al usuario para especificar uno o más parámetros. Como un ejemplo no limitante, puede presentarse a un usuario una regla en una plantilla tal como: "si\_unidad de detección mide \_\_ del valor normal para al menos\_ciclos, entonces provocar una alarma indicando\_," y avisarse para proporcionar parámetros asociados con los datos que faltan. En respuesta al impulso, el usuario puede proporcionar parámetros incluyendo "cualquiera," "corriente," ">," "40 %," "10," y "sobrecorriente" como entrada para producir la regla: "Si cualquier unidad de detección mide corriente > 40 % del valor normal para al menos diez ciclos, entonces provocar una alarma que indica sobrecorriente." Muchos otros ejemplos similares serán evidentes para expertos en la materia.

A continuación, el procedimiento 900 continúa al acto 904, en el que puede crearse una o más reglas a base de entrada recibida desde el usuario a través de la interfaz de usuario presentada al usuario en el acto en 902. Las reglas pueden crearse de cualquier forma adecuada y pueden almacenarse en cualquier formato adecuado ya que la forma en la que se crean las reglas y/o almacenan no es limitación de aspectos de la presente invención.

5 A continuación el procedimiento 900 continúa al acto 906, en el que datos pueden recibirse desde una o más unidades de detección desplegadas en la red de distribución de energía. El acto 906 puede realizarse de cualquier forma adecuada y, por ejemplo, puede realizarse de la misma forma que el acto 502 del procedimiento 500. Como tal, cualquiera de numerosos tipos de datos puede recibirse en el acto 906, incluyendo datos recogidos por cualquier tipo adecuado de sensores y cualquier información con la que tales datos pueden etiquetarse, por ejemplo, información incluyendo la ubicación de las unidades de detección usadas para recoger los datos recibidos.

10 A continuación, el procedimiento 900 continúa al bloque 908 de decisión, en el que puede usarse una o más reglas especificadas en la plantilla definida por el usuario para determinar la presencia de una condición en la red de distribución de energía. Esto puede hacerse de cualquier forma adecuada. Por ejemplo, puede obtenerse un valor para cada de los parámetros en la regla o reglas a partir de datos recibidos en el acto 906 y puede configurarse un motor de reglas (por ejemplo, el motor 330 de reglas) para ejecutar la regla o reglas determinando si los valores de parámetro se encuadran dentro del intervalos de valores de parámetros especificados por el usuario.

Debería apreciarse que ejecutar una regla puede comprender obtener valores medidos por múltiples sensores. Por consiguiente, la detección basada en reglas de condiciones en una red de distribución de energía pueden tomar ventaja del despliegue de múltiples sensores distribuidos en la red.

20 Si la presencia de una condición en la red de distribución de energía que requieren mantenimiento se determina en el acto 908, el procedimiento 900 continúa al acto 910 en el que puede identificarse el tipo de condición. Por otra parte, si no se detecta la presencia de una condición de este tipo, el procedimiento 900 continúa al bloque 912 de decisión.

25 El tipo de la condición o condiciones identificadas en el bloque 808 de decisión puede determinarse de cualquier forma adecuada y, en algunas realizaciones, puede determinarse usando una o más reglas especificadas en la plantilla definida por el usuario. Por ejemplo, la plantilla definida por el usuario puede incluir una o más reglas de identificación de si la condición detectada es una condición local o una condición no local. La plantilla definida por el usuario puede comprender además una o más reglas de determinación del tipo de la condición como una de cualquiera de las condiciones anteriormente descritas tanto local como no local.

30 Adicionalmente, puede usarse una o más reglas para identificar la ubicación de la condición detectada. Por ejemplo, ejecutar una regla de identificación de la ubicación de la condición detectada puede comprender determinar qué unidad o unidades de detección detectaron la condición y qué unidades de detección no detectaron la condición. De hecho, pueden usarse reglas para incorporar cualquiera de las anteriormente descritas técnicas de identificación de la ubicación de una condición a base de dónde se despliegan las unidades de detección con relación a una o más subestaciones.

35 Después de que se identifique el tipo de la condición o condiciones en el acto 910, el procedimiento 900 continúa al acto 912, en el que se determina si pueden recibirse más datos desde una o más unidades de detección. Si se determina que pueden recibirse más datos, el procedimiento 900 vuelve atrás al acto 902 y se repiten los actos 902, 904, 906 y 910 y el bloque 908 de decisión. Por otra parte, si se determina que no pueden recibirse más datos, el procedimiento 900 se completa.

Un experto en la materia puede reconocer que las capacidades anteriormente descritas para recoger, correlacionar y analizar emisiones de múltiples tipos de sensores en múltiples ubicaciones pueden emplearse para determinar otras condiciones importantes. Por consiguiente, la invención no debería limitarse a las condiciones especificadas descritas como ejemplos en el presente documento.

45 Además, debería apreciarse que el procesamiento como se describe en el presente documento no se limita al uso de los componentes específicos descritos en el presente documento. Sin embargo, la Figura 10 proporciona un ejemplo de un entorno de procesamiento, tal como puede existir dentro del controlador 150. La Figura 10 ilustra un ejemplo de un entorno 1000 de sistema informático en el que puede implementarse la invención. El entorno 1000 de sistema informático es únicamente un ejemplo de un entorno informático adecuado y no pretende sugerir ninguna limitación al alcance de uso o funcionalidad de la invención. Por ejemplo, en algunas realizaciones, las unidades de detección (por ejemplo, unidades de detección 116A y 116B) pueden implementarse usando un entorno informático de fin especial. Ni debería interpretarse el entorno informático 1000 como que tiene alguna dependencia o requisito con relación a uno cualquiera o combinación de componentes ilustrados en el entorno 1000 de operación ilustrativo.

55 La invención es operativa con numerosos otros entornos o configuraciones de sistema informático de fin general o fin especial. Ejemplos de sistemas informáticos bien conocidos, entornos y/o configuraciones que pueden ser adecuados para uso con la invención incluyen, pero sin limitación, ordenadores personales, ordenadores de servidor, dispositivos de mano o portátil, sistemas multiprocesador, sistemas basados en microprocesadores, decodificadores de salón, electrónica de consumo programable, PC de red, miniordenadores, ordenadores centrales,



entornos informáticos distribuidos que incluyen cualquiera de los sistemas o dispositivos anteriores y similares.

El entorno informático puede ejecutar instrucciones ejecutables por ordenador, tal como módulos de programa. En general, módulos de programa incluyen rutinas, programas, objetos, componentes, estructuras de datos, etc. que realizan tareas particulares o implementan tipos de datos abstractos particulares. La invención también puede practicarse en entornos informáticos distribuidos en los que se realizan tareas mediante dispositivos de procesamiento remotos que se enlazan a través de una red de comunicaciones. En un entorno informático distribuido, pueden ubicarse módulos de programa tanto en medio de almacenamiento informático local como remoto incluyendo dispositivos de almacenamiento de memoria.

Con referencia a la Figura 10, un sistema ilustrativo de implementación de la invención incluye un dispositivo informático de fin general en forma de un ordenador 1010. Componentes de ordenador 1010 pueden incluir, pero sin limitación, una unidad 1020 de procesamiento, una memoria 1030 de sistema y un bus 1021 de sistema que acopla diversos componentes de sistema incluyendo la memoria de sistema a la unidad 1020 de procesamiento. El bus 1021 de sistema puede ser cualquiera de varios tipos de estructuras de bus incluyendo un bus de memoria o controlador de memoria, un bus periférico y un bus local usando cualquiera de una diversidad de arquitecturas de bus. A modo de ejemplo, y no como limitación, tales arquitecturas incluyen bus de Arquitectura Estándar de la Industria (ISA), bus de Arquitectura Micro Canal (MCA), bus de ISA Mejorada (EISA), bus local de Asociación de Normalización en la Electrónica de Video (VESA) y bus de Interconexión de Componentes Periféricos (PCI) también conocido como bus de Mezzanine.

El ordenador 1010 habitualmente incluye una diversidad de medios legible por ordenador. Medio legible por ordenador puede ser cualquier medio disponible que puede accederse mediante el ordenador 1010 e incluye memoria tanto volátil como no volátil, memoria extraíble y no extraíble. A modo de ejemplo, y no como limitación, medio legible por ordenador puede comprender medio de almacenamiento informático y medio de comunicación. Medio de almacenamiento informático incluye memoria tanto volátil como no volátil, extraíble y no extraíble implementada en cualquier procedimiento o tecnología para almacenamiento de información tal como instrucciones legibles por ordenador, estructuras de datos, módulos de programa u otros datos. Medio de almacenamiento informático incluye, pero sin limitación, RAM, ROM, EEPROM, memoria flash u otra tecnología de memoria, CD-ROM, discos versátiles digitales (DVD) u otro almacenamiento de disco óptico, cintas magnéticas, cinta magnética, almacenamiento de disco magnético u otros dispositivos de almacenamiento magnético o cualquier otro medio que puede usarse para almacenar la información deseada y que puede accederse por el ordenador 1010. El medio de comunicación habitualmente incorpora instrucciones legibles por ordenador, estructuras de datos, módulos de programa u otros datos en una señal de datos modulada tal como una onda portadora u otro mecanismo de transporte e incluye cualquier medio de distribución de información. La expresión "señal de datos modulada" significa una señal que tiene una o más de sus características establecidas o cambiadas de tal manera como para codificar información en la señal. A modo de ejemplo, y no como limitación, el medio de comunicación incluye medio por cable tal como una red por cable o una conexión por cable directo, y medio inalámbrico tal como medio acústico, RF, infrarrojo y otros medios inalámbricos. Combinaciones de cualquiera de los anteriores también debería incluirse dentro del alcance de medio legible por ordenador.

La memoria 1030 de sistema incluye medio de almacenamiento informático en forma de memoria volátil y/o no volátil tal como memoria 1031 de solo lectura (ROM) y memoria 1032 de acceso aleatorio (RAM). Un sistema 1033 básico de entrada/salida (BIOS), que contiene las rutinas básicas que ayudan a transferir información entre elementos dentro del ordenador 1010, tal como durante arranque, se almacena habitualmente en la ROM 1031. La RAM 1032 habitualmente contiene datos y/o módulos de programa que son accesibles inmediatamente a y/o que se operan actualmente por la unidad 1020 de procesamiento. A modo de ejemplo, y no como limitación, la Figura 10 ilustra el sistema 1034 operativo, programas 1035 de aplicación, otros módulos 1036 de programa y datos 1037 de programa.

