



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



(11) Número de publicación: **2 342 829**

(51) Int. Cl.:

**G01R 25/00** (2006.01)

**G01R 29/18** (2006.01)

(12)

### TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

(96) Número de solicitud europea: **04734683 .8**

(96) Fecha de presentación : **25.05.2004**

(97) Número de publicación de la solicitud: **1756594**

(97) Fecha de publicación de la solicitud: **28.02.2007**

(54) Título: **Procedimiento y aparato para detectar la fase de cableado de una tensión de fase desconocida arbitraria con respecto a una tensión de fase de referencia.**

(73) Titular/es: **Enel Distribuzione S.p.A.**  
**Via Ombrone 2**  
**00198 Roma, IT**

(45) Fecha de publicación de la mención BOPI:  
**15.07.2010**

(72) Inventor/es: **Giubbini, Paolo y**  
**Veroni, Fabio**

(45) Fecha de la publicación del folleto de la patente:  
**15.07.2010**

(74) Agente: **Carpintero López, Mario**

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

## DESCRIPCIÓN

Procedimiento y aparato para detectar la fase de cableado de una tensión de fase desconocida arbitraria con respecto a una tensión de fase de referencia.

5 La presente invención se refiere a un procedimiento y un aparato para detectar la fase de cableado de una tensión de fase desconocida con respecto a un voltaje de fase de referencia en un sistema de distribución de energía eléctrica con una línea eléctrica polifásica.

10 Los sistemas modernos de distribución de energía utilizan líneas de energía polifásica para distribuir la electricidad. Una línea de energía polifásica comprende una pluralidad de, habitualmente tres, conductores, portando cada conductor un voltaje de fase especificado. Como es bien conocido, una línea eléctrica polifásica puede o no tener un conductor neutral que, si está presente, constituye un conductor adicional de la línea de energía polifásica. Adicionalmente, además de estos conductores de una típica línea eléctrica polifásica, puede o no haber un conductor adicional 15 que lleva el potencial de descarga a tierra.

20 Si bien una línea eléctrica polifásica ofrece muchas ventajas para ciertos tipos de cargas, p. ej., máquinas eléctricas que emplean campos magnéticos rotatorios, hay muchos consumidores de electricidad que no están conectados con todas las fases disponibles en una línea de energía polifásica dada. Para muchos tipos de cargas es suficiente que la 25 carga esté conectada entre dos de las fases o, lo que es más habitual, entre una de las fases disponibles y el conductor neutral. Este esquema de cableado está ampliamente difundido, en particular en las redes de bajo voltaje utilizadas para suministrar electricidad a los aparatos de consumo en el ámbito doméstico. En Europa, la red de distribución de energía de bajo voltaje tiene tres fases de cableado, cada una en un voltaje de entre 220 Voltios a 240 Voltios a neutral, estando separadas las tres fases en un ángulo de 120°. En particular, en el ámbito doméstico, la mayoría de las 25 cargas eléctricas se conectan entre una de las tres fases de cableado, R, S, T, y el conductor neutral N, siendo la fase específica, R o S o T, con la cual la carga está efectivamente conectada, insignificante para la mayoría de los tipos de aplicaciones y cargas unifásicas y, por lo tanto, típicamente desconocida.

30 En algunos casos, sin embargo, es deseable detectar la fase con la cual está conectada una carga dada. Por ejemplo, en un sistema de comunicación por línea de energía que emplea la red existente de distribución por línea de energía con fines de telecomunicación, puede ser sumamente deseable que el transmisor conozca el voltaje de fase con el cual 35 está conectado el receptor, porque puede esperarse que la comunicación entre el transmisor y el receptor, mediante una línea de energía, sea mejor si el transmisor y el receptor están conectados con el mismo voltaje de fase, que si el transmisor y el receptor se comunican entre sí por distintas fases, a través de diafonía capacitiva o inductiva entre las fases.

