

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 613 727**

51 Int. Cl.:

G01R 21/00 (2006.01)

G01R 19/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.07.2015** **E 15380030 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.12.2016** **EP 3032269**

54 Título: **Sistema y método para la identificación de las condiciones de conectividad en redes eléctricas**

30 Prioridad:

13.12.2014 US 201414569704

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

25.05.2017

73 Titular/es:

**ARIADNA INSTRUMENTS, S.L. (100.0%)
Parque Empresarial Boroa, Parcela 2C-1
48340 Amorebieta, Bizkaia, ES**

72 Inventor/es:

**ZULUAGA LIBANO, IRATXE y
GIL LÓPEZ, SERGIO**

74 Agente/Representante:

SALIS, Eli

ES 2 613 727 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistema y método para la identificación de las condiciones de conectividad en redes eléctricas

5 Campo de la técnica

La presente invención concierne en general al campo de los sistemas de detección de cargas conectadas en una red de distribución eléctrica en baja y media tensión. En particular, la presente invención concierne a un sistema y a un método para la identificación de las condiciones de conectividad en redes eléctricas.

10 Definiciones de conceptos empleados en esta descripción:

- Punto de acometida: cualquier conexión a una línea de la red eléctrica en la que está conectada una o varias cargas de un usuario (en baja tensión) o uno o varios transformadores (en media tensión).

15 - Cambio de magnitud de corriente: una variación del valor eficaz de la corriente eléctrica o una variación del valor instantáneo de la corriente eléctrica de una duración superior a 1 ms.

20 - Valor eficaz: en su medición se crea una ventana temporal de cálculo de valor eficaz que puede tomar uno o varios ciclos de red (50Hz o 60Hz) y un evento se caracteriza por un cambio del valor eficaz, con un umbral mínimo de cambio (sensibilidad) ajustable y un signo positivo o negativo dependiendo de si se trata de un aumento o disminución de su valor.

25 - Valores instantáneos, por ejemplo picos de corriente. Se define evento como una alteración de la corriente eléctrica con anchura superior a 1 ms, e inferior al período de la onda de corriente eléctrica alterna. Esta anchura mínima se analiza con el objeto de descartar alteraciones susceptibles de propagarse por otros conductores que no abastezcan de energía al punto cuya conectividad se está investigando. Los valores instantáneos identificativos son el valor de pico, anchura, signo e instante cronológico, si existe.

30 Antecedentes de la invención

En la solicitud de patente internacional WO 2013/186404, del presente inventor, se propone un método y un dispositivo para la identificación de conectividades en redes eléctricas, donde el dispositivo comprende:

35 - unos primeros medios de detección de eventos que se pueden acoplar en un punto de acometida de carga de la red eléctrica, que pueden detectar un evento que comprende un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en dicho punto de acometida,

40 - unos segundos medios de detección de eventos que se pueden acoplar en una línea de la red eléctrica, que pueden detectar un evento que comprende un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en dicha línea, y

45 - unos medios de verificación de conectividad que comparan los eventos detectados por los primeros medios de detección de eventos y los eventos detectados por los segundos medios de detección de eventos para determinar a qué línea corresponde el evento producido en el punto de acometida.

El método de la WO 2013/186404 comprende:

50 - detectar un evento que comprende un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en un punto de acometida de la red eléctrica,

- detectar un evento que comprende un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en una línea eléctrica, y

55 - comparar los cambios de magnitud de la corriente eléctrica detectados en el punto de acometida de la red con los cambios de magnitud de la corriente eléctrica detectados en la cabecera de la línea eléctrica para determinar a qué línea corresponde el evento producido en el punto de acometida.

60 Mediante la invención propuesta en la WO 2013/186404, cuando se detecta un evento en un punto de acometida tiene que detectarse/identificarse el mismo evento en una de las líneas eléctricas, en general en la cabecera de la línea eléctrica, determinándose que es dicha línea eléctrica la línea que alimenta el citado punto de acometida. Si bien tal determinación es posible en diversas situaciones, existen otras para las que tal determinación puede ser errónea o incluso imposible de llevar a cabo.

Tal es el caso de las siguientes situaciones, que podrían calificarse como situaciones complejas por la dificultad que supone la identificación de conectividades en tales situaciones:

- cuando la red eléctrica suministra electricidad a una gran cantidad de cargas, ya que los valores de los cambios en la magnitud de las corrientes circulantes por una gran cantidad de puntos de acometida de la misma línea eléctrica serán detectados en la línea eléctrica sumados entre sí, de manera que resulta muy difícil, sino imposible, distinguir de manera individual a qué puntos de acometida corresponde un cambio detectado en la línea eléctrica ; en particular cuando se produce un acoplamiento de una carga en varias líneas, y más específicamente cuando dicho acoplamiento tiene lugar entre fases de líneas o línea, es decir considerando que dichas condiciones de conectividad se produzcan por fase de línea/líneas;

-cuando un cliente de la red de distribución eléctrica es abastecido por más de una línea de suministro al mismo tiempo, con lo que la corriente que consume en cabecera se ve aproximadamente dividida entre el número de líneas al que realmente está conectado.

- cuando, en redes donde existe cogeneración, la corriente que demanda un cliente dado puede provenir de forma mixta entre el transformador de la compañía eléctrica y la fuente de cogeneración, en una proporción indeterminada.

La presente invención tiene como objetivo permitir la identificación de conectividades en redes eléctricas incluso en las situaciones complejas arriba indicadas, mediante la identificación, de manera unívoca, de a qué punto de acometida corresponden unos eventos detectados en la línea eléctrica.

Breve descripción de la invención

La presente invención en un primer aspecto proporciona un sistema para la identificación de las condiciones de conectividad en redes eléctricas, que al igual que los dispositivos conocidos en el estado de la técnica, en particular divulgado en WO 2013/186404 comprende:

unos primeros medios de detección de eventos que están acoplados en un punto de acometida de carga de la red eléctrica, que pueden detectar un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en dicho punto de acometida de carga;

unos segundos medios de detección de eventos que se puede acoplar en una línea de la red de distribución eléctrica, que pueden detectar un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en dicha línea de distribución; y

unos medios de verificación de conectividad que comparan los eventos detectados por los primeros medios de detección de eventos y los eventos detectados por los segundos medios de detección de eventos para determinar a qué línea de distribución corresponde el evento producido en el punto de acometida de carga, donde los citados segundos medios de detección de eventos contienen un registro cronológico de uno o varios primeros medios de detección de eventos, tantos como primeros medios de detección de eventos de acometida de carga están conectados aguas abajo de dicha línea de distribución.

A diferencia de dicha regla técnica conocida, en el sistema propuesto:

los primeros medios de detección de eventos comprenden al menos un sensor de corriente y al menos un reloj, y están configurados y dispuestos para detectar al menos dos eventos definidos como cambios en una magnitud de una corriente eléctrica pasiva que circula por el punto de acometida de carga, y el tiempo entre dichos eventos detectados, que son al menos dos,

los segundos medios de detección de eventos comprenden al menos un sensor de corriente y al menos un reloj, y están configurados y dispuestos para detectar al menos dos eventos definidos como cambios en una magnitud de una corriente eléctrica pasiva que circula por al menos dicha línea de distribución y/o por al menos un punto de suministro conectado a dicha línea de distribución, que es al menos una, para suministrarle electricidad a la misma, y el tiempo entre dichos eventos detectados, que son al menos dos, y

los medios de verificación de conectividad tienen acceso a datos relativos a dichos tiempos entre eventos, proporcionados por los primeros y los segundos medios de detección de eventos, y están configurados, dispuestos y adaptados para procesar dichos datos comparando el tiempo entre los eventos detectados por los primeros medios de detección con el tiempo entre los eventos detectados por los segundos medios de detección, para determinar, basándose al menos en la similitud entre dichos tiempos comparados, a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto de acometida de carga.

Los términos "corriente eléctrica pasiva" hacen referencia a una corriente eléctrica que no ha sido inyectada o hecha circular en la red eléctrica con el propósito de llevar a cabo la identificación de conectividades, y se han utilizado

tales términos para distinguir claramente la presente invención de los sistemas basados en la inyección y subsiguiente detección de señales de corriente activas, y también de cualquier sistema que fuerce activamente que el consumo de una carga siga un patrón específico. En contraste, una corriente eléctrica pasiva es una corriente asociada a un consumo no forzado de energía por parte de una carga.

Para un ejemplo de realización:

los primeros medios de detección de eventos están configurados y dispuestos para detectar una pluralidad de dichos eventos en dicho punto de acometida de carga de una red eléctrica, y el patrón temporal seguido por dicha pluralidad de eventos detectados,

los segundos medios de detección de eventos están configurados y dispuestos para detectar una pluralidad de dichos eventos en dicha línea de distribución, que es al menos una, y/o en al menos un punto de suministro conectado a la misma, y el patrón temporal seguido por dicha pluralidad de eventos detectados, y

los medios de verificación de conectividad tienen acceso a datos relativos a dichos patrones temporales (por ejemplo en la forma de tablas de eventos que incluyen patrones temporales de eventos), proporcionados por los primeros y los segundos medios de detección de eventos, y están configurados, dispuestos y adaptados para procesar dichos datos comparando al menos dichos patrones temporales (tal como se describirá más adelante, la comparación puede realizarse también teniendo en cuenta los eventos detectados) para determinar, basándose en la similitud entre dichos patrones temporales comparados, a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado eléctricamente el punto de acometida de carga.