El ordenador 1010 también puede incluir otro medio de almacenamiento informático extraíble/no extraíble y volátil/no volátil. A modo de ejemplo únicamente, la Figura 10 ilustra una unidad 1041 de disco duro que lee de o escribe a medio magnético no extraíble y no volátil, una unidad 1051 de disco magnético que lee de o escribe a un disco 1052 magnético extraíble y no volátil y una unidad 1055 de disco óptico que lee de o escribe a un disco 1056 óptico extraíble y no volátil tal como un CD ROM u otro medio óptico. Otro medio de almacenamiento informático extraíble/no extraíble y volátil/no volátil que puede usarse en el entorno de operación ilustrativo incluye, pero sin limitación, casetes de cinta magnética, tarjetas de memoria flash, discos versátiles digitales, cinta de video digital, RAM de estado sólido, ROM de estado sólido y similares. La unidad 1041 de disco duro se conecta habitualmente al bus 1021 de sistema a través de una interfaz de memoria no extraíble tal como la interfaz 1040 y la unidad 1051 de disco magnético y la unidad 1055 de disco óptico se conectan habitualmente al bus 1021 de sistema mediante una interfaz de memoria extraíble, tal como la interfaz 1050.

Las unidades y su medio de almacenamiento informático asociado analizado anteriormente e ilustrado en la Figura 10, proporcionan almacenamiento de instrucciones legibles por ordenador, estructuras de datos, módulos de programa y otros datos para el ordenador 1010. En la Figura 10, por ejemplo, la unidad 1041 de disco duro se ilustra como que almacena el sistema 1044 operativo, programas 1045 de aplicación, otros módulos 1046 de programa y datos 1047 de programa. Obsérvese que estos componentes pueden ser los mismos que o diferentes del sistema 1034 operativo, programas 1035 de aplicación, otros módulos 1036 de programa y datos 1037 de programa. Al

sistema 1044 operativo, programas 1045 de aplicación, otros módulos 1046 de programa y datos 1047 de programa se proporcionan diferentes números en este punto para ilustrar que, como mínimo, son diferentes copias. Un usuario puede introducir órdenes e información en el ordenador 1010 a través de dispositivos de entrada tal como un teclado 1062 y dispositivo 1061 apuntador, comúnmente denominado como un ratón, bola de mando o panel táctil. Otros dispositivos de entrada (no mostrados) pueden incluir un micrófono, palanca de mando, control de juegos, antena parabólica, escáner o similar. Estos y otros dispositivos de entrada a menudo se conectan a la unidad 1020 de procesamiento a través de una interfaz 1060 de entrada de usuario que se acopla al bus de sistema, pero pueden conectarse mediante otra interfaz y estructuras de bus, tal como un puerto paralelo, puerto de juegos o un bus serial universal (USB). Un monitor 1091 u otro tipo de dispositivo de visualización también se conecta al bus 1021 de sistema a través de una interfaz, tal como una interfaz 1090 de video. Además del monitor, los ordenadores también puede incluir otros dispositivos de salida periféricos tal como altavoces 1097 e impresora 1096, que pueden conectarse a través de una interfaz 1095 periférica de salida.

El ordenador 1010 puede operare en un entorno en red usando conexiones lógicas a uno o más ordenadores remotos, tal como un ordenador 1080 remoto. El ordenador 1080 remoto puede ser un ordenador personal, un servidor, un encaminador, un PC de red, un dispositivo entre pares u otro nodo de red común, y habitualmente incluye muchos o todos los elementos descritos anteriormente con relación al ordenador 1010, aunque únicamente se ha ilustrado un dispositivo 1081 de almacenamiento de memoria en la Figura 10. Las conexiones lógicas representadas en la Figura 10 incluyen una red 1071 de área local (LAN) y una red 1073 de área extensa (WAN), pero también pueden incluir otras redes. Tales entornos de red son comunes en oficinas, redes informáticas empresariales, intranets y la Internet.

Cuando se usa en un entorno de interconexión de red LAN, el ordenador 1010 se conecta a la LAN 1071 a través de una interfaz de red o adaptador 1070. Cuando se usa en un entorno de interconexión de red WAN, el ordenador 1010 habitualmente incluye un módem 1072 u otros medios de establecimiento de comunicaciones a través de la WAN 1073, tal como internet. El módem 1072, que puede ser interno o externo, puede conectarse al bus 1021 de sistema a través de la interfaz 1060 de entrada de usuario u otro mecanismo apropiado. En un entorno en red, pueden almacenarse módulos de programa representados con relación al ordenador 1010, o porciones del mismo, en el dispositivo de almacenamiento de memoria remoto. A modo de ejemplo, y no como limitación, la Figura 10 ilustra programas 1085 de aplicación remotos como que residen en el dispositivo 1081 de memoria. Se apreciará que las conexiones de red mostradas son ilustrativas y pueden usarse otros medios de establecimiento de un enlace de comunicaciones entre los ordenadores.

Debería reconocerse que un motor de reglas es simplemente un ejemplo de una técnica de extracción de conclusiones a base de datos medidos. Como tal, pueden usarse otras técnicas de extracción de conclusiones a partir de datos en cualquiera de las realizaciones descritas anteriormente de la presente invención. Por ejemplo, pueden extraerse conclusiones heurísticamente, usando técnicas de aprendizaje de máquinas y similares.

Habiendo descrito por lo tanto varios aspectos de al menos una realización de la presente invención, se ha de apreciar que a los expertos en la materia se les ocurrirán fácilmente diversas alteraciones, modificaciones y mejoras.

Por ejemplo, se describen realizaciones en conexión con un sistema de distribución de energía usado para distribuir energía desde instalaciones de generación a consumidores de esa energía. Las técnicas descritas en el presente documento pueden aplicarse a conductores de Transmisión y Distribución en cualquier configuración. Por ejemplo, líneas eléctricas se usan por las industrias de ferrocarril y tranvía, que también pueden tener conductores en suspensión.

Tales alteraciones, modificaciones y mejoras se conciben para ser parte de esta divulgación. Además, aunque se indican ventajas de la presente invención, debería apreciarse que no todas las realizaciones de la invención incluirán cada ventaja descrita. Algunas realizaciones pueden no implementar ninguna característica descrita como ventajosa en el presente documento. Por consiguiente, la descripción y dibujos anteriores son únicamente a modo de ejemplo.

Las realizaciones anteriormente descritas de la presente invención pueden implantarse de cualquiera de numerosas formas. Por ejemplo, las realizaciones pueden implementarse usando hardware, software o una combinación de los mismos. Cuando se implementan en software, el código de software puede ejecutarse en cualquier procesador adecuado o colección de procesadores, ya se proporcione en el único ordenador o se distribuya entre múltiples ordenadores. Tales procesadores pueden implementarse como circuitos integrados, con uno o más procesadores en un componente de circuito integrado. Aunque, un procesador puede implementarse usando circuitería en cualquier formato adecuado.

Además, debería apreciarse que un ordenador puede incorporarse en un número cualquiera de formas, tal como un ordenador montado en bastidor, un ordenador de sobremesa, un ordenador portátil, o un ordenador de tableta. Adicionalmente, un ordenador puede embeberse en un dispositivo no generalmente considerado como un ordenador pero con capacidades de procesamiento adecuadas, incluyendo un Asistente Digital Personal (PDA), un teléfono inteligente o cualquier otro dispositivo electrónico portátil o fijo adecuado.

También, un ordenador puede tener uno o más dispositivos de entrada y salida. Estos dispositivos pueden usarse,

entre otras cosas, para presentar una interfaz de usuario. Ejemplos de dispositivos de salida que pueden usarse para proporcionar una interfaz de usuario incluyen impresoras o pantallas de visualización para presentación visual de la salida y altavoces u otros dispositivos generadores de sonido para presentación audible de la salida. Ejemplos de dispositivos de entrada que puede usarse para una interfaz de usuario incluyen teclados y dispositivos apuntadores, tal como ratón, paneles táctiles y tabletas digitalizadoras. Como otro ejemplo, un ordenador puede recibir información de entrada a través de reconocimiento de voz o en otro formato audible.

Tales ordenadores pueden interconectarse mediante una o más redes de cualquier forma adecuada, incluyendo como una red de área local o una red de área extensa, tal como una red empresarial o la Internet. Tales redes pueden ser a base de cualquier tecnología adecuada y pueden operar de acuerdo con cualquier protocolo adecuado y pueden incluir redes inalámbricas, redes por cable o redes de fibra óptica.

También, los diversos procedimientos o procedimientos descritos en el presente documento pueden codificarse como software que es ejecutable en uno o más procesadores que emplean uno cualquiera de una diversidad de sistemas operativos o plataformas. Adicionalmente, tal software puede escribirse usando cualquiera de un número de lenguajes de programación adecuados y/o herramientas de programación o de rutinas, y también puede compilarse como código de lenguaje ejecutable por máquina o código intermediario que se ejecuta en un marco o máquina virtual.

A este respecto, la invención puede incorporarse como un medio de almacenamiento legible por ordenador (o múltiples medios legibles por ordenador) (por ejemplo, una memoria de ordenador, uno o más discos flexibles, discos compactos (CD), discos ópticos, discos de video digitales (DVD), cintas magnéticas, memorias flash, configuraciones de circuitos en Campo de Matrices de Puertas Programables u otros dispositivos de semiconductores, u otro medio de almacenamiento informático tangible) codificado con uno o más programas que, cuando se ejecutan en uno o más componentes u otros procesadores, realizan procedimientos que implementan las diversas realizaciones de la invención analizadas anteriormente. Como es evidente a partir de los ejemplos anteriores, un medio de almacenamiento legible por ordenador puede retener información durante un tiempo suficiente para proporcionar instrucciones ejecutables por ordenador de una forma no transitoria. Un medio de almacenamiento legible por ordenador de este tipo o medio puede ser transportable, de tal forma que el programa o programas almacenados en el mismo pueden cargarse en uno o más diferentes ordenadores u otros procesadores para implementar diversos aspectos de la presente invención como se ha analizado anteriormente. Como se usa en el presente documento, la expresión "medio de almacenamiento legible por ordenador" incluye únicamente un medio legible por ordenador que puede considerarse que es una fabricación (es decir, artículo de fabricación) o una máquina. Como alternativa o adicionalmente, la invención puede incorporarse como un medio legible por ordenador distinto de un medio de almacenamiento legible por ordenador, tal como una señal de propagación.