40 En un sistema de medición de electricidad para medir la energía eléctrica consumida por una pluralidad de consumidores, hay buenas razones para detectar la fase de cableado de un contador de electricidad situado dentro, o fuera, del ámbito del consumidor. Por ejemplo, la detección de la fase de cableado permite juzgar si un consumidor ha recableado ilegalmente el contador de electricidad a fin de impedir que el contador mida correctamente la energía 45 consumida. Si los contadores se comunican con otros nodos en un sistema de medición remota a través de la comunicación por línea de energía, el conocimiento de la fase con la cual se conectan los respectivos contadores remotos en el ámbito del consumidor es información valiosa para optimizar el rendimiento de la comunicación del sistema de medición remota en su totalidad.

50 A partir del documento US 4.626.622, se conoce cómo identificar una fase desconocida dentro de una red polifásica, por comparación de la fase desconocida con una fase de referencia conocida de la red polifásica. El sistema comprende un primer dispositivo conectado con la fase de referencia y un segundo dispositivo conectado con la fase desconocida en otra ubicación. Cada uno de los dispositivos primero y segundo comprende un módem para establecer una conexión telefónica entre los dos dispositivos. El primer dispositivo incluye circuitos para producir una señal digital representativa del voltaje alternado de la fase de referencia. Esta señal representativa se transmite, a través de los dos módems y la conexión telefónica, desde el primer dispositivo al segundo. El segundo dispositivo incluye un circuito de detección de fase para identificar la fase desconocida, detectando el ángulo de fase entre el voltaje alternado de la fase de referencia y el voltaje alternado de la fase desconocida.

55 Si bien el procedimiento y el sistema conocidos a partir de este documento son adecuados para llevar a cabo la identificación de la fase desconocida cuando la ubicación de referencia de la fase de cableado conocida en un punto de la red polifásica, p. ej., las salidas de un transformador de subestación, está lejos de la ubicación donde la fase es desconocida, este procedimiento y sistema tienen el inconveniente de que se requiere una conexión telefónica por separado entre los dispositivos primero y segundo. En muchos casos, no se dispone de una conexión telefónica por separado.

60 El documento IEC 61334-5-2 define un procedimiento para identificar una fase desconocida dentro de una red polifásica, por medio de la inyección de un breve paquete de datos o señal de sello temporal en la red polifásica cuando tiene lugar un primer punto de referencia, p. ej., un cruce nulo, en el voltaje de fase de referencia. La red polifásica en sí sirve para comunicar el paquete breve de datos o la señal de sello temporal a la ubicación donde la fase desconocida ha de identificarse. En la ubicación de la fase desconocida, el paquete breve de datos, o la señal de sello temporal, se extrae de la línea de energía polifásica y se mide un intervalo temporal entre la aparición del paquete breve

de datos, o la señal de sello temporal, y un punto de referencia, p. ej., un cruce nulo, en el voltaje de fase desconocido. Ese intervalo temporal indica entonces el ángulo de fase entre la fase de referencia y la fase desconocida. El ángulo de fase así determinado permite identificar el cableado de la fase desconocida.

- 5 Si bien el procedimiento de identificación de fase definido en este estándar no requiere una línea telefónica por separado entre la ubicación de la fase conocida y la ubicación de la fase desconocida, este procedimiento padece el inconveniente de que la comunicación por línea de energía, generalmente, tiene sólo una gama limitada. Las características eléctricas de las líneas de energía no son idealmente adecuadas para transmitir señales de comunicación. Además, muchas cargas eléctricas conectadas con líneas de energía tienden a generar un significativo umbral de ruido, de forma tal que, ya a distancias moderadas desde la ubicación del transmisor, la razón entre señal y ruido, para detectar el paquete breve de datos, o la señal de sello temporal, deviene inaceptablemente baja. Esto limita el uso del procedimiento de detección de fase según el estándar IEC.
- 10

15 Un procedimiento para detectar la fase de cableado en una ubicación remota, con respecto a una fase de cableado de referencia en una ubicación de referencia, según el preámbulo de la reivindicación 1, se conoce a partir del documento US 5.617.329. Según este documento, la estación central combina la fase de la estación retransmisora y la fase del contador con respecto a la estación retransmisora, a fin de determinar la fase absoluta del contador.