De acuerdo con otro ejemplo de realización preferido:

los primeros medios de detección de eventos están configurados y dispuestos para detectar una pluralidad de dichos eventos en cada uno de una pluralidad de puntos de acometida de carga de una red eléctrica, y los patrones temporales seguidos por dichas pluralidades de eventos detectados,

los segundos medios de detección de eventos están configurados y dispuestos para detectar una pluralidad de dichos eventos en cada una de dos o más líneas de distribución de la red eléctrica y/o de dos o más puntos de suministro conectados a las mismas, y los patrones temporales seguidos por dichas pluralidades de eventos detectados, y

los medios de verificación de conectividad tienen acceso a datos relativos a dichos patrones temporales, proporcionados por los primeros y los segundos medios de detección de eventos, y están configurados, dispuestos y adaptados para procesar dichos datos comparando al menos dichos patrones temporales para determinar, basándose en la similitud entre dichos patrones temporales comparados, a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado eléctricamente cada uno de dichos puntos de acometida de carga.

Para un ejemplo de realización, los primeros y los segundos medios de detección de eventos están adaptados para enviar los citados datos relativos a tiempos entre eventos o patrones temporales a los medios de verificación de conectividad a través de enlaces de comunicación, por cable o de manera inalámbrica, utilizando cualquier tipo de tecnología apropiada, tal como: PLC, radio, telefonía, ADSL, fibra óptica, etc. Alternativamente, los mencionados datos pueden ser recogidos in situ por un operario y entregados a los medios de verificación de conectividad, los cuales se pueden implementar en un dispositivo de computación portátil, tal como un teléfono inteligente, una tableta o un ordenador portátil, llevado por el propio operario, o implementadas por un ordenador remoto.

Los medios de detección de verificación de conectividad pueden asimismo identificar qué punto o puntos de acometida de carga son susceptibles de contribuir a pérdidas no técnicas en la línea o líneas de distribución (es decir, alteraciones en la red eléctrica debidas a posibles alteraciones fraudulentas) y generar una señal de alarma en el caso de producirse dicha contribución de pérdidas no técnicas.

La comparación llevada a cabo por los medios de verificación de conectividad, e incluso la citada identificación de la presencia de pérdidas no técnicas, se puede hacer con un elemento automático en la red eléctrica, es decir, un elemento con capacidad de procesamiento y de comunicación, para recibir las tablas de eventos anteriormente mencionados y procesar los datos incluidos en las mismas (por un programa de ordenador o aplicación ejecutable por tal elemento) para generar un informe de conectividad o base de datos de conectividad y un sistema de alarmas ante la presencia de pérdidas no técnicas que incluya los datos de conectividad analizados y las alarmas generadas por medio de dicho procesamiento de datos, y posteriormente enviar el informe o base de datos de conectividad y sus alarmas correspondientes a una ubicación remota, como la oficina central de la compañía eléctrica que suministra electricidad a través de las líneas de distribución mencionadas, o, alternativamente, la mencionada comparación se puede hacer en dicha oficina central, también automáticamente por medio de un ordenador o similar.

Es decir, de acuerdo con un ejemplo de realización de la presente invención, las conectividades se determinan únicamente mediante la comparación de los patrones temporales de eventos de las cargas con los de la línea de distribución o punto de suministro. Por lo tanto, las magnitudes de los eventos cuyos patrones temporales se comparan no tienen que ser iguales o similares entre sí, pero sí sus secuencias temporales de eventos que deben ser iguales o similares entre sí con el fin de compararlos. Mediante la comparación de patrones temporales, se realiza una identificación de conectividades más fiable, en comparación con las propuestas de la técnica anterior, en particular cuando una gran cantidad de cargas están conectadas a la misma red de distribución, la cual les suministra electricidad a las mismas. Alternativamente, las conectividades se podrían también determinar mediante la comparación de los patrones temporales y los eventos detectados.

Para un ejemplo de realización, el sistema se encuentra aplicado a una red de distribución eléctrica que comprende líneas acopladas y/o anilladas, donde como mínimo uno de dichos puntos de acometida de carga se encuentra conectado a dos o más de dichas líneas acopladas y/o anilladas, y donde los segundos medios de detección de eventos están configurados y dispuestos para detectar dicha pluralidad de eventos y de patrones temporales entre eventos en dichas dos o más líneas acopladas y/o anilladas.

Por ejemplo, en una red anillada, un cliente puede conectar una carga eléctrica de, por ejemplo, 10 A, a un punto de acometida de carga que puede ser conectado a una primera y una segunda líneas de distribución, de manera que recibe, por ejemplo, 8 A de una línea y 2 A de la otra. Por tanto, todas las variaciones de consumo eléctrico en ese punto de acometida de carga mantendrán tal relación de 8/2.

De acuerdo con otro ejemplo de realización, los segundos medios de detección de eventos están configurados y dispuestos para detectar dicha pluralidad de eventos en al menos un punto de suministro conectado en la cabecera de la línea de distribución y en al menos otro punto de suministro conectado en un punto intermedio de la misma línea de distribución (tal como un punto en el cual se encuentra conectada la salida de un generador o de un transformador).

De acuerdo con un ejemplo de realización, los primeros medios de detección de eventos comprenden, por punto de acometida, un contador de consumo eléctrico instalado en el punto de acometida (este contador puede ser el propio contador del cliente ya instalado en el punto de acometida) o un medidor de carga acoplable a un transformador del punto de acometida.

Los segundos medios de detección de eventos comprenden, para un ejemplo de realización, un medidor de corriente eléctrica que comprende una bobina toroidal (tal como una bobina Rogowsky) o un transformador de corriente.

Cualquier mecanismo de detección de corriente conocido, y equivalentes, puede estar comprendido y ser usado por los primeros y los segundos medios de detección de eventos, operando con contacto (sensores resistivos, etc.) o sin contacto (detección de corriente por acoplamiento inductivo, por magnetismo, etc.), no estando la presente invención limitada a ninguna clase de mecanismo de detección de corriente específico.

Para un ejemplo de realización, los primeros y los segundos medios de detección de eventos comprenden, en cada punto en el que detectan eventos y patrones temporales, medios de almacenamiento para almacenar en memoria (tal como una memoria interna) los eventos detectados junto con unos correspondientes sellos temporales indicativos de los momentos en que los eventos han ocurrido, estando dichos medios de almacenamiento conectados a circuitería electrónica que incluye un microprocesador o equivalente (tal como circuitería lógica) incluida en los primeros y los segundos medios de detección de eventos, y que está conectada también con el mecanismo de detección de corriente utilizado para adquirir los valores de corriente detectados, detectar los cambios de magnitud entre los mismos (por ejemplo por mediación de un algoritmo ejecutado por el microprocesador o por medio de circuitería eléctrica/electrónica que incluye al menos un comparador) y almacenarlos en memoria.

En general, el reloj de los primeros medios de detección de eventos es independiente del reloj de los segundos medios de detección de eventos (es decir, no sincronizados entre sí), para realizar sus respectivas detecciones de tiempo o tiempos entre eventos de manera independiente.

El sistema de la invención es válido tanto para redes eléctricas de media tensión (MT), donde el mencionado punto de acometida de carga es, en general, un transformador de distribución, como para redes de baja tensión (BT), donde el punto de acometida de carga es un punto de entrada de servicio eléctrico para un usuario/cliente.

En definitiva, en la presente invención los términos “punto de acometida de carga” se refieren a cualquier punto de conexión a una línea de la red eléctrica que se encuentre conectada a una o más cargas de un usuario/cliente (BT) o a uno o más transformadores (MT).

La presente invención en un segundo aspecto proporciona también un método para la identificación de las condiciones de conectividad en redes eléctricas. El método característicamente a diferencia de los métodos conocidos en el estado de la técnica, y en particular al método de la WO 2013/186404, comprende:

5 detectar, por unos primeros medios de detección de eventos que están acoplados en un punto de acometida de carga de la red eléctrica, al menos dos eventos definidos como cambios en una magnitud de una corriente eléctrica pasiva que circula por dicho punto de acometida de carga, y el tiempo entre dichos eventos detectados, que son al menos dos,

10 detectar, por unos segundos medios de detección de eventos que se pueden acoplar en una línea de la red de distribución eléctrica, al menos dos eventos definidos como cambios en una magnitud de una corriente eléctrica pasiva que circula por al menos dicha línea de distribución de la red eléctrica y/o por al menos un punto de suministro conectado a dicha línea de distribución, que es al menos una, para suministrarle electricidad a la misma, y el tiempo entre dichos eventos detectados, que son al menos dos, y

15 comparar, por unos medios de verificación de conectividad, el tiempo entre los eventos detectados en dicho punto de acometida de carga con el tiempo entre los eventos detectados en dicha línea de distribución de la red eléctrica, que es al menos una, y/o en dicho punto de suministro, que es al menos uno, para determinar, basándose al menos en la similitud entre dichos tiempos comparados, a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto de acometida de carga.