Los términos "programa" o "software" se usan en el presente documento con un sentido genérico para referirse a cualquier tipo de código de programa o conjunto de instrucciones ejecutables por ordenador que pueden emplearse para programar un ordenador u otro procesador para implementar diversos aspectos de la presente invención como se ha analizado anteriormente. Adicionalmente, debería apreciarse que de acuerdo con un aspecto de esta realización, uno o más programas informáticos que cuando se ejecutan realizan procedimientos de la presente invención no necesitan residir en un único ordenador o procesador, sino que puede distribuirse de forma modular entre un número de diferentes ordenadores o procesadores para implementar diversos aspectos de la presente invención.

Instrucciones ejecutables por ordenador pueden estar en muchas formas, tal como módulos de programa, ejecutadas por uno o más componentes u otros dispositivos. En general, módulos de programa incluyen rutinas, programas, objetos, componentes, estructuras de datos, etc. que realizan tareas particulares o implementan tipos de datos abstractos particulares. Habitualmente la funcionalidad de los módulos de programa puede combinarse o distribuirse como se desee en diversas realizaciones.

También, pueden almacenarse estructuras de datos en medios legibles por ordenador de cualquier forma adecuada. Por simplicidad de ilustración, pueden mostrarse estructuras de datos que tienen campos que se relacionan a través de la ubicación en la estructura de datos. Tales relaciones pueden asimismo conseguirse asignando almacenamiento para los campos con ubicaciones en un medio legible por ordenador que transporta relación entre los campos. Sin embargo, cualquier mecanismo adecuado puede usarse para establecer una relación entre información en campos de una estructura de datos, incluyendo a través del uso de punteros, etiquetas u otros mecanismos que establece relaciones entre elementos de datos.

Diversos aspectos de la presente invención pueden usarse solos, en combinación o en una diversidad de disposiciones no específicamente analizadas en las realizaciones descritas en lo anterior y por lo tanto no se limita su aplicación a los detalles y disposición de componentes expuestos en la descripción anterior o ilustrados en los dibujos. Por ejemplo, aspectos descritos en una realización pueden combinarse de cualquier manera con aspectos descritos en otras realizaciones.

También, la invención puede incorporarse como un procedimiento, del que se ha proporcionado un ejemplo. Los actos realizados como parte del procedimiento pueden ordenarse de cualquier forma adecuada. Por consiguiente,

pueden construirse realizaciones en las que actos se realizan en un orden diferente del ilustrado, que puede incluir realizar algunos actos simultáneamente, incluso aunque se muestren como actos secuenciales en realizaciones ilustrativas.

- 5 El uso de términos ordinales tal como "primero," "segundo," "tercero," etc., en las reivindicaciones para modificar un elemento de reivindicación por sí mismo no connota ninguna prioridad, precedencia u orden de un elemento de reivindicación sobre otro o el orden temporal en el que se realizan actos de un procedimiento, sino que se usan meramente como etiquetas para distinguir un elemento de reivindicación que tiene un cierto nombre de otro elemento que tiene un mismo nombre (pero para uso del término ordinal) para distinguir los elementos de reivindicación.
- 10 También, la fraseología y terminología usada en el presente documento es para el fin de descripción y no deberían considerarse como limitantes. El uso de "que incluye," "que comprende," o "que tiene," "que contiene," "que implica," y variaciones de los mismos en el presente documento, pretende incluir los artículos listados posteriormente y equivalentes de los mismos así como artículos adicionales.

**REIVINDICACIONES**

1. Un procedimiento de determinación de condiciones de líneas (112) eléctricas en un sistema (100) de distribución de energía en base a mediciones recogidas por una pluralidad de unidades (110) de detección desplegadas en el sistema de distribución de energía, comprendiendo el procedimiento:

5 obtener primeros datos (310) transformados asociados con un primer conjunto de una o más mediciones recogidas por una primera unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección y segundos datos (312) transformados asociados con un segundo conjunto de una o más mediciones recogidas por una segunda unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección, comprendiendo los primeros datos transformados una primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación calculados aplicando una transformación de cambio invariante al primer conjunto de mediciones, comprendiendo los segundos datos transformados una segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación calculados aplicando la transformación de cambio invariante al segundo conjunto de mediciones; y  
 10 determinar, usando al menos un procesador (150) y en base a, al menos en parte, una o más características calculadas a partir de los primeros datos transformados y los segundos datos transformados, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de energía, en el que la primera unidad de detección y la segunda unidad de detección se acoplan a diferentes segmentos de la línea eléctrica.

2. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que:

20 obtener los primeros datos (310) transformados comprende aplicar la transformación de cambio invariante al primer conjunto de mediciones para producir la primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación, y obtener los segundos datos (312) transformados comprende aplicar la transformación de cambio invariante al segundo conjunto de mediciones para producir la segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación.

3. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que:

25 obtener los primeros datos (310) transformados comprende recibir la primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación; y  
 obtener los segundos datos (312) transformados comprende recibir la segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación

4. El procedimiento de la reivindicación 2, en el que determinar la al menos una condición comprende:

30 calcular una primera característica a partir de un primer subconjunto de valores de coeficientes de transformación en la primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación y una segunda característica a partir de un correspondiente subconjunto de valores de coeficientes de transformación en la segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación; y  
 determinar la al menos una condición en base a la primera y segunda características.

5. El procedimiento de la reivindicación 2, en el que la transformación de cambio invariante es una transformación de cambio invariante de resolución múltiple de tal forma que la primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación comprende al menos un primer conjunto de valores de coeficientes de transformación asociados con una primera resolución y un segundo conjunto de valores de coeficientes de transformación asociados con una segunda resolución, en el que la primera resolución es diferente de la segunda resolución, y en el que determinar la al menos una condición comprende:

40 determinar una primera condición en base a una o más características obtenidas usando únicamente valores de coeficientes en el primer conjunto de valores de coeficientes de transformación y correspondientes valores de coeficientes de transformación en la segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación.

6. El procedimiento de la reivindicación 2, en el que aplicar la transformación de cambio invariante al primer conjunto de mediciones comprende aplicar una transformación de ondícula de cambio invariante al primer conjunto de mediciones.

7. Un sistema de gestión que comprende una pluralidad de unidades (110) de detección configuradas para acoplarse a diferentes líneas eléctricas de una pluralidad de líneas (112) eléctricas en un sistema (100) de distribución de energía, cada una de la pluralidad de unidades de detección configurada para:

50 recoger un respectivo conjunto de una o más mediciones de una línea eléctrica,  
 aplicar una transformación de cambio invariante al respectivo conjunto de una o más mediciones para producir una primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación, y  
 transmitir valores de coeficientes de transformación en la primera pluralidad de valores de coeficientes transformados.

8. El sistema de gestión de la reivindicación 7, en el que cada unidad de detección en la pluralidad de unidades (110) de detección se configura para aplicar la transformación de cambio invariante al respectivo conjunto de una o

más mediciones aplicando una transformada de ondículas estacionarias o una transformada de ondículas continuas al respectivo conjunto de una o más mediciones.

5 9. El sistema de gestión de la reivindicación 7, en el que cada unidad de detección en la pluralidad de unidades (110) de detección se configura para recoger el respectivo conjunto de una o más mediciones usando un inclinómetro y/o un acelerómetro.

10 10. El sistema de gestión de la reivindicación 7, que comprende la pluralidad de líneas (112) eléctricas, la pluralidad de unidades (110) de detección configurada para recoger mediciones acerca de líneas eléctricas en la pluralidad de líneas eléctricas, en el que la pluralidad de unidades de detección incluye una primera unidad de detección y una segunda unidad de detección adaptadas para acoplarse a una línea eléctrica diferente de la primera unidad de detección, comprendiendo el sistema de gestión:  
al menos un controlador (150) configurado para:

15 obtener primeros datos transformados asociados con un primer conjunto de una o más mediciones recogidas por la primera unidad de detección y segundos datos transformados asociados con un segundo conjunto de una o más mediciones recogidas por la segunda unidad de detección, comprendiendo los primeros datos transformados una primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación calculados aplicando la transformación de cambio invariante al primer conjunto de mediciones, comprendiendo los segundos datos transformados una segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación calculados aplicando la transformación de cambio invariante al segundo conjunto de mediciones; y  
20 determinar, en base a, al menos en parte, una o más características calculadas a partir de los primeros datos transformados y los segundos datos transformados, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de energía.

11. El sistema de gestión de la reivindicación 10, en el que el al menos un controlador (150) se configura para:

25 obtener los primeros datos transformados aplicando la transformación de cambio invariante al primer conjunto de mediciones para producir la primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación, y  
obtener los segundos datos transformados aplicando la transformación de cambio invariante al segundo conjunto de mediciones para producir la segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación.

12. El sistema de gestión de la reivindicación 10, en el que el al menos un controlador (150) se configura para:

30 obtener los primeros datos transformados recibiendo la primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación; y  
obtener los segundos datos transformados recibiendo la segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación.

35 13. El sistema de gestión de la reivindicación 11, en el que la primera pluralidad de valores de coeficientes de transformación comprende al menos un primer conjunto de valores de coeficientes de transformación asociados con una primera resolución y un segundo conjunto de valores de coeficientes de transformación asociados con una segunda resolución, en el que la primera resolución es diferente de la segunda resolución, y en el que el al menos un controlador (150) se configura para determinar la presencia de la al menos una condición mediante:

la determinación de una primera condición en base a una o más características obtenidas usando únicamente valores de coeficientes en el primer conjunto de valores de coeficientes de transformación y correspondientes valores de coeficientes de transformación en la segunda pluralidad de valores de coeficientes de transformación.

40 14. El sistema de gestión de la reivindicación 11, en el que el al menos un controlador (150) se configura para aplicar la transformación de cambio invariante de resolución múltiple al primer conjunto de mediciones aplicando una transformada de ondículas estacionarias o una transformada de ondículas continuas al primer conjunto de mediciones.

45 15. Al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador tangible que almacena instrucciones ejecutables por procesador que, cuando se ejecutan por al menos un procesador, provocan que el al menos un procesador realice el procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6.