20 En consecuencia, es un objeto de la presente invención proporcionar un procedimiento y aparato para detectar la fase de cableado de un voltaje de fase desconocida con respecto a un voltaje de fase de referencia en un sistema de distribución de energía eléctrica polifásica, donde tales procedimiento y dispositivo permiten detectar la fase de cableado, incluso si la ubicación de la fase de cableado desconocida está a una distancia mayor de la fase de referencia conocida y no se dispone de un canal de comunicación directa que conecte la ubicación de la fase conocida y la ubicación de la fase de cableado desconocida.

25 Este objeto se resuelve de acuerdo a la presente invención, según lo definido en las reivindicaciones independientes de la patente. Se dan realizaciones ventajosas de la presente invención en las reivindicaciones dependientes.

30 Según una realización de la presente invención, a fin de detectar la fase de cableado de un voltaje de fase desconocida en una ubicación remota con respecto a un voltaje (R) de fase de referencia en una ubicación de referencia, en un sistema de distribución de energía eléctrica con una línea (R, S, T, N) de energía unifásica o polifásica, se dispone, entre dicha ubicación de referencia y dicha ubicación remota, al menos una ubicación retransmisora para retransmitir señales entre dicha ubicación de referencia y dicha ubicación remota, y se conecta con una fase de cableado de la línea de energía polifásica. Se detecta una primera relación de fase entre la fase de cableado de referencia en la ubicación de referencia y la fase de cableado en una tal ubicación retransmisora. Además, se detecta una segunda relación de fase entre la fase de cableado en la ubicación retransmisora y la fase de cableado en la ubicación remota. Sobre la base de las relaciones de fase primera y segunda, puede obtenerse la fase de cableado de la ubicación remota con respecto a la fase de cableado de referencia.

40 Según la invención, la primera relación de fase detectada se transmite desde la ubicación retransmisora hacia la ubicación remota.

45 La primera relación de fase puede obtenerse de un buen número de maneras distintas. Si se incorpora un nuevo nodo en una ubicación remota para extender una red existente, un nodo previamente existente de la red puede asumir la función de una ubicación retransmisora, para la cual la fase de cableado ya es conocida a raíz de una detección previa. En este caso, es suficiente que la ubicación retransmisora efectúe la detección de la segunda relación de fase entre la fase de cableado en la ubicación retransmisora y la ubicación remota incorporada. La fase de cableado en la ubicación remota puede determinarse luego en la ubicación remota o en la ubicación retransmisora sobre la base de la segunda relación de fase detectada de esta manera, y de la fase de cableado ya conocida de la ubicación retransmisora, o bien la ubicación retransmisora transmite la segunda relación de fase detectada a la ubicación de referencia, donde la fase de cableado de la ubicación remota puede determinarse utilizando el conocimiento de la fase de cableado de la ubicación retransmisora.

55 Si la(s) ubicación(es) retransmisora(s) entre la ubicación de referencia y la ubicación remota tienen arbitrarias fases de cableado desconocidas, puede ser ventajoso detectar una primera relación de fase entre la fase de cableado en la ubicación de referencia y la fase de cableado en la ubicación retransmisora, y transmitirla hacia dicha ubicación remota. Se detecta una segunda relación de fase entre dicha ubicación retransmisora y dicha ubicación remota. Sobre la base de dicha primera relación de fase y dicha segunda relación de fase, puede detectarse la fase de cableado en dicha ubicación remota con respecto a la fase de cableado en la ubicación de referencia.

60 Ventajosamente, las ubicaciones pueden ser nodos de una red que emplea la línea de energía como un medio de transmisión de señales de comunicación.

Según una realización de la presente invención, la fase de cableado de un voltaje de fase desconocida, con respecto a un voltaje de fase de referencia en un sistema de distribución de energía eléctrica con una línea de energía unifásica o polifásica, se detecta transmitiendo, desde una ubicación de referencia, una primera señal de sello temporal cuando tiene lugar un primer punto de referencia en el voltaje de fase de referencia. La primera señal de sello temporal se recibe en una ubicación retransmisora, donde se mide un primer intervalo temporal entre la ocurrencia de la primera

señal de sello temporal y la ocurrencia de un punto de referencia en una primera fase arbitraria de cableado de la línea de energía, a fin de obtener una primera información de relación de fase que indique una relación de fase entre el voltaje de fase de referencia y el primer voltaje de fase arbitraria. Desde la ubicación retransmisora se transmite un mensaje de retransmisión, que comprende esta información de relación de fase. Además, desde la ubicación retransmisora se transmite una señal de sello temporal de retransmisión cuando tiene lugar un segundo punto de referencia en el primer voltaje de fase arbitraria.