De acuerdo con un ejemplo de realización, el método comprende almacenar en memoria los eventos detectados junto con unos correspondientes sellos temporales indicativos de los momentos en que los eventos han ocurrido.

25 De acuerdo a un ejemplo de realización, el método comprende además aplicar una función matemática o estadística para identificar si el punto de acometida de carga contribuye a unas pérdidas no técnicas en la línea o líneas de distribución. Esta función matemática o estadística relaciona las magnitudes físicas, medidas por dichos segundos medios de detección de eventos, con las de los primeros medios de detección de eventos, comprendiendo dichas magnitudes físicas al menos la intensidad instantánea, RMS o energía.

30 En un ejemplo de realización, la función matemática o estadística comprende la utilización de al menos dos variables independientes incluyendo un cambio de amplitud de los eventos detectados y la diferencia temporal de los mismos.

35 Para un ejemplo de realización, el método comprende ejecutar instrucciones de código de un programa de ordenador por parte de como mínimo un procesador, para procesar datos relativos a los tiempos entre eventos y para realizar la citada comparación de los mismos y determinación de a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto de acometida de carga. Tal programa de ordenador también se incluye en la presente invención, de manera independiente al resto de aspectos de la misma, es decir al método y al sistema propuestos por la invención.

40 Breve descripción de los dibujos

45 Las anteriores y otras ventajas y características se comprenderán más plenamente a partir de la siguiente descripción detallada de unos ejemplos de realización con referencia a los dibujos adjuntos, que deben tomarse a título ilustrativo y no limitativo, en los que:

50 La Figura 1 muestra, esquemáticamente, el dispositivo de la presente invención con los primeros y segundos medios de detección de eventos conectados a una red de baja tensión (BT), habiéndose conservado las referencias numéricas de la Figura 1 de la patente WO 2013/186404.

La Figura 2 muestra, esquemáticamente, el dispositivo de la presente invención con los primeros y segundos medios de detección de eventos conectados a una red de media tensión (MT), habiéndose conservado las referencias numéricas de la Figura 2 de la patente WO 2013/186404.

55 La Figura 3 muestra un patrón temporal de eventos registrado en una fuente de suministro, es decir en la cabecera de la red de distribución.

La Figura 4 muestra un patrón temporal de eventos registrado en un punto de acometida de carga, particularmente en un contador de consumo eléctrico de un cliente conectado a la red de distribución eléctrica.

60 La Figura 5 es una gráfica que muestra, en combinación, eventos detectados en la fuente de suministro y eventos detectados en el contador del cliente, compartiendo un mismo patrón temporal entre eventos.

La Figura 6 es una gráfica que muestra la invariabilidad entre los patrones temporales de los eventos detectados en el contador del cliente ("eventos de contador") con respecto a los patrones temporales de los eventos detectados en la fuente de suministro ("eventos de fuente").

- 5 La Figura 7 muestra, de manera gráfica, los resultados de la función y (que será descrita más abajo) para diferentes valores de Δt , donde dicha función se ejecuta de manera iterativa por parte de un algoritmo de la presente invención.

Descripción detallada de unos ejemplos de realización

- 10 La presente invención permite la detección y registro en memoria de los patrones temporales entre eventos que ocurren en al menos dos puntos de una red eléctrica, con el fin de determinar la conectividad entre ellos, e incluso identificar la presencia de pérdidas no técnicas, para lo cual como mínimo dos medios de detección de eventos deben ser instalados, uno "aguas arriba" de la red de distribución eléctrica, conectado en la cabecera de la línea de distribución, y el otro "aguas abajo" en la red, conectado a un punto de acometida.

- 15 En la Figura 1 se ilustra esquemáticamente una red de distribución de baja tensión (BT) que comprende una serie de líneas de distribución eléctrica (4) en unos puntos de acometida de carga (5) de las cuales se encuentran conectadas una serie de cargas (3).

- 20 De acuerdo con la presente invención, en cada punto de carga (5) se encuentran acoplados unos primeros medios de detección de eventos (1) para detectar y registrar patrones temporales entre los eventos generados por unas cargas conectadas "aguas abajo" de su punto de instalación y/o los propios eventos. Para una realización preferida, los primeros medios de detección de eventos (1) instalados en los puntos de acometida de carga (5) registran los patrones temporales entre eventos generados por las cargas (3) conectadas al correspondiente punto de carga y, opcionalmente, los propios eventos. Preferiblemente, los primeros medios de detección de eventos (1) comprenden o se encuentran implementados por los contadores medidores de corriente eléctrica instalados en cada punto de carga que actualmente permiten medir el consumo de energía de cada cliente o usuario.

- 30 Como también se aprecia en la Figura 1, unos segundos medios de detección de eventos (2) están acoplados a cada línea de distribución eléctrica (4), donde dichos segundos medios de detección de eventos (2) permiten detectar los eventos que ocurren en cada línea (4), en particular los eventos generados aguas abajo de su punto de la instalación y el patrón temporal entre los eventos. De esta manera, los segundos medios de detección de evento (2) detectan un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que fluye a través de dichas líneas de distribución eléctrica (4) y el patrón temporal de varios eventos detectados.

- 35 Así, los segundos medios de detección de eventos (2) permiten detectar las cargas conectadas a ese punto, que incluyen, si los hay, los eventos detectados por todos los primeros medios de detección de eventos (1) conectados aguas abajo de su línea de distribución eléctrica (4).

- 40 Preferiblemente, los medios de detección de eventos (1, 2) incluyen medios de almacenamiento para almacenar los eventos detectados y los patrones temporales entre ellos, por ejemplo en una memoria interna de los medios de detección de eventos (1, 2).

- 45 La figura 2 muestra una representación esquemática de una red de distribución de media tensión (MT) que consiste en una serie de líneas de distribución eléctrica (4) con unos puntos de acometida de carga (5) en los cuales se encuentran conectados unos transformadores (3).

- 50 Como en el caso de baja tensión (BT), los segundos medios de detección de eventos (2) están acoplados en cada línea (4). Los primeros medios de detección de eventos (1) también están acoplados en cada punto de acometida de carga (5) para detectar cambios en la magnitud de la corriente que fluye, en este caso, a través de cada transformador (3) y los patrones temporales entre los cambios detectados, y para registrar dichos patrones temporales y, opcionalmente, los propios cambios en la magnitud de la corriente.

- 55 Para determinar la conectividad entre dos puntos de la red, y alternativamente también para identificar la presencia de pérdidas no técnicas en cada línea de distribución eléctrica (4), los patrones temporales registrados por los segundos medios de detección de eventos (2) en la cabecera de la línea de distribución (4) deben ser cruzados con los patrones temporales detectados por los primeros medios de detección de eventos (1) en los puntos de acometida de carga (5), es decir se realiza una verificación cruzada de los patrones temporales. Más adelante se describirá un algoritmo para realizar tal verificación cruzada de patrones temporales.

- 60 Complementariamente a dicha verificación cruzada de patrones temporales, para un ejemplo de realización, también se lleva a cabo una verificación cruzada de los eventos detectados.

- 65 Aquellos patrones temporales de eventos correspondientes a un determinado punto de acometida de carga (5) sólo estarán presentes en los segundos medios de detección de eventos (2) que registran patrones temporales en la

cabecera de la línea de distribución (4) que distribuye electricidad a ese punto de acometida de carga (5) determinado, y nunca en otras cabeceras de otras líneas de distribución (4), conductores adyacentes, cables, etc.

Los segundos medios de detección de eventos (2) de la cabecera de la línea de distribución (4) contienen un registro cronológico de uno o más de los primeros medios de detección de eventos (1) de los puntos de acometida de carga (5), tantos como primeros medios de detección de eventos (1) de puntos de acometida de carga (5) estén conectados aguas abajo de dicha línea de distribución (4).

Tanto en la Figura 1 como en la Figura 2, se han representado los medios de verificación de conectividad, implementados por un ordenador (S), en este caso, con fines de claridad, conectado sólo a uno de los primeros medios de detección de eventos (1) (a través del enlace de conexión C1) y a uno de los segundos medios de detección de eventos (2) (a través del enlace de conexión C2). Para una forma de realización preferida, los medios de verificación de conectividad (S) están conectados a todos los primeros y todos los segundos medios de detección de eventos (1, 2). Los medios de verificación de conectividad (S) están conectados con los medios de detección de eventos (1, 2) para recoger los datos registrados en estos últimos, incluyendo al menos los patrones temporales de eventos.