100

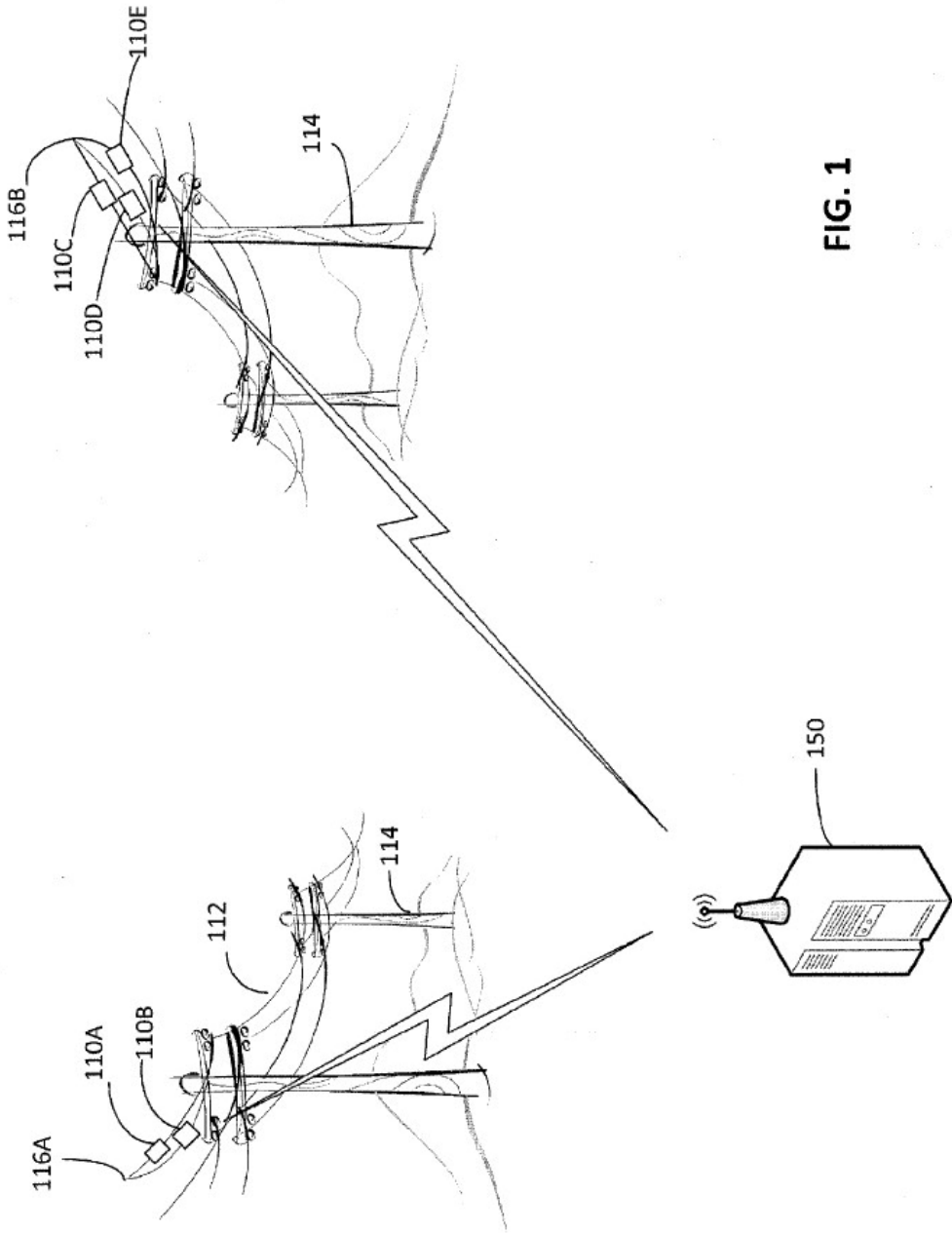


FIG. 1

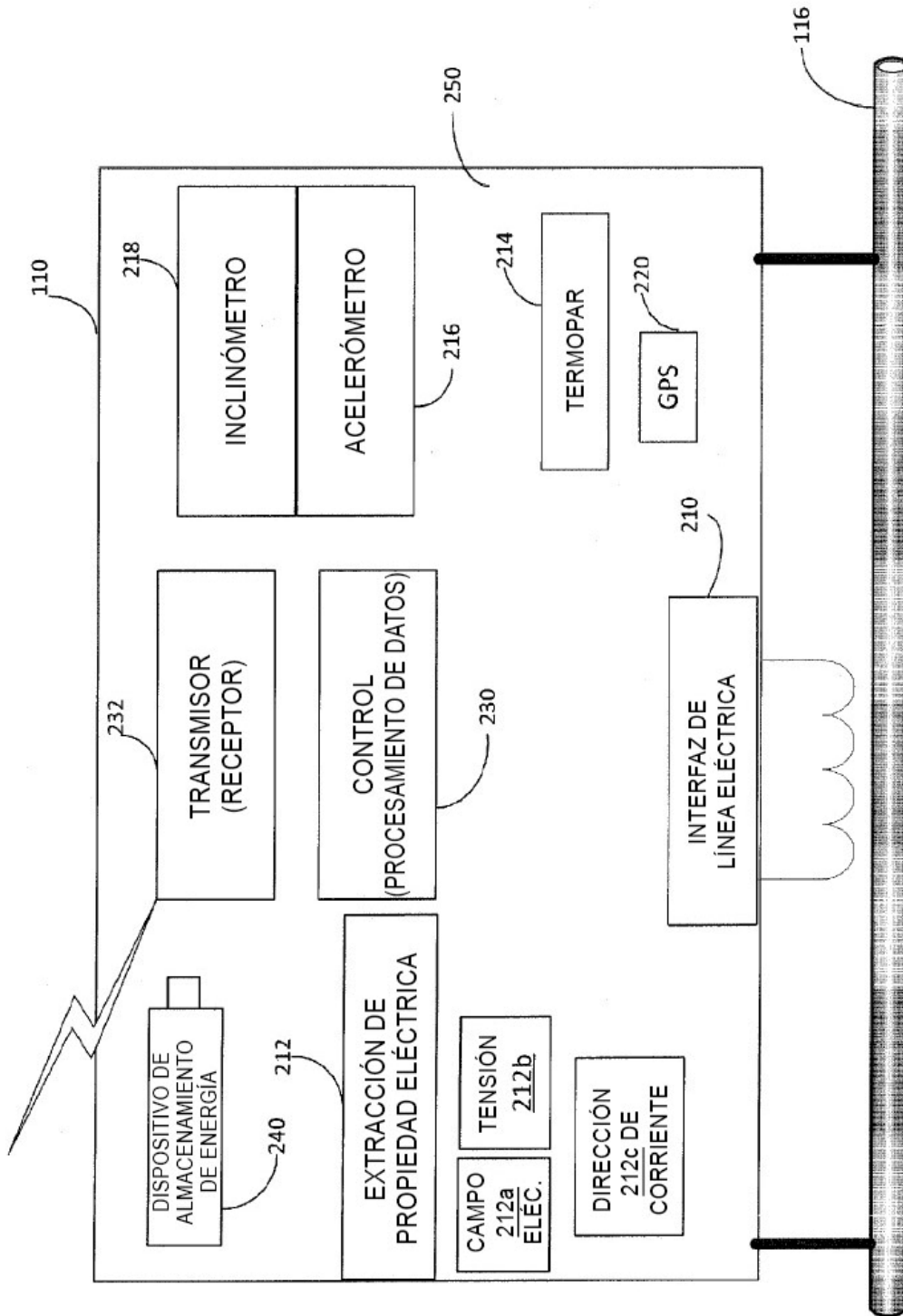


FIG. 2