Según esta realización de la presente invención, la generación de una señal de sello temporal de retransmisión, junto con un mensaje de retransmisión que comprende dicha información de relación de fase, permite retransmitir en la ubicación retransmisora la información de fase de referencia a una ubicación remota, sin que haya necesidad de un canal de comunicación directa entre la ubicación de referencia y la ubicación remota.

La ubicación retransmisora puede acompañarse de ubicaciones retransmisoras adicionales para salvar distancias aun mayores entre la ubicación de referencia y la ubicación remota. Ventajosamente, una retransmisión adicional en una tercera ubicación recibe la señal de sello temporal de retransmisión y el mensaje de retransmisión desde la ubicación retransmisora precedente y mide un segundo intervalo temporal entre la ocurrencia de la señal de sello temporal de retransmisión y la ocurrencia de un punto de referencia en un segundo voltaje de fase arbitraria en la tercera ubicación, a fin de obtener información de una segunda relación de fase que indica una relación de fase entre los voltajes de fase de cableado en las ubicaciones retransmisoras consecutivas. En la tercera ubicación, se combina luego la información de la segunda relación de fase y la información de la primera relación de fase que se recibió de la ubicación retransmisora precedente. La información combinada de relación de fase indica la relación de fase entre el voltaje de fase de referencia y el voltaje de fase de cableado en la tercera ubicación. Esta información puede transmitirse a la ubicación posterior en forma de un mensaje de retransmisión adicional, o bien esta información puede utilizarse para determinar la fase de cableado desconocida en la tercera ubicación.

El término “ubicación de referencia” puede referirse a una ubicación o nodo donde se conoce la fase de cableado de la línea de energía, ya sea simplemente por definición, como sería el caso en la salida de un transformador trifásico. El término ubicación remota se refiere entonces a una ubicación o nodo donde se desconoce la fase de cableado. Ha de observarse, sin embargo, que, alternativamente, el término “ubicación de referencia” puede también referirse a una ubicación o nodo donde la fase de cableado es desconocida y el término “ubicación remota” se refiere a una ubicación o nodo donde se conoce la fase de cableado. En la realización anteriormente descrita, la relación combinada de fase entre ubicaciones adyacentes se lleva hasta la ubicación remota. No marca una diferencia esencial, para detectar una fase de cableado desconocida, si esta relación de fase se lleva en la dirección desde la ubicación con la fase de cableado conocida hasta la ubicación con la fase de cableado desconocida, o en la dirección opuesta. En el primer caso, la información requerida para determinar la fase de cableado desconocida está disponible en la ubicación de la fase de cableado desconocida, mientras que, en el segundo caso, esta información está disponible en la ubicación de la fase de cableado conocida.

La información de relación de fase puede representarse en términos de tiempo, en términos de ángulos de fase o en términos de “saltos” entre fases consecutivas a distinguir en el diagrama de fases que describe el sistema polifásico. En un sistema trifásico cada salto correspondería a un ángulo de fase de  $120^\circ$ . Si también hay necesidad de detectar el cableado inverso, entonces, en un sistema trifásico habría seis distintas posibilidades de cableado a distinguir, y cada salto correspondería a  $60^\circ$ , porque en este caso hay tres fases normales más otras tres fases inversas a considerar.