La información sobre eventos y patrones temporales entre eventos se puede enviar a través de enlaces de comunicación (C1 y C2 en las Figuras 1 y 2) implementando cualquiera de las siguientes tecnologías: PLC, radio, telefonía, ADSL, fibra óptica, etc., e incluso se pueden recoger in situ por un operario.

Tras ello, unas tablas de eventos que incluyen patrones temporales de eventos proporcionados por los primeros medios de detección de eventos (1) de los clientes en los puntos de acometida de carga (5) se comparan con unas tablas de eventos que incluyen patrones temporales de eventos proporcionados por los segundos medios de detección de eventos (2) de la cabecera de la línea de distribución (4) para determinar los datos de conectividad de la red eléctrica y alternativamente también generar una señal de alarma ante la presencia de pérdidas no técnicas en cada línea de distribución (4).

Ejemplos de detección de patrones temporales de eventos asíncronos en redes eléctricas:

Para comparar eventos de corriente entre dos medios de detección de eventos que registren las medidas de corriente en cabecera de red y en el punto de acometida de un cliente, es preferible de acuerdo con un primer ejemplo de realización utilizar únicamente la información temporal de los eventos frente a la magnitud de los eventos. No obstante, el método propuesto puede utilizarse también para comparar eventos, y determinar alguna similitud o disimilitud, mediante una función matemática o estadística (explicada en detalle, más adelante) que implica la utilización de al menos dos variables independientes (cambio de amplitud de los eventos y diferencia temporal de los mismos), y no la utilización de cada una de dichas variables por separado.

Pero además cada uno de los medios de detección de eventos de la presente invención añade un sello temporal a un evento que no necesariamente tiene que coincidir con el sello temporal que añade otro de los medios de detección de eventos que detecta y registra el mismo evento, debido a que los relojes de cada uno siempre tendrán un error temporal entre ellos.

Este valor suele ser desconocido, y en los sistemas reales puede ser de varios segundos, minutos e incluso horas. Por tanto, pueden establecerse las siguientes definiciones:

- Evento de corriente: número (o secuencia de números) que determina un cambio en la magnitud de la corriente eléctrica mayor que un umbral predeterminado.

- Sello temporal: sello que indica el instante en el que los medios de detección de eventos detectan un evento, referenciando temporalmente dicho evento a su reloj interno. Este reloj marca una hora relativa, ya que siempre tendrá una desviación temporal con respecto a un tiempo absoluto.

Las Figuras 3 y 4 muestran, por medio de dos respectivas gráficas, un ejemplo de realización de la presente invención en relación a dos patrones temporales de eventos: uno detectado en la cabecera de la red de distribución (fuente) y otro detectado en el contador de consumo del cliente (punto de acometida).

Variabilidad de amplitud de cargas:

La magnitud de los eventos medidos en el punto de acometida del cliente no tiene por qué coincidir con la magnitud de los eventos detectados en cabecera de red, por la manera en que se conectan las cargas en los sistemas de distribución trifásicos.

En una red de distribución eléctrica, la corriente medida en cabecera de la red es la resultante de conectar múltiples cargas simultáneamente, teniendo en cuenta la manera de conectar cada carga y el factor de potencia de cada una de ellas. Según el tipo de distribución de la red, las cargas pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas.

Así para un evento de corriente dado, el contador del cliente (implementando los primeros medios de detección de eventos) lo detectará como una variación de corriente que en amplitud dependerá de la suma del vector de corriente con las cargas conectadas de ese cliente.

En cambio, el sistema de medida situado en cabecera (es decir los segundos medios de detección de eventos) lo detectará sumado al resto de cargas de toda la red que monitoriza.

Todo ello produce que la magnitud del incremento (o decremento) de la corriente detectada por un contador de cliente, se traduzca en cabecera a un valor que puede ser inferior (superior) en amplitud, dependiendo de las circunstancias descritas anteriormente presentes en la aparición de cada evento (falta de sincronismo, característica mono/bi o trifásica de las cargas, coincidencia temporal en la aparición de eventos de diferentes contadores de clientes, etc.). En la Figura 5 se muestra un caso especial donde, sistemáticamente, los “eventos contador”, referidos a los eventos detectados por el contador de consumo del cliente y los “eventos fuente”, referidos a los mismos eventos pero detectados en la cabecera, muestran una disminución significativa, cuantitativa y sistemáticamente, de los primeros respecto de los segundos generando una alarma indicativa de la presencia de pérdidas no técnicas

Esto significa que las amplitudes de los eventos detectados tienen una variabilidad tal en su magnitud que dificulta su comparación entre cabecera y contador de cliente.

Además, en las redes de distribución eléctrica un cliente puede ser abastecido por más de una línea de suministro al mismo tiempo, con lo que la corriente que consume en cabecera se ve aproximadamente dividida entre el número de líneas al que realmente está conectado.

Y por si esto fuera poco, en redes donde existe cogeneración la corriente que demanda un cliente dado puede provenir de forma mixta entre el transformador de la compañía eléctrica y la fuente de cogeneración, en una proporción indeterminada.

Invariabilidad de tiempo entre eventos:

Cada evento se caracteriza por su magnitud de cambio y un sello temporal añadido por los medios de detección de eventos que lo registran.

Un ejemplo de las variaciones entre las amplitudes de los eventos cuando se detectan en el contador del cliente, es decir los “eventos contador”, en comparación con los mismos eventos cuando se detectan en la cabecera, es decir los “eventos fuente”, y de la invariabilidad entre los patrones temporales de los “eventos contador” con respecto a los patrones temporales de los “eventos fuente”.

Como ya se ha explicado anteriormente, el mismo evento se puede detectar en varios sitios a lo largo de la línea eléctrica con diversos medios de detección de eventos que tienen relojes no necesariamente sincronizados entre sí. Pueden registrar el mismo evento pero cada uno le asigna su sello temporal referenciado a su reloj interno.

Así, un mismo evento será registrado en los dos medios de detección de eventos con dos valores temporales distintos, en el que está incluida la diferencia temporal de los relojes de los dos medios de detección de eventos. Cuando se registren una serie de eventos ocurrirá lo mismo, es decir cada sistema referenciará los eventos detectados añadiéndoles el desfase temporal que tenga su reloj interno respecto a la referencia temporal de cabecera.

Los dos medios de detección de eventos registrarán unos respectivos patrones de eventos muy similares entre sí si se toman los sellos temporales como tiempos relativos en vez de como tiempos absolutos.

El sistema, en particular los medios de verificación de conectividades, que tiene que determinar la similitud de ambos registros de patrones temporales de eventos deberá tener en cuenta los tiempos entre eventos que mide cada medio de detección de eventos, y no los tiempos absolutos de los eventos, ya que estos contendrán errores absolutos que en aplicaciones reales pueden ir desde segundos hasta varios minutos, y en algunos casos incluso horas.

Para contrarrestar la desviación temporal de los relojes, la mejor forma es utilizar los tiempos relativos entre eventos de cada patrón, ya que el error de estas medidas será mínimo en un tiempo de uno o varios días. Éste solo dependerá de la deriva de cada reloj consigo mismo (por ejemplo para contadores domésticos en general menor a 1s/día).

Si sobre la gráfica que muestra el patrón temporal de eventos en cabecera (por ejemplo el de la Figura 3) se superpone el gráfico que muestra el patrón temporal de eventos del contador (por ejemplo el de la Figura 4),

posteriormente se puede deslizar el segundo sobre el primero, a lo largo del eje de abscisas, y en algún punto un número significativo de puntos de ambas gráficas coincidirán cuando se alcance el desfase temporal adecuado. Este desfase, desconocido a priori, coincidirá con la diferencia temporal de los relojes de los dos medios de detección de eventos.

A continuación se describirá el algoritmo que ejecuta la citada función matemática o estadística, utilizado por la presente invención, para un ejemplo de realización.

Dicho algoritmo se implementa mediante las instrucciones de código del programa de ordenador descrito en una sección anterior.

Descripción del algoritmo:

Cada evento i detectado por los medios de detección de eventos del punto de acometida de carga, es decir de los primeros medios de detección de eventos, viene caracterizado por su sello temporal mts y su amplitud de evento ma , según la expresión:

$$mev_i = \{mts_i, ma_i\}$$

Una secuencia de eventos $rmev$ rev produce un patrón temporal generado por las cargas conectadas al contador de medida con n eventos, según la expresión:

$$rmev = \{mev_1, mev_2, \dots, mev_n\}$$

De forma similar, los medios de detección de eventos de cabecera, es decir los segundos medios de detección de eventos, registra, amplitudes de eventos ha con su sello temporal hts , según la expresión:

$$hev_i = \{hts_i, ha_i\}$$

Donde una secuencia de eventos $rhev$ produce un patrón temporal de eventos con n eventos, según la expresión:

$$rhev = \{hev_1, hev_2, \dots, hev_n\}$$

Para comparar ambos patrones, primero se añade un desfase temporal arbitrario dt a una de las dos citadas secuencias de eventos, por ejemplo a $rmev$:

$$mev_{i,dt} = \{mts_i + dt, ma_i\}$$

$$rmev_{dt} = \{mev_{1,dt}, mev_{2,dt}, \dots, mev_{n,dt}\}$$

Posteriormente se aplica una función de comparación entre ambas secuencias:

$$y_{dt} = f(rmev_{dt}, rhev)$$

La función y_{dt} , simplificada como función $y=f(x_1, x_2)$ tiene la siguiente característica:

$$\begin{aligned} y &\rightarrow +1 && \text{si } x_1 \sqsupseteq x_2 \\ y &\rightarrow -1 && \text{si } x_1 \not\sqsupseteq x_2 \end{aligned}$$

En la función anterior y , la información de amplitud (ha_i y ma_i) se ha normalizado para la comparación de patrones temporales de eventos mencionada, aunque por otra realización, que también incluye la comparación de los valores de amplitud, dicha información de amplitud no se normaliza ya que se tiene en cuenta para la comparación.