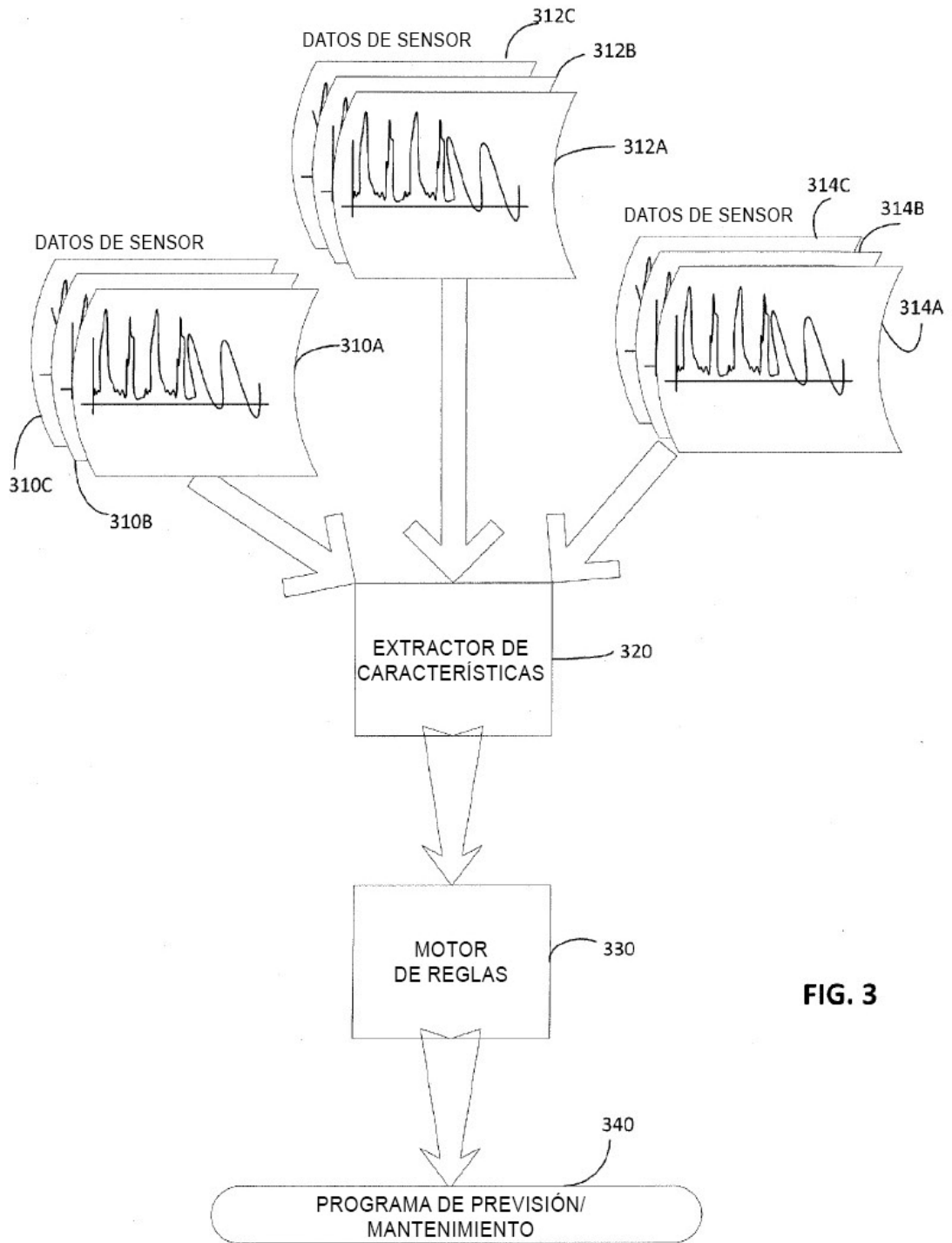
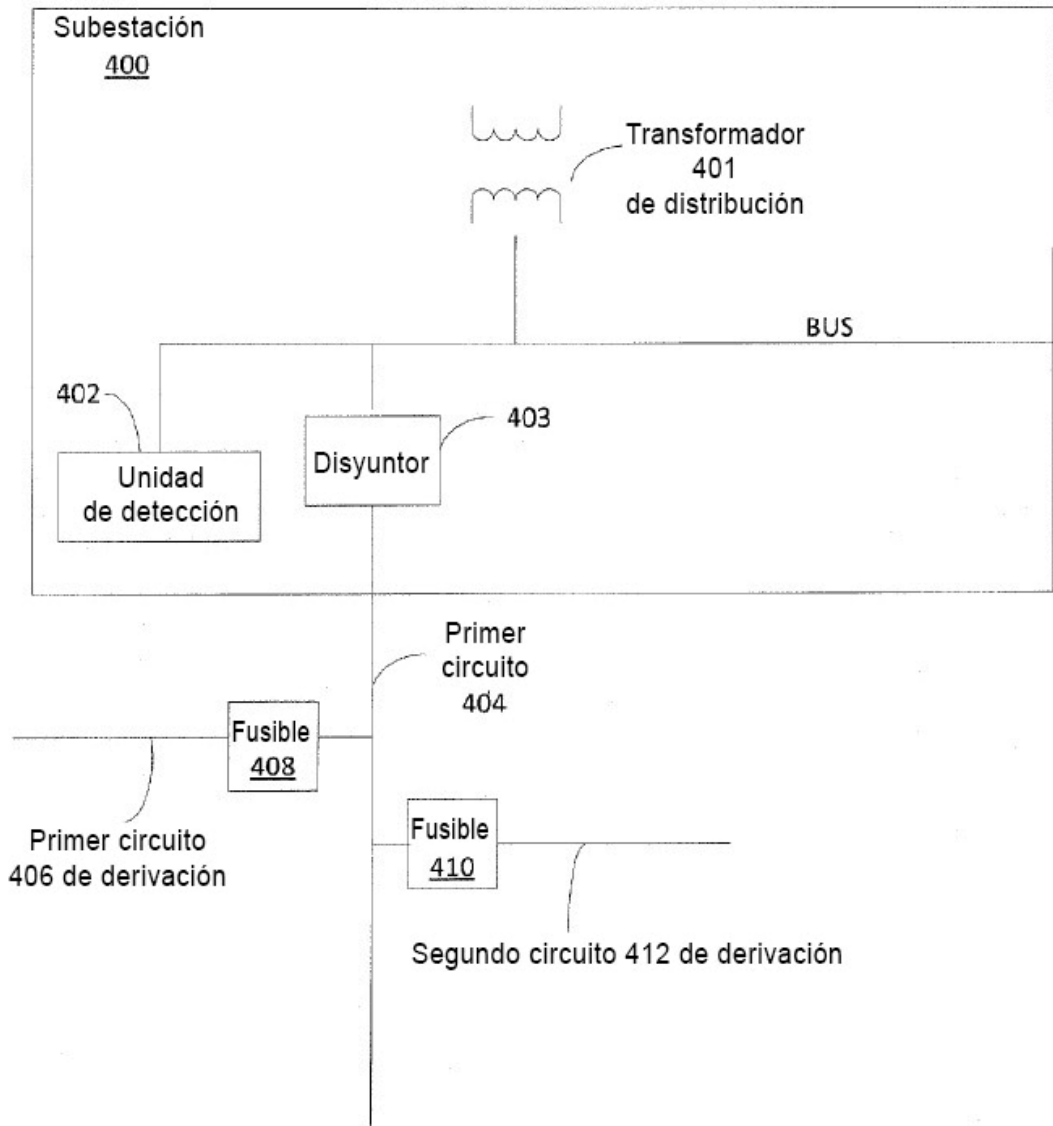
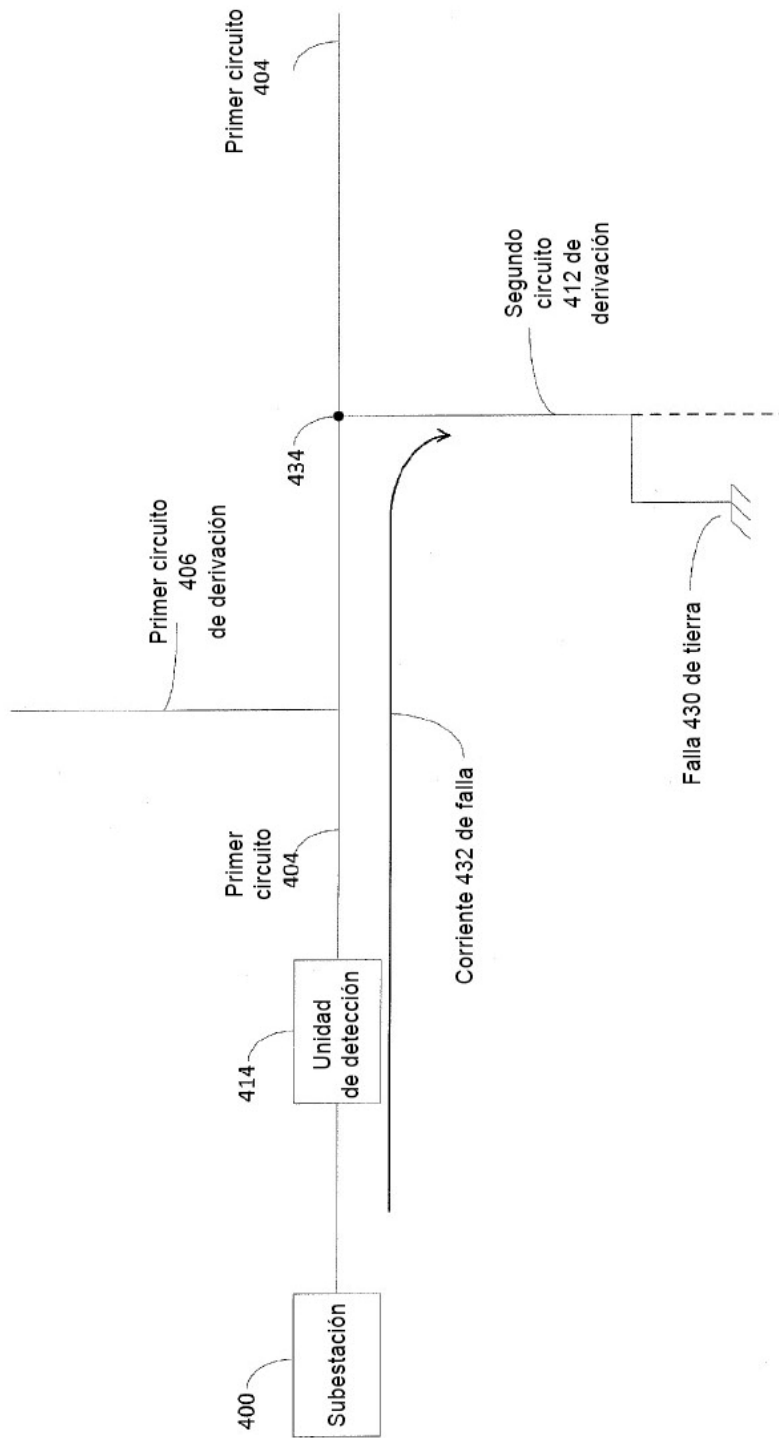