La información de relación de fase en un mensaje de retransmisión recibido y la información de relación de fase obtenida de la medición del intervalo temporal entre la señal de sello temporal recibida y un punto de referencia en un voltaje de fase de cableado en la ubicación receptora pueden combinarse de una gran variedad de maneras y, preferiblemente, sumando los respectivos intervalos temporales, los valores asociados de ángulo de fase o el número de saltos. Esta suma puede, ventajosamente, ser una suma en módulo M. Si la información de relación de fase se representa en términos de tiempo, entonces M indica el periodo del voltaje alternado portado en la línea de energía polifásica. Si la información de relación de fase se representa en términos de ángulos de fase, M indica el valor del ángulo de fase asociado a un ciclo completo, es decir,  $2n$  o  $360^\circ$ . Si la información de relación de fase se representa en términos de un cierto número de saltos entre las fases, entonces M indica el número de posibilidades de fase de cableado a distinguir en el sistema polifásico.

Preferiblemente, el intervalo temporal entre la ocurrencia de una señal de sello temporal y la ocurrencia de un punto de referencia se mide redundantemente, a fin de aumentar la fiabilidad del resultado final de la medición. Preferiblemente, para medir un intervalo temporal específico, el transmisor transmite más de una señal de sello temporal, estando cada señal de sello temporal sincronizada con un punto de referencia en el voltaje de fase del transmisor. Esto permite que el receptor repita la medición del intervalo temporal entre la señal del sello temporal y la ocurrencia de un punto de referencia en el voltaje de fase del receptor, a fin de decidir el intervalo temporal medido sobre la base de un voto mayoritario, y/o informar al transmisor sobre un fallo de medición del intervalo temporal si no se logra un claro voto mayoritario.

Ventajosamente, los mismos relés que retransmiten la señal de sello temporal y la información de relación de fase pueden utilizarse para retransmitir un mensaje de retorno desde la ubicación remota de cableado de fase desconocida hasta la ubicación de fase de referencia, a fin de informar a la ubicación de fase de referencia sobre la fase de cableado detectada en la ubicación remota.

## ES 2 342 829 T3

Preferiblemente, los respectivos puntos de referencia en la fase de referencia y en las fases arbitrarias de cableado en la(s) respectiva(s) ubicación(es) retransmisora(s) y en la ubicación remota son sucesos repetitivos predeterminados que ocurren con un periodo  $T$ , que es el periodo de voltaje alternado de la red de distribución de energía polifásica, p. ej., 20 ms en el caso de un sistema de 50 Hz. Los cruces nulos de los respectivos voltajes de fase, con una pendiente de signo especificado, son especialmente adecuados como puntos de referencia.

Una señal de sello temporal puede ser una ráfaga breve o cualquier clase de paquete adecuado de datos o secuencia de símbolos que sea breve en comparación con el periodo  $T$  de voltaje de fase, dividido entre el número de posibilidades de fase de cableado a distinguir. La señal de sello temporal también puede ser una discontinuidad de fase y/o una discontinuidad de amplitud en una señal más compleja, una secuencia de bits o una señal de mensaje.

Preferiblemente, en un sistema polifásico con un número impar  $N$  de fases, la información de relación de fase se hace corresponder con  $2N$  distintas fases de cableado, por ejemplo, con una separación de  $60^\circ$  si  $N = 3$ , a fin de tener en cuenta la posibilidad de que en una ubicación retransmisora, o en la ubicación remota con el cableado de fase desconocida, una fase específica puede conectarse con polaridad invertida. Esta característica puede ser especialmente útil en aplicaciones de medición remota de electricidad, a fin de detectar un error de cableado o un recableado ilegal del contador remoto en el ámbito del consumidor.

Las señales de sello temporal y los mensajes generados en las diversas ubicaciones, preferiblemente, pueden transmitirse desde una ubicación a la siguiente mediante comunicación por línea de energía, o por medio de cualquier otra tecnología de comunicación que ofrezca una gama de comunicación suficiente para salvar la distancia hasta la siguiente ubicación retransmisora, por ejemplo, el cable óptico o la comunicación por radio. Si se emplea la comunicación por línea de energía para transmitir las señales de sello temporal y los mensajes desde una ubicación a la próxima, estas señales pueden inyectarse en todas las  $N$  fases de la línea de energía polifásica, o bien puede ser suficiente inyectar estas señales sólo en una única fase, debido al acoplamiento capacitivo e inductivo, bastante fuerte, que existe en una típica línea de energía polifásica entre las diversas fases. En aplicaciones con un gran número de ubicaciones retransmisoras disponibles, p. ej., en un sistema de medición remota de electricidad con un número considerable de consumidores conectados con la misma sección de red de bajo voltaje, la comunicación por Bluetooth, o cualquier otra comunicación por radio de alcance limitado, puede ser una tecnología adecuada de comunicación entre las diversas ubicaciones consecutivas, hasta la ubicación remota cuyo cableado de fase ha de detectarse.