El algoritmo, preferiblemente, ejecuta la función y , mediante la variación de forma iterativa de los valores de dt y, para cada valor de dt , la comprobación de si la función da un resultado igual o cercano a +1. Cuando se encuentra el error de tiempo relativo entre ambos patrones temporales de eventos, es decir, cuando se logra dicho resultado igual o próximo a +1, se produce una detección positiva.

La figura 7 muestra gráficamente el resultado de la función y para diferentes valores de dt , donde se ha producido una detección positiva para $dt = 50$ s.

La función estadística o matemática descrita anteriormente está prevista para contrastar la información de magnitud y tiempo simultaneamente, trabajando con todos los eventos recabados de los primeros medios de detección de eventos (por ejemplo un contador eléctrico) y segundos medios de detección de eventos (por ejemplo un medidor de corriente eléctrica a nivel de cabecera) entre unas fechas establecidas o, aplicando esquemas de verificación

cruzada en los que los eventos obtenidos entre las fechas especificadas no son tratados conjuntamente, sino que son divididos en bloques (empleando criterios basados en contenido de información, o cualquier otro) de eventos en los que, y trabajando de manera independiente, la función estadística o matemática mencionada aplica/decide sobre cada bloque y el proceso de decisión final se establece mediante esquemas de *majority voting*, o cualquier otro, para aumentar la eficiencia de los procesos de detección y reducir las falsas asociaciones.

La invención también contempla adicionalmente, su implementación mediante el uso de dispositivos y métodos para la estimación de la posición de los contadores eléctricos (usuarios finales) a lo largo de la línea de distribución de baja tensión, tomando como referencia (punto de inicio de esa secuenciación) las medidas de cabecera de línea.

De acuerdo con estas medidas adicionales, se han de disponer, además de los eventos en contadores eléctricos y en los medidores de corriente eléctrica, medidas de voltajes, corrientes y Cosenos de Phi (ángulo entre tensión e intensidad). Se ha de tener en cuenta, a tal efecto, que la distribución eléctrica ha de garantizar unos valores de voltaje aproximadamente constantes a lo largo de todas las líneas de distribución, en pro de poder garantizar una adecuada calidad de suministro en las potencias contratadas por los usuarios de la red.

La relación entre voltajes e intensidades define las impedancias de líneas (una medida de la resistencia que muestran los medios de distribución, en particular cables, al paso de la corriente). El valor de dichas impedancias queda determinado por las características del medio físico por el que se distribuye la corriente y, normalmente, se puede estimar empleando los datos de inventario de las compañías eléctricas relativos a sección de cable, años de antigüedad, material de construcción, distancia, etc. Teniendo en cuenta que la variación de corriente (consumo) implica variaciones en las tensiones o voltajes de red, variaciones que, por otra parte afectan al resto de usuarios asociados a la misma línea de distribución, sabiendo los instantes de tiempo en los que se producen pasos de corriente en cada uno de los contadores eléctricos (a través de la información de eventos) se puede establecer la secuencia/orden de los contadores eléctricos a lo largo de la línea de distribución.

Asimismo, la invención también establece la posibilidad de recabar mayor número de eventos de cargas a lo largo de un día. En este caso, se realiza una optimización del uso de los recursos asociados a la captación o medida de los eventos de los diferentes contadores eléctricos, mediante la consideración de dos puntos fundamentales: 1) limitar el número máximo de eventos diarios posibles que se pueden recabar; y 2) garantizando siempre la presencia de los eventos más significativos. En pro de aunar ambos puntos, una vez llena la memoria de los medios físicos empleados en la captación de los citados eventos, si aparece un evento de amplitud mayor que cualquiera de los ya recabados, dicho evento se incluye en la memoria eliminando de la misma el evento menos significativo almacenado hasta ese momento.

Particularmente, mediante la utilización de un número suficiente de eventos relativos a cada uno de los contadores eléctricos conectados a la misma fase de línea se puede, empleando métodos de inferencia basados en reglas, reconstruir la señal de cabecera (medidor de corriente eléctrica) interpolando el conocimiento aportado por los eventos individuales de cada contador eléctrico. Para ello, dichos métodos son aplicados sobre el conjunto de eventos medidos para cada uno de los contadores eléctricos en el periodo de tiempo considerado. Periodo de tiempo que preferiblemente es fijo y común para el conjunto de contadores eléctricos asociados por conectividad a la fase de línea que se pretende reconstruir. Una vez reconstruidas las señales temporales de eventos para cada uno de los contadores en el periodo temporal especificado, se agregan las señales individuales de los diferentes contadores eléctricos, reconstruyendo así la señal global en cabecera.

De la comparativa de dicha reconstrucción con la señal real (eventos) de cada fase de cada medidor de corriente eléctrica en cabecera se identifican formas o estructuras (cargas) sobre la serie temporal medida de cabecera que no pueden ser asociadas a la señal reconstruida de la adición de las series individuales de los contadores eléctricos. Si la conectividad es alta o, al menos, la energía monitorizada (telegestionada) es alta, por ejemplo del orden del 99-100%, las cargas no identificadas pueden asociarse con enganches ilegales directos a red (fraude). Con dichos valores de corrientes identificados sobre las cargas no asociadas a energías facturadas por la compañía de distribución, se pueden identificar las fluctuaciones que deberían producir sobre las tensiones/voltaje a lo largo de la línea de distribución. Con dicha información se podrían secuenciar las pérdidas (no técnicas) asociadas a dichos enganches sobre la propia línea de distribución.

De igual modo, la invención una vez establecida la conectividad de un determinado contador eléctrico (usuario final) sobre un medidor de corriente eléctrica (implica tener las señales de ambas partes síncronas) puede aplicar una nueva función estadística o matemática para la detección de un tipo de pérdidas no técnicas (fraude) asociadas con la manipulación parcial de los contadores eléctricos (Figura 5). En este caso la nueva función estadística o matemática implica el estudio estadístico de las relaciones establecidas entre todas las coincidencias síncronas (eventos) entre el contador eléctrico y el medidor de corriente eléctrica en cabecera identificando aquellos casos que no tienen una contrapartida biunívoca (1:1), sistemática, a nivel de contador eléctrico. Dicha función estadística o matemática ha de ratificar la sistematicidad de las diferencias cuantitativas. En dicho caso se deducen pérdidas de contador eléctrico a medidor de corriente eléctrica en cabecera y se establece un sistema de alarmas para identificar ese contador eléctrico como sospechoso. En este último caso, la nueva función matemática o estadística relaciona

5 las magnitudes físicas, medidas a nivel de medidor de corriente eléctrica en cabecera, con las de los contadores eléctricos (bien sea intensidad instantánea, RMS u energía) de manera que si lo medido en el medidor de corriente eléctrica en cabecera, de manera sistemática, evitando coincidencias temporales entre eventos de diferentes contadores eléctricos y teniendo en cuenta las consideraciones de acoplamientos (entre fases o líneas) ya mencionadas, no cumplen los principios de conservación de la energía, ni las leyes de Kirchhoff, dicho contador eléctrico es señalado como sospechoso de generar pérdidas no técnicas.

10 En la presente memoria, la palabra "comprende" y sus variantes, tales como "que comprende", etc. no deben ser interpretados de manera exclusiva, es decir, el uso de esos términos no excluye la posibilidad de que la invención tal y como se ha descrito anteriormente pueda incluir otros elementos, etapas, etc.