FIG. 3



**FIG. 4A**  
(Técnica anterior)



**FIG. 4B**  
(Técnica anterior)

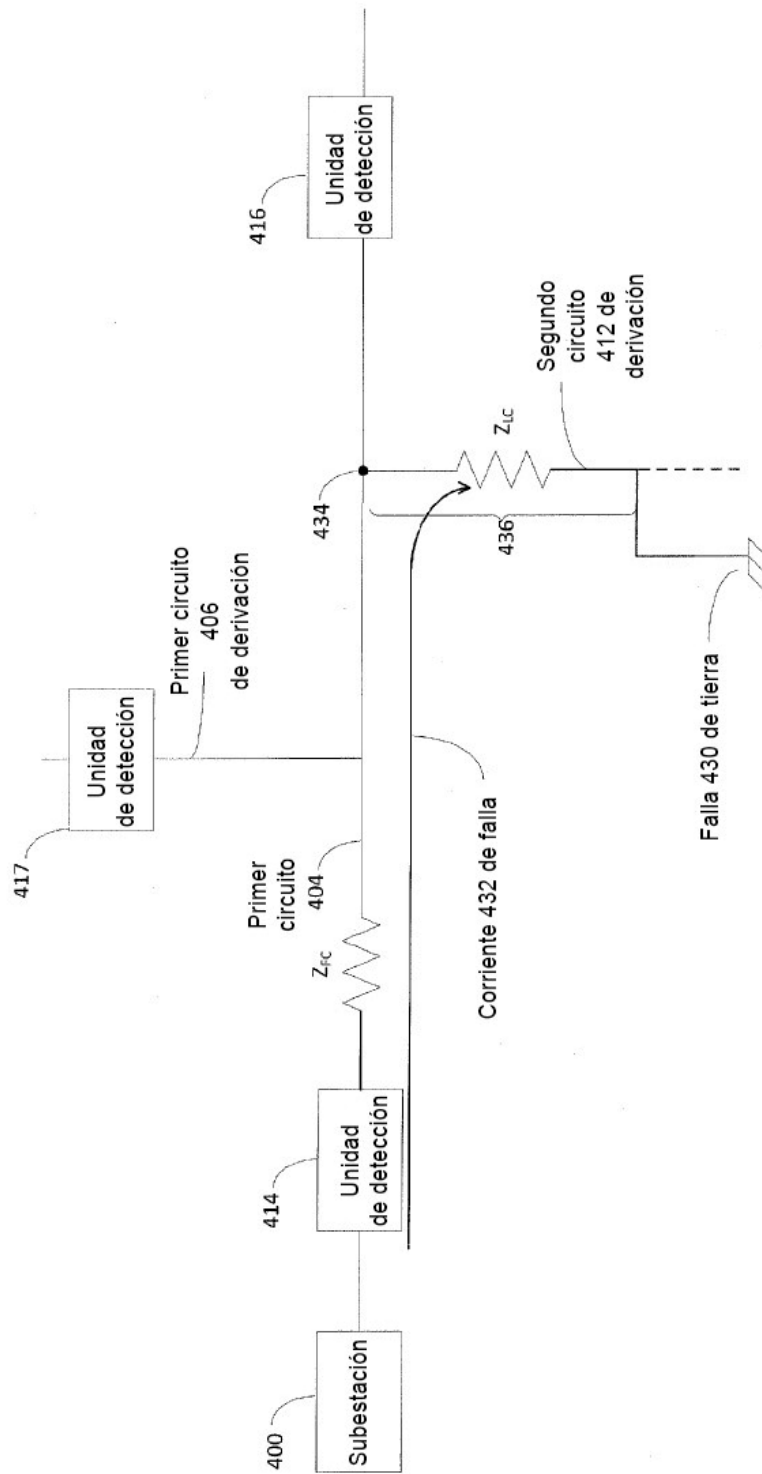


FIG. 4C

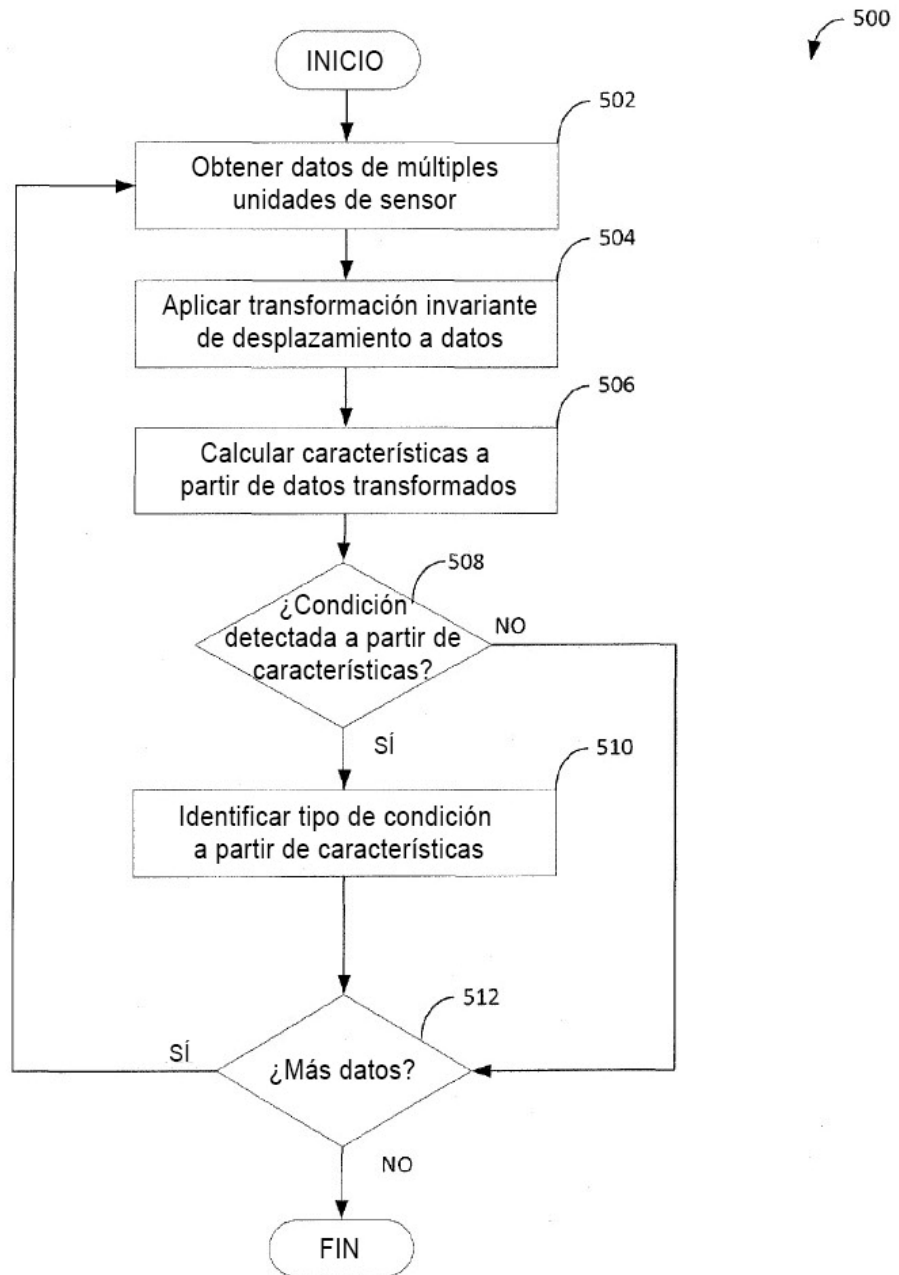
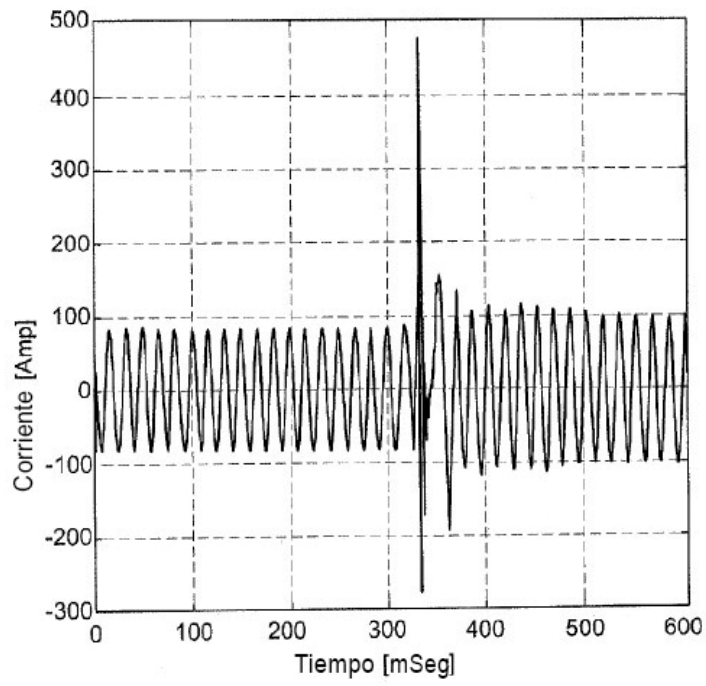
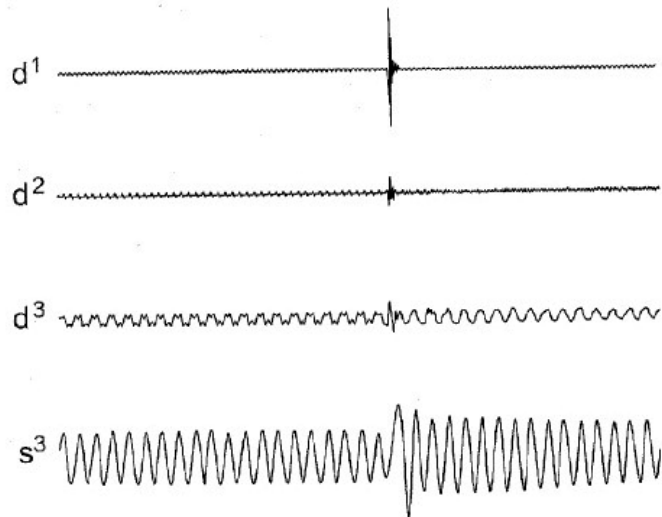