La presente invención también se refiere a un aparato para realizar, o participar en, un procedimiento según la presente invención. Una realización de un aparato retransmisor para detectar el cableado de fase de un voltaje de fase desconocida arbitraria comprende un circuito para recibir una primera señal de sello temporal, un circuito para medir un intervalo temporal entre la ocurrencia de dicha señal de sello temporal y la ocurrencia de un punto de referencia en un voltaje de fase de cableado arbitraria de dicha línea de energía, a fin de obtener la información de relación de fase que indique una relación de fase entre dicha señal de sello temporal y dicho voltaje de fase arbitraria, un circuito para generar y transmitir un mensaje de retransmisión que comprende dicha información de relación de fase, y un circuito para generar y transmitir una señal de sello temporal de retransmisión cuando tiene lugar un segundo punto de referencia en dicho voltaje de fase arbitraria. El aparato retransmisor según esta realización, preferiblemente, también comprende un circuito para recibir información de relación de fase atribuida a dicha primera señal de sello temporal, donde tal información de relación de fase puede ser de la forma de un mensaje de retransmisión desde un aparato retransmisor en una ubicación retransmisora precedente. El circuito para generar un mensaje de retransmisión, preferiblemente, combina luego la relación de fase recibida y la información de relación de fase obtenida al medir el intervalo temporal, a fin de generar el mensaje de retransmisión, de forma tal que comprenda la información combinada de relación de fase.

Según una realización adicional de la presente invención, un aparato para detectar el cableado de fase de un voltaje de fase arbitraria desconocida comprende un circuito para recibir una señal de sello temporal, un circuito para medir un intervalo temporal entre la ocurrencia de la señal de sello temporal y la ocurrencia de un punto de referencia en dicho voltaje de fase de cableado arbitraria desconocida, a fin de obtener información de relación de fase que indique una relación de fase entre dicha señal de sello temporal y dicho voltaje de fase arbitraria desconocida, un circuito para recibir un mensaje de retransmisión que comprende información de relación de fase que indica una relación de fase entre la fase de referencia y la señal de sello temporal, y un circuito para combinar la información de relación de fase, que indica una relación de fase entre la señal de sello temporal y dicho voltaje de fase desconocida arbitraria, y dicha información de relación de fase recibida, así como un circuito para determinar el cableado de fase de dicho voltaje de fase arbitraria desconocida a partir de dicha información combinada de relación de fase. Un aparato según esta realización de la presente información es capaz de comunicarse con una ubicación retransmisora precedente a fin de determinar el cableado de fase del voltaje de fase arbitraria desconocida en la ubicación del aparato.

Una aplicación especialmente ventajosa de la presente invención reside en el campo de la medición remota del consumo de electricidad distribuida a un gran número de consumidores a través de un sistema público de distribución de electricidad. Un sistema de medición remota de esta clase puede comprender un concentrador situado, p. ej., en una subestación secundaria para transformar el voltaje transportado por la red de distribución de voltaje medio, p. ej., de 20 kV, en un voltaje bajo, p. ej. de 230 V. La subestación secundaria alimenta una red polifásica de bajo voltaje con la cual se conecta una pluralidad de consumidores. Cada consumidor tiene un contador de electricidad capaz de comunicarse con el concentrador de la sección de red con la cual está conectado. A fin de ayudar al concentrador para detectar la fase de cableado de los contadores remotos conectados con su sección de red de bajo voltaje, cada contador

# ES 2 342 829 T3

remoto, preferiblemente, comprende un aparato retransmisor según la presente invención y/o un aparato para detectar el cableado de fase de un voltaje de fase desconocida arbitraria según la presente invención.