15 Además, la invención no se limita a las realizaciones específicas descritas, sino que abarca también, por ejemplo, variantes de las mismas que puedan ser realizadas por una persona experta en la técnica, por ejemplo, respecto a la elección de materiales, dimensiones, componentes, configuraciones, etc., sin apartarse del alcance de la invención tal como se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1.- Sistema para la identificación de las condiciones de conectividad en redes eléctricas, que comprende:

5 unos primeros medios de detección de eventos (1) que están acoplados en un punto (5) de acometida de carga de la red eléctrica, que pueden detectar un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en dicho punto (5) de acometida de carga;

10 unos segundos medios de detección de eventos (2) que se pueden acoplar en una línea (4) de la red de distribución eléctrica, que pueden detectar un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en dicha línea (4) de distribución; y

15 unos medios de verificación de conectividad que comparan los eventos detectados por los primeros medios de detección de eventos (1) y los eventos detectados por los segundos medios de detección de eventos (2) para determinar a qué línea corresponde el evento producido en el punto (5) de acometida de carga,

20 donde dichos segundos medios de detección de eventos (2) contienen un registro cronológico de uno o varios primeros medios de detección de eventos (1), tantos como primeros medios de detección de eventos (1) de acometida de carga (5) están conectados aguas abajo de dicha línea (4) de distribución,

estando dicho sistema caracterizado porque:

25 los primeros medios de detección de eventos (1) comprenden al menos un sensor de corriente y al menos un reloj, y están configurados y dispuestos para detectar al menos dos eventos definidos como cambios en una magnitud de una corriente eléctrica pasiva que circula por dicho punto (5) de acometida de carga, y el tiempo entre dichos eventos detectados, que son al menos dos,

30 los segundos medios de detección de eventos (2) comprenden al menos un sensor de corriente y al menos un reloj, y están configurados y dispuestos para detectar al menos dos eventos definidos como cambios en una magnitud de una corriente eléctrica pasiva que circula por al menos dicha línea (4) de distribución y/o por al menos un punto de suministro conectado a dicha línea (4) de distribución, que es al menos una, para suministrarle electricidad a la misma, y el tiempo entre dichos eventos detectados, que son al menos dos, y

35 los medios de verificación de conectividad tienen acceso a datos relativos a dichos tiempos entre eventos, proporcionados por los primeros y los segundos medios de detección de eventos (1, 2), y están configurados, dispuestos y adaptados para procesar dichos datos comparando el tiempo entre los eventos detectados por los primeros medios de detección (1) con el tiempo entre los eventos detectados por los segundos medios de detección (2), para determinar, basándose al menos en la similitud entre dichos tiempos comparados, a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto (5) de acometida de carga.

40 2.- Sistema según la reivindicación 1, en el que:

45 los primeros medios de detección de eventos (1) están configurados y dispuestos para detectar una pluralidad de dichos eventos en dicho punto (5) de acometida de carga de una red eléctrica, y el patrón temporal seguido por dicha pluralidad de eventos detectados,

50 los segundos medios de detección de eventos (2) están configurados y dispuestos para detectar una pluralidad de dichos eventos en dicha línea (4) de distribución, que es al menos una, y/o en al menos un punto de suministro conectado a la misma, y el patrón temporal seguido por dicha pluralidad de eventos detectados, y

55 los medios de verificación de conectividad tienen acceso a datos relativos a dichos patrones temporales, proporcionados por los primeros y los segundos medios de detección de eventos (1, 2), y están configurados, dispuestos y adaptados para procesar dichos datos comparando dichos patrones temporales para determinar, basándose al menos en la similitud entre dichos patrones temporales comparados, a qué línea o líneas de distribución (4) se encuentra conectado eléctricamente el punto (5) de acometida de carga.

3.- Sistema según la reivindicación 2, en el que:

60 los primeros medios de detección de eventos (1) están configurados y dispuestos para detectar una pluralidad de dichos eventos en cada uno de una pluralidad de puntos (5) de acometida de carga de una red eléctrica, y los patrones temporales seguidos por dichas pluralidades de eventos detectados,

los segundos medios de detección de eventos (2) están configurados y dispuestos para detectar una pluralidad de dichos eventos en cada una de dos o más líneas (4) de distribución de la red eléctrica y/o de dos o más puntos de

suministro conectados a las mismas, y los patrones temporales seguidos por dichas pluralidades de eventos detectados, y

los medios de verificación de conectividad tienen acceso a datos relativos a dichos patrones temporales, proporcionados por los primeros y los segundos medios de detección de eventos (1, 2), y están configurados, dispuestos y adaptados para procesar dichos datos comparando dichos patrones temporales para determinar, basándose en la similitud entre dichos patrones temporales comparados, a qué línea o líneas (4) de distribución se encuentra conectado eléctricamente cada uno de dichos puntos (5) de acometida de carga.

4.- Sistema según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que los medios de detección de verificación de conectividad están además configurados para identificar qué punto o puntos (5) de acometida de carga son susceptibles de contribuir a pérdidas no técnicas en la línea o líneas (4) de distribución y generar una señal de alarma en el caso de producirse dicha contribución de pérdidas no técnicas.

5.- Sistema según la reivindicación 3, en el que el sistema se encuentra aplicado a una red de distribución eléctrica que comprende líneas acopladas y/o anilladas, donde al menos uno de dichos puntos (5) de acometida de carga se encuentra conectado a dos o más de dichas líneas acopladas y/o anilladas, y donde los segundos medios de detección de eventos (2) están configurados y dispuestos para detectar dicha pluralidad de eventos y de patrones temporales entre eventos en dichas dos o más líneas acopladas y/o anilladas.

6.- Sistema según la reivindicación 3, en el que los segundos medios de detección de eventos están configurados y dispuestos para detectar dicha pluralidad de eventos en al menos un punto de suministro conectado en la cabecera de la línea (4) de distribución y en al menos otro punto de suministro conectado en un punto intermedio de la misma línea (4) de distribución.

7.- Sistema según la reivindicación 1, en el que el reloj de los primeros medios de detección de eventos (1), que es al menos uno, es independiente del reloj de los segundos medios de detección de eventos (2), que es al menos uno, para realizar sus respectivas detecciones de tiempo o tiempos entre eventos de manera independiente.

8.- Sistema según la reivindicación 1, en el que los primeros medios de detección de eventos (1) y los segundos medios de detección de eventos (2) comprenden medios de almacenamiento para almacenar en memoria los eventos detectados junto con unos correspondientes sellos temporales indicativos de los momentos en que los eventos han ocurrido.

9.- Método para la identificación de las condiciones de conectividad en redes eléctricas, que comprende:

detectar, por unos primeros medios de detección de eventos que están acoplados en un punto de acometida de carga de la red eléctrica, un evento que comprende un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en dicho punto de acometida de la red eléctrica,

detectar, por unos segundos medios de detección de eventos que están acoplados en una línea de la red de distribución eléctrica, un evento que comprende un cambio en una magnitud de la corriente eléctrica que circula en dicha línea de la red de distribución eléctrica, y

comparar, por unos medios de verificación de conectividad, los cambios de magnitud de la corriente eléctrica detectados en el punto de acometida de la red con los cambios de magnitud de la corriente eléctrica detectados en la línea eléctrica para determinar a qué línea corresponde el evento producido en el punto de acometida, donde dichos segundos medios de detección de eventos (2) contienen un registro cronológico de uno o varios primeros medios de detección de eventos (1), tantos como primeros medios de detección de eventos (1) de acometida de carga (5) están conectados aguas abajo de dicha línea (4) de distribución,

caracterizado porque el método comprende además:

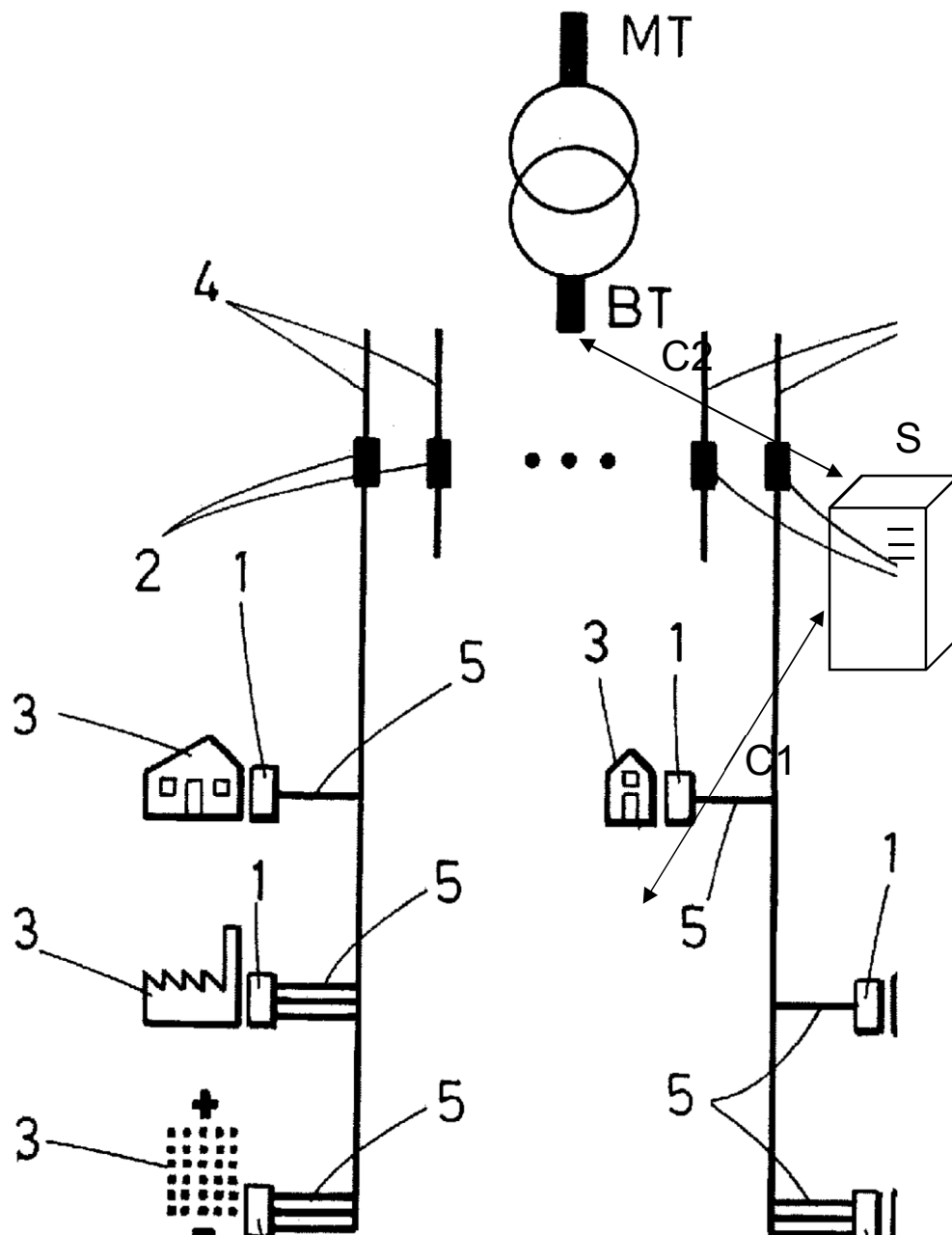
detectar, por los primeros medios de detección de eventos, al menos dos eventos definidos como cambios en una magnitud de una corriente eléctrica pasiva que circula por dicho punto de acometida de carga de una red eléctrica, y el tiempo entre dichos eventos detectados, que son al menos dos,