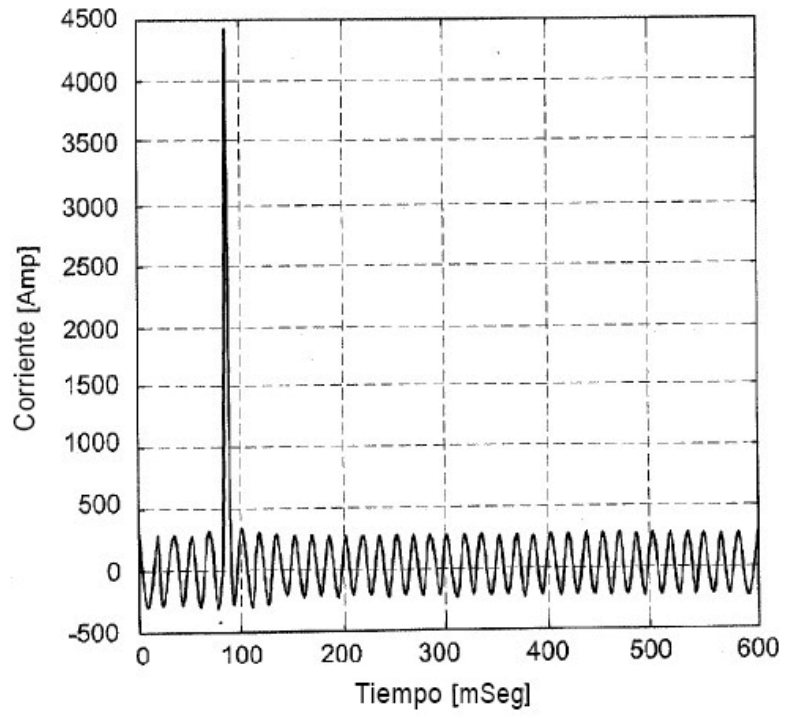
FIG. 5



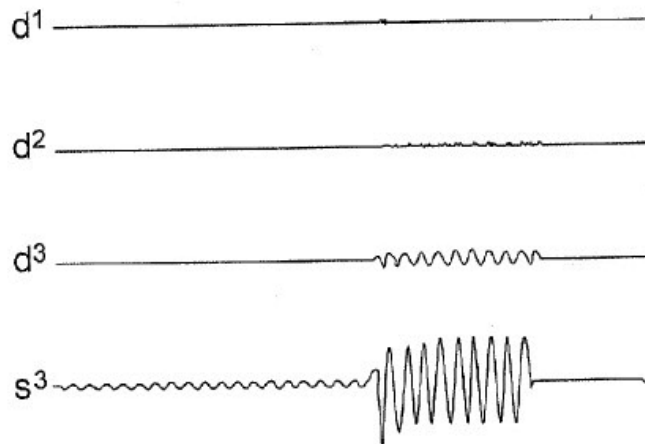
**FIG. 6A**



**FIG. 6B**



**FIG. 6C**



**FIG. 6D**

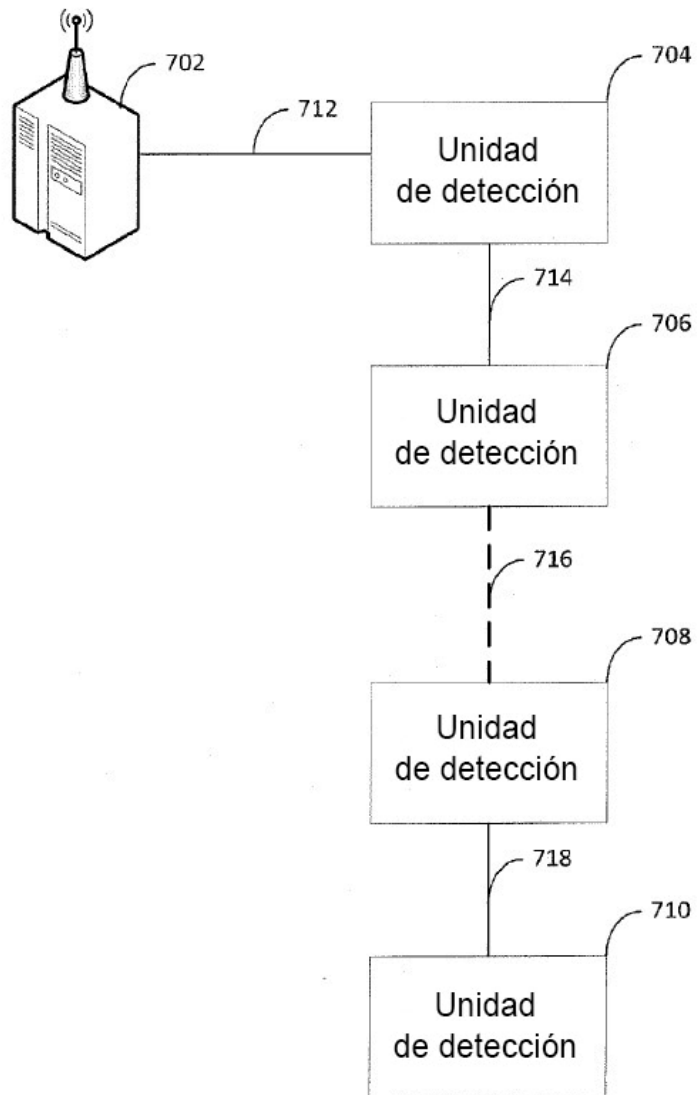


FIG. 7



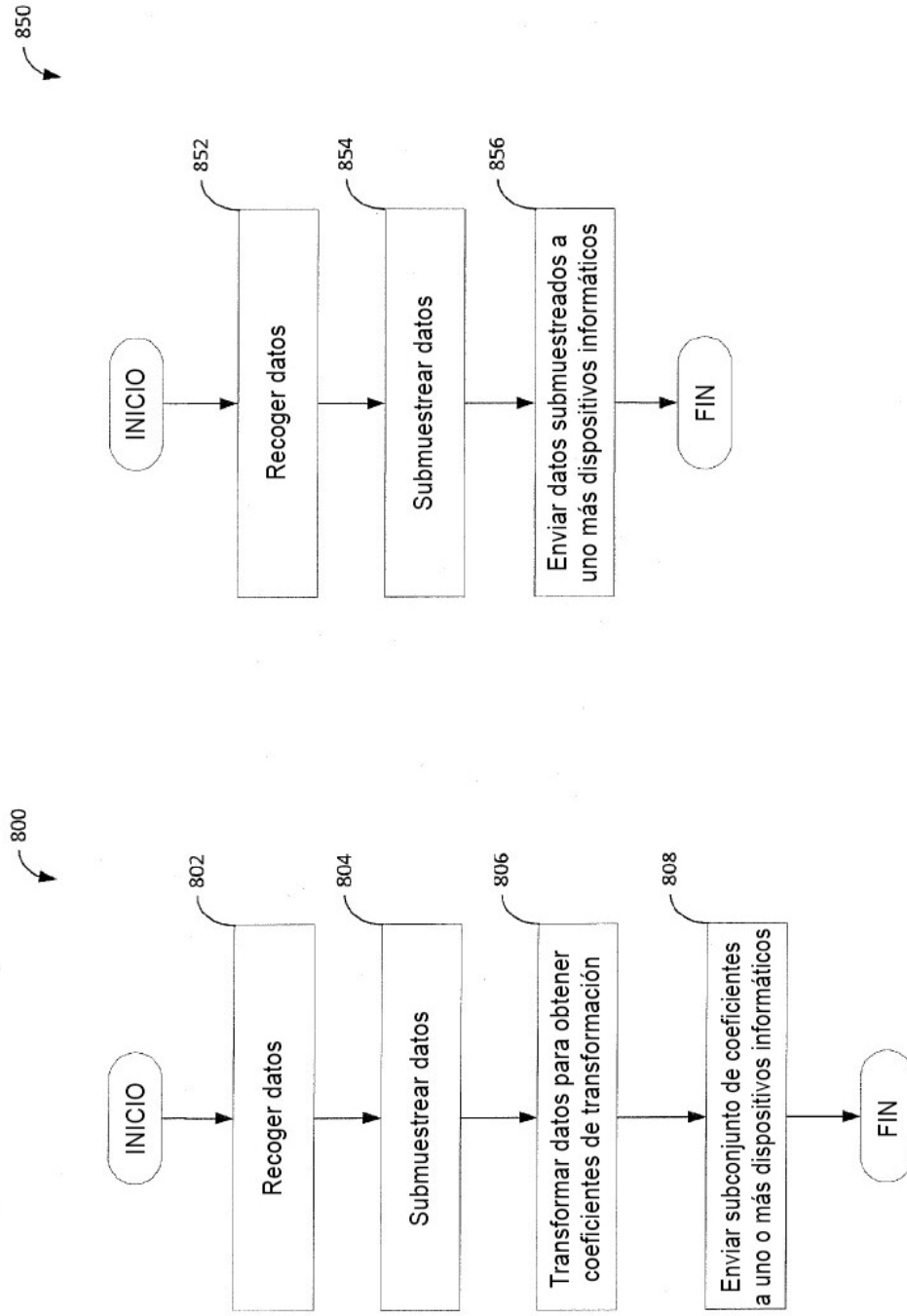