En lo que sigue, se describirán realizaciones ventajosas de la presente invención, con referencia a los dibujos adjuntos. La siguiente descripción sirve para ilustrar realizaciones específicas de la presente invención que, sin embargo, no se interpretarán como limitadoras de la presente invención.

La Fig. 1 muestra el bosquejo de un sistema para detectar la fase de cableado de un voltaje de fase desconocida en un sistema de distribución de energía eléctrica según la presente invención;

La Fig. 2 muestra un diagrama temporal para ilustrar el funcionamiento del sistema de detección de fase de cableado mostrado en la Fig. 1, según una realización de la presente invención;

La Fig. 3 muestra una realización de una señal de sello temporal;

La Fig. 4 muestra una señal de mensaje que comprende una señal de sello temporal y una porción de mensaje;

La Fig. 5 muestra un diagrama en bloques de un nodo que forma parte del sistema mostrado en la Fig. 1;

La Fig. 6A muestra una realización de un circuito para detectar sellos temporales en un voltaje de fase;

La Fig. 6B es un diagrama de temporización que ilustra el funcionamiento del circuito mostrado en la Fig. 6A.

La Fig. 1 muestra el bosquejo de un sistema para detectar la fase de cableado de un voltaje de fase desconocida en un sistema de distribución de energía eléctrica según la presente invención. En la Fig. 1, L indica una línea de energía polifásica como parte de un sistema de distribución de energía eléctrica. La línea L de energía polifásica en la Fig. 1 es una línea de energía trifásica con tres fases indicadas como R, S y T, así como un conductor neutral N. Entre dos cualesquiera de las tres fases R, S y T hay un desplazamiento de fase de  $120^\circ$ , como es bien conocido para los sistemas trifásicos de distribución de energía. PC, en la Fig. 1, indica capacitancias parasitarias de acoplamiento distribuido entre las tres fases R, S y T de la línea L de energía polifásica.

El número 1 de referencia indica un nodo conectado con la línea L de energía en una primera ubicación. En la realización de la Fig. 1, el nodo 1 está conectado con todas las tres fases R, S y T, así como con el conductor neutral N de la línea L de energía, a fin de poder inyectar y extraer señales de comunicación de la línea de energía en, y desde, la línea L de energía, aunque, debido al acoplamiento capacitivo parasitario entre las tres fases, sería suficiente conectar el nodo 1 con menos de tres fases. El nodo 1 utiliza una de las tres fases R, S y T como fase de referencia. Cualquier de las fases disponibles R, S y T puede escogerse en el nodo 1 como una fase de referencia. Sin ninguna pérdida de generalidad, puede suponerse que R indica la fase de referencia en el sistema de detección de fase de cableado mostrado en la Fig. 1.

Los números de referencia 2 y 3 en la Fig. 1 indican nodos retransmisores conectados con fases arbitrarias, desconocidas a priori, de la línea L de energía polifásica. En el ejemplo mostrado en la Fig. 1, el nodo retransmisor 2 está conectado entre la fase T y el conductor neutral N, mientras que el nodo retransmisor 3 está conectado entre la fase R y el conductor neutral N. La fase de cableado de estos nodos retransmisores es arbitraria en el sentido de que puede utilizarse cualquiera de las fases disponibles de la línea L de energía, sin necesidad de saber por anticipado con cuál de las fases está conectado el nodo. Debe observarse que, aunque se muestra una línea de energía polifásica en esta realización, la presente invención no está limitada a la detección de fase de cableado para líneas de energía polifásica. En el caso de una línea de energía unifásica, puede ser interesante detectar el cableado inverso de un consumidor en una ubicación remota. La presente invención también es aplicable a sistemas unifásicos.

El número de referencia 4 indica un nodo conectado con una fase arbitraria desconocida de la línea L de energía polifásica. El nodo 4 puede ser cualquier clase de aparato o circuito para el cual tiene interés la información de con cuál de las tres fases R, S y T está conectado. Como ejemplo, el nodo 4 puede ser un contador de electricidad unifásica o polifásica para el cual se desea detectar su(s) fase(s) de cableado con respecto a la fase R de referencia, p. ej., a fin de poder detectar errores o fraude en la forma en que el contador está conectado con la línea L de energía polifásica, y/o a fin de emplear el contador remoto 4 como un nodo en aplicaciones de comunicación por línea de energía, como la medición remota de electricidad de manera optimizada.