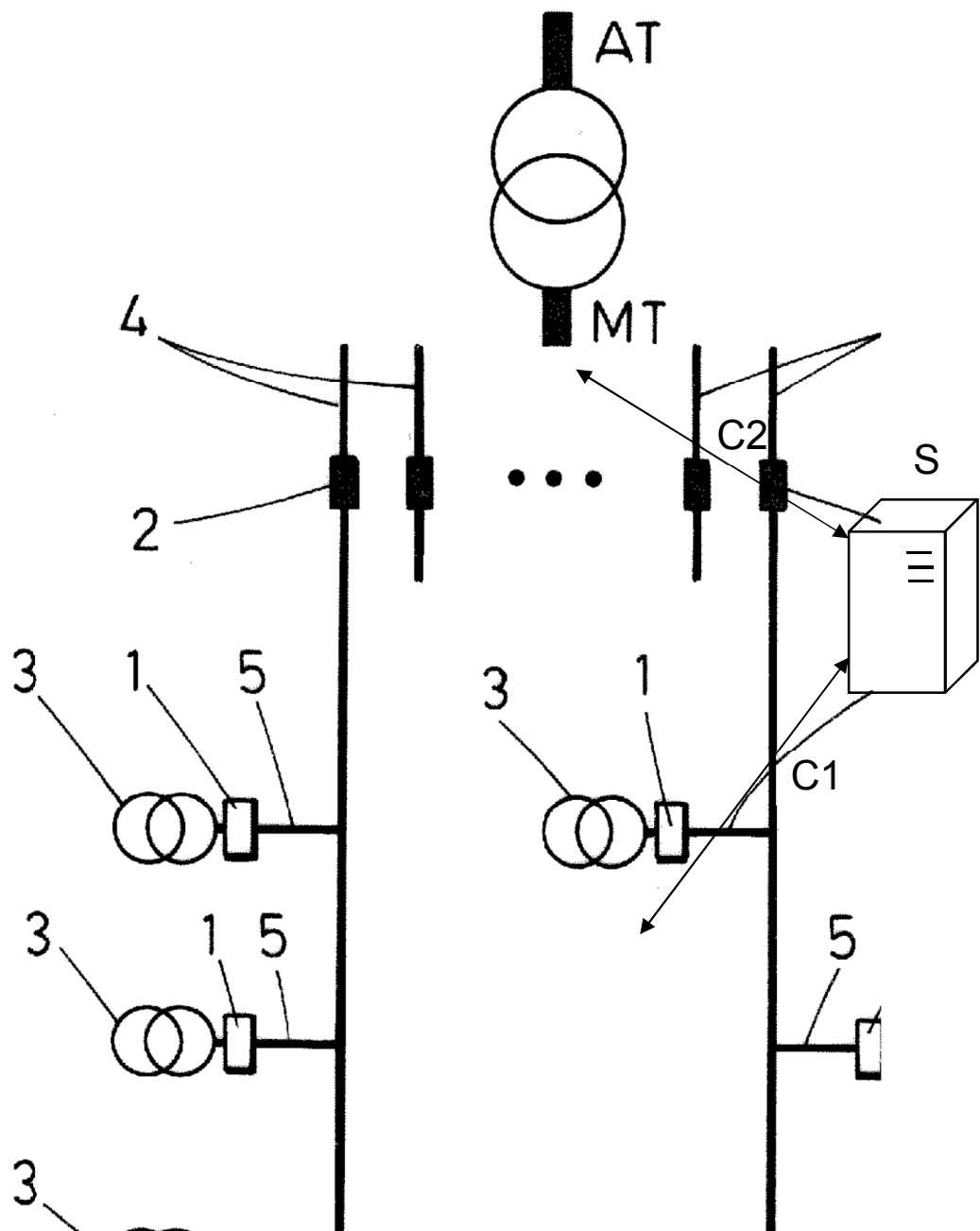
detectar, por los segundos medios de detección de eventos, al menos dos eventos definidos como cambios en una magnitud de una corriente eléctrica pasiva que circula por al menos dicha línea de distribución de la red eléctrica y/o por al menos un punto de suministro conectado a dicha línea de distribución, que es al menos una, para suministrarle electricidad a la misma, y el tiempo entre dichos eventos detectados, que son al menos dos, y

comparar, por los medios de verificación de conectividad, el tiempo entre los eventos detectados en dicho punto de acometida de carga con el tiempo entre los eventos detectados en dicha línea de distribución de la red eléctrica, que es al menos una, y/o en dicho punto de suministro, que es al menos uno, para determinar, basándose al menos en

la similitud entre dichos tiempos comparados, a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto de acometida de carga.

- 5 10.- Método según la reivindicación 9, que comprende además
detectar, por los primeros medios de detección de eventos, una pluralidad de eventos en dicho punto de acometida de carga de una red eléctrica y el patrón temporal seguido por dicha pluralidad de eventos detectados;
- 10 detectar, por los segundos medios de detección de eventos, una pluralidad de dichos eventos en dicha línea de distribución de la red eléctrica, que es al menos una, y/o en al menos un punto de suministro conectado a la misma, y el patrón temporal seguido por dicha pluralidad de eventos detectados, y
- 15 procesar, por los medios de verificación de conectividad, dichos datos detectados comparando dichos patrones temporales para determinar, basándose al menos en la similitud entre dichos patrones temporales comparados, a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto de acometida de carga.
- 20 11.- Método según la reivindicación 9 o 10, que comprende además, realizar una verificación cruzada de patrones temporales y una verificación cruzada de eventos detectados para determinar a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto de acometida de carga.
- 25 12.- Método según la reivindicación 9, que comprende almacenar en memoria los eventos detectados junto con unos correspondientes sellos temporales indicativos de los momentos en que los eventos han ocurrido.
- 30 13.- Método según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores 9 a 12, que comprende además aplicar una función matemática o estadística para identificar si el punto de acometida de carga contribuye a unas pérdidas no técnicas en la línea o líneas de distribución, donde dicha función matemática o estadística relaciona unas magnitudes físicas medidas por dichos segundos medios de detección de eventos con unas magnitudes físicas medidas por los primeros medios de detección de eventos, comprendiendo dichas magnitudes físicas al menos la intensidad instantánea, RMS o energía.
- 35 14.- Método según la reivindicación 13, en el que dicha función matemática o estadística comprende la utilización de al menos dos variables independientes incluyendo un cambio de amplitud de los eventos detectados y la diferencia temporal de los mismos.
- 40 15.- Método según la reivindicación 9 o 10, que comprende ejecutar instrucciones de código de un programa de ordenador por parte de al menos un procesador, para procesar datos relativos a dichos tiempos entre eventos y para realizar dicha comparación de los mismos y determinación de a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto de acometida de carga.
- 16.- Método según la reivindicación 15, en el que dichas instrucciones de código realizan dicha comparación teniendo en cuenta además la similitud de los eventos comparados para determinar a qué línea o líneas de distribución se encuentra conectado el punto de acometida de carga.