FIG. 8A

FIG. 8B

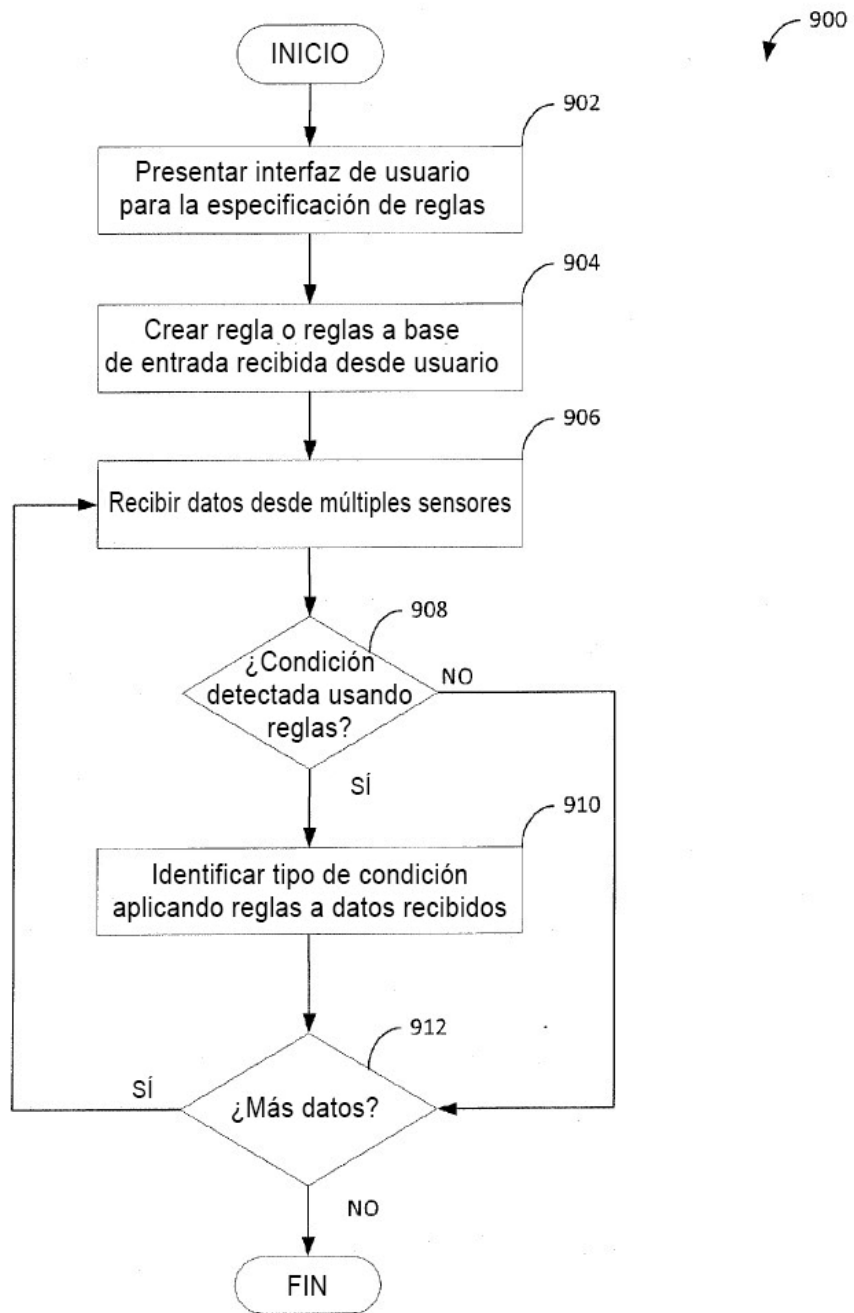


FIG. 9

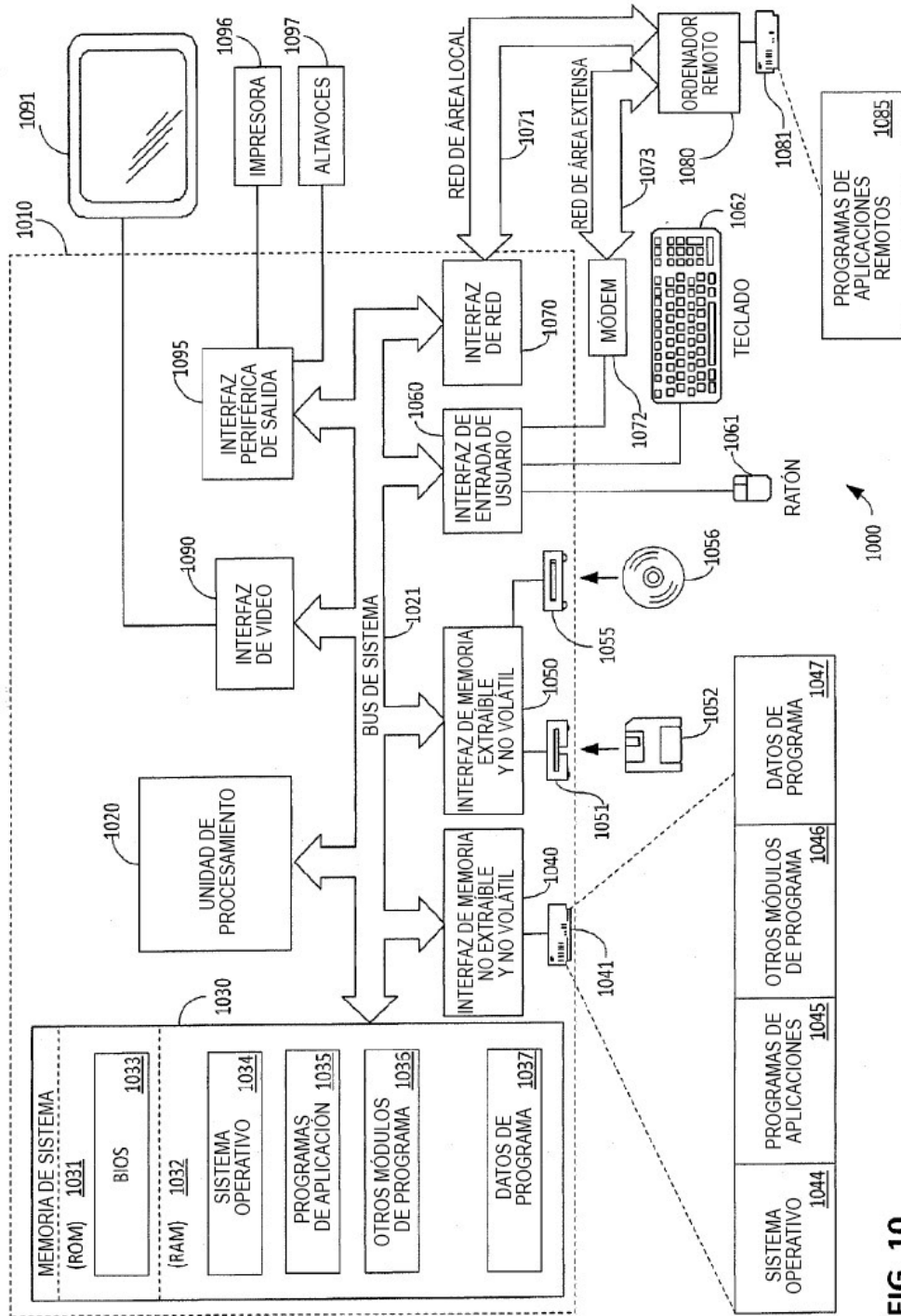


FIG. 10

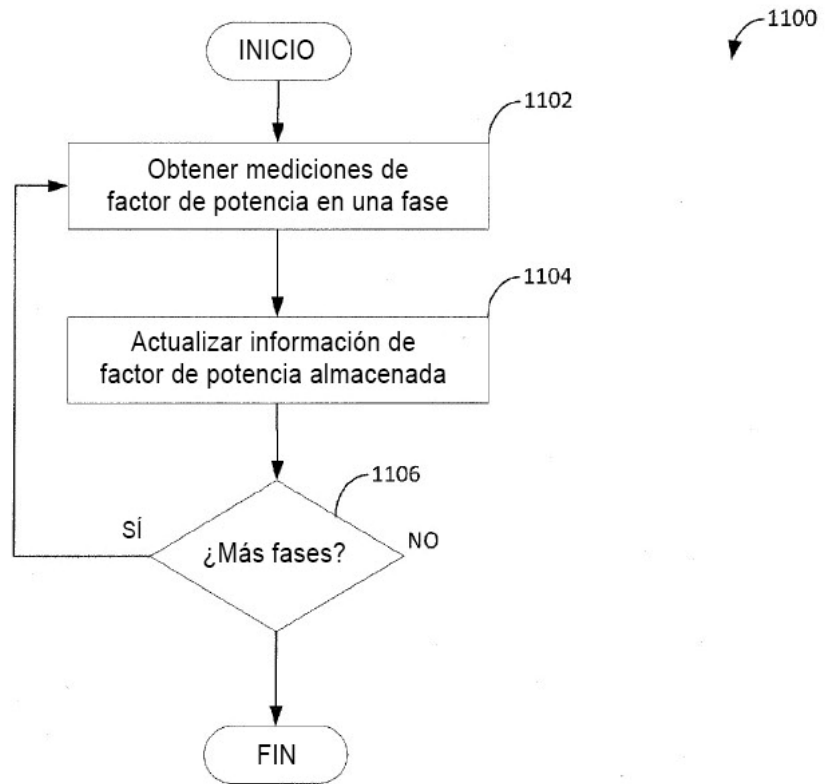


FIG. 11A

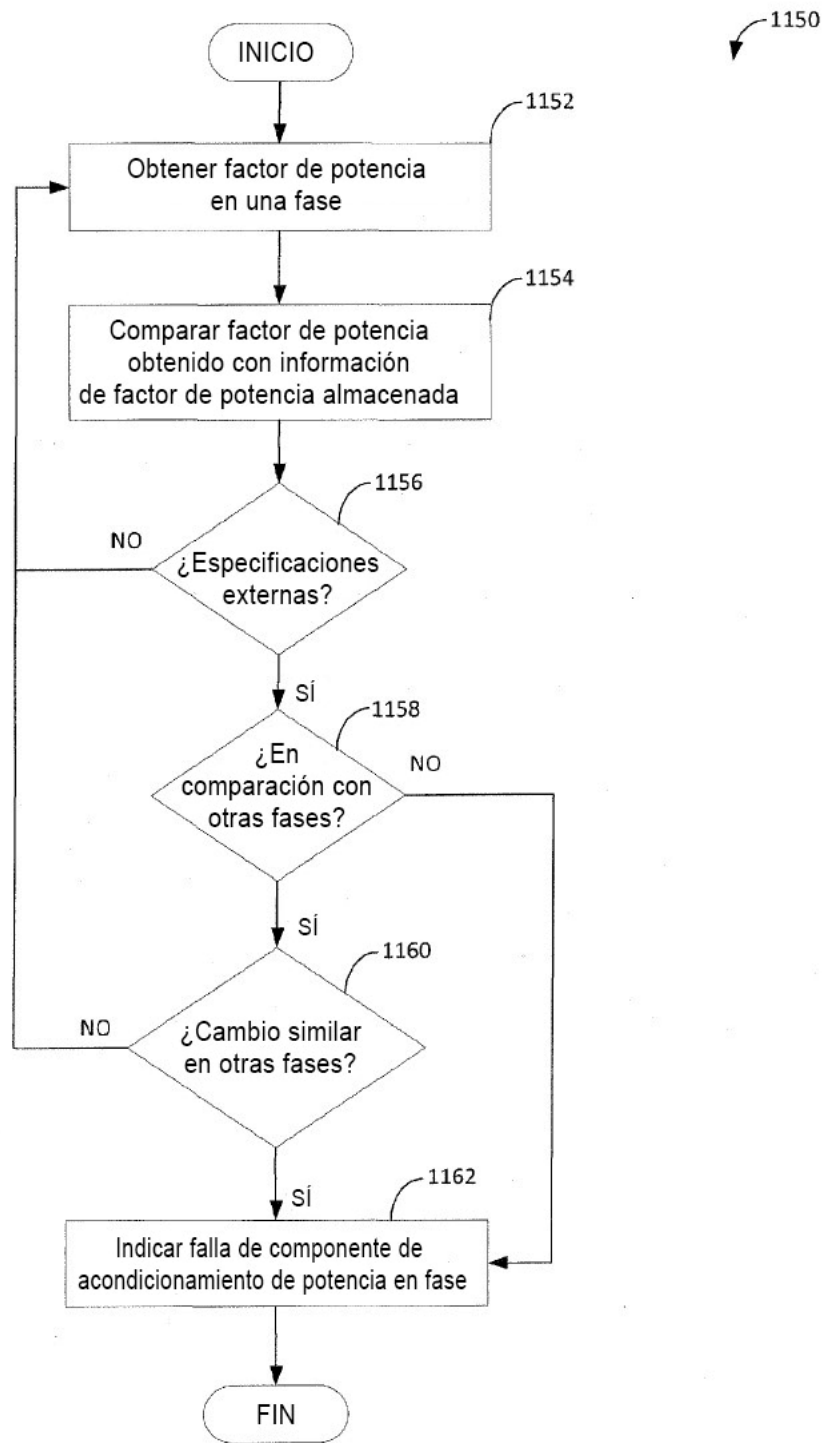


FIG. 11B