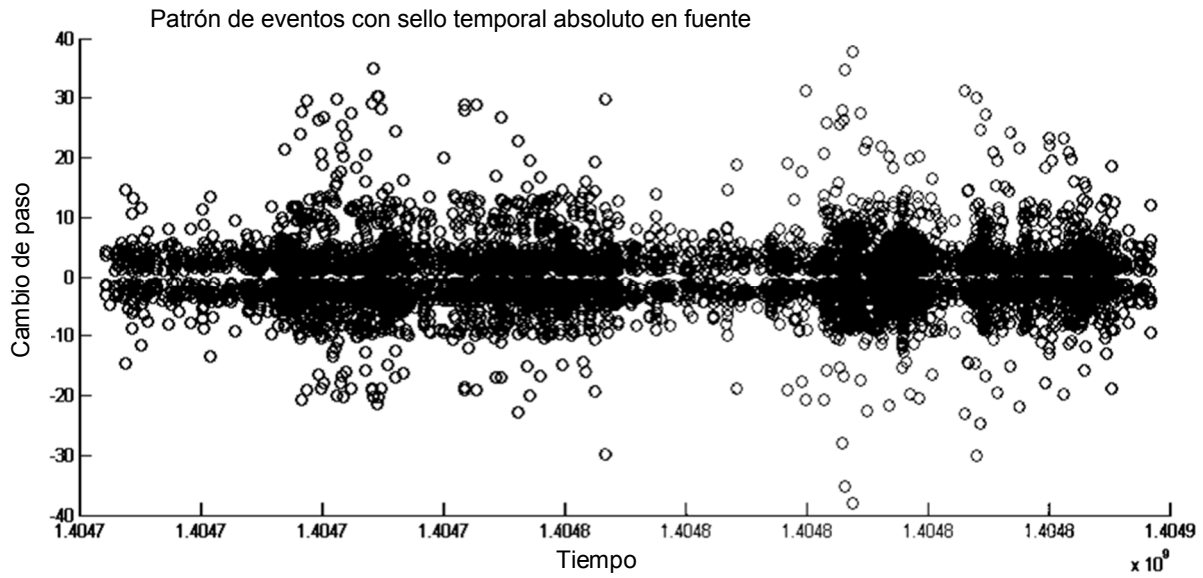


FIG. 3

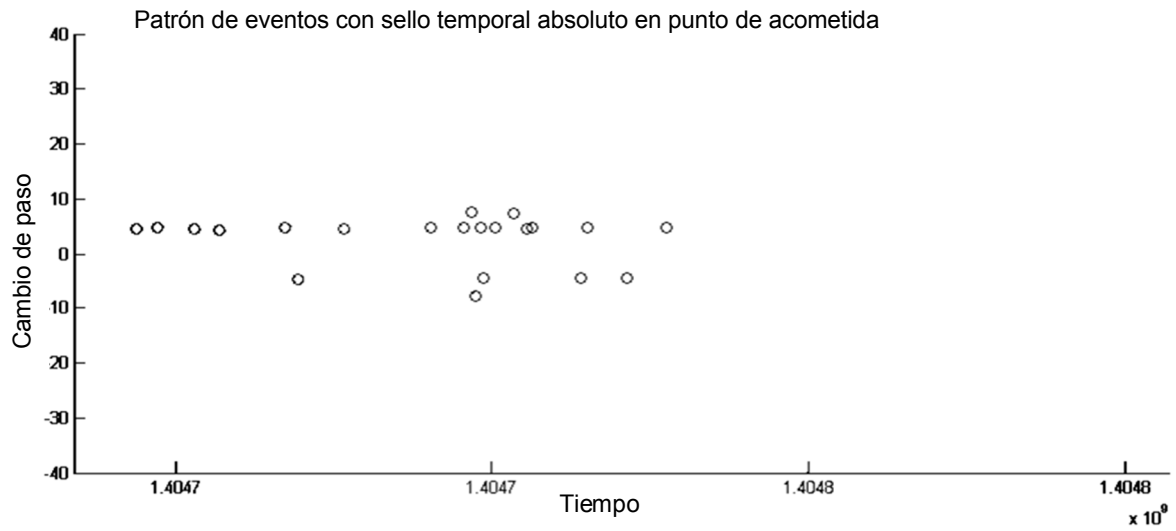


FIG. 4

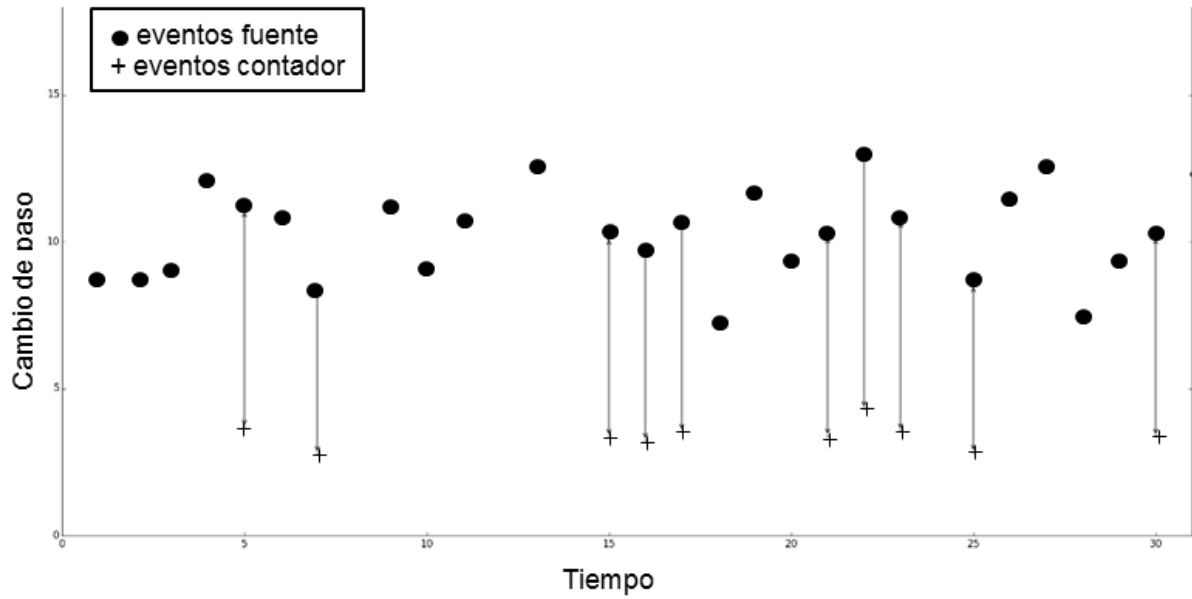


FIG. 5

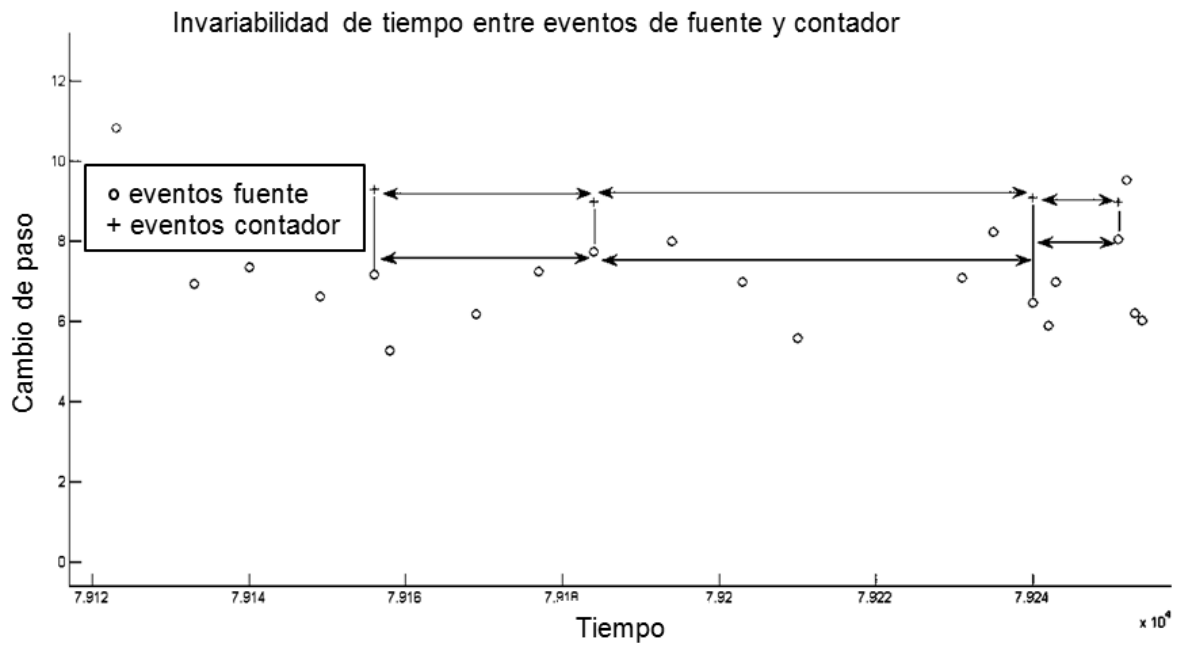


FIG. 6