En la realización mostrada en la Fig. 1, no hay ninguna necesidad de un canal de comunicación directa entre la ubicación de referencia del nodo 1 y la ubicación remota del nodo 4 cuya fase de cableado ha de detectarse. A fin de poder realizar esta detección, los nodos 2 y 3 actúan como relés. El funcionamiento de este sistema de la Fig. 1 se explicará en lo que sigue, con referencia a la Fig. 2.

La Fig. 2 muestra un diagrama temporal para ilustrar el funcionamiento del sistema de detección de fase de cableado mostrado en la Fig. 1 según una realización de la presente invención.

La porción superior de la Fig. 2 muestra los tres voltajes R, S y T de fase a lo largo del tiempo. Según se muestra, los tres voltajes de fase son ondas con signo, estando el voltaje S de fase  $120^\circ$  por detrás del voltaje R de fase, y estando el

## ES 2 342 829 T3

voltaje T de fase  $120^\circ$  por detrás del voltaje S de fase y, por ello,  $120^\circ$  por delante del voltaje R de fase. Cada uno de los tres voltajes de fase tiene dos cruces nulos por ciclo, es decir, un cruce nulo por ciclo con una pendiente especificada. En el diagrama de la Fig. 2, los cruces nulos con una pendiente positiva se indican como R+, S+ y T+, respectivamente, mientras que los cruces nulos con una pendiente negativa se indican con R-, S- y T-, respectivamente. En la realización

mostrada, los cruces nulos con una pendiente positiva en los respectivos voltajes R, S y T de fase se han escogido para que sirvan como puntos de referencia de los respectivos voltajes de fase. En la Fig. 2, el eje horizontal t indica el eje del tiempo, mientras que las líneas discontinuas en la dirección vertical Y en la Fig. 2 correlacionan diversos sucesos mostrados en la Fig. 2 con ciertos puntos de los voltajes R, S y T de fase, como se explicará en detalle en lo que sigue. Las flechas A y B en la Fig. 2 indican que, por razones de espacio en la hoja de ilustración, el eje del tiempo ha sido trazado en tres porciones, una sobre la otra. Los dos puntos conectados por la flecha A son efectivamente coincidentes en el eje del tiempo. Lo mismo vale para los dos puntos conectados por el error B. P indica el periodo de voltaje alternado en los tres voltajes R, S y T de fase, que es de 20 ms en el caso de un sistema de 50 Hz. Los números 1 a 4 en la porción derecha de la Fig. 2 se refieren a los nodos 1 a 4 en la Fig. 1, para indicar la ubicación donde tienen lugar los respectivos sucesos ilustrados en la Fig. 2.

A fin de efectuar la detección de la fase de cableado del nodo 4 en la Fig. 2, el nodo 1 conectado con la fase R de referencia envía un mensaje S1 con un sello temporal TS en el mismo, que coincide esencialmente con un cruce nulo R+ de la fase R de referencia. La realización mostrada en la Fig. 1 utiliza la comunicación por línea de energía para transmitir este sello temporal TS en el mensaje S1 del nodo 1 al nodo retransmisor 2. El nodo retransmisor 2 recibe el mensaje S1 con el sello temporal TS y mide un intervalo temporal, indicado con T1 en la Fig. 2, entre el sello temporal TS recibido en el mensaje S1 y la ocurrencia de un punto T+ de referencia en el voltaje T de fase arbitraria con el cual está conectado el nodo 2. El nodo 2 toma entonces el intervalo temporal T1 medido para generar un mensaje M1(T1) que contiene la información acerca de una relación de fase entre la señal TS de sello temporal recibida en el mensaje S1 y la fase de cableado del nodo 2. El nodo 2 genera un mensaje S2 que contiene una señal TS de sello temporal coincidente con la ocurrencia de otro punto T+ de referencia en el voltaje de fase de la fase T de cableado del nodo 2. El mensaje S2 generado y transmitido por el nodo 2 mediante la línea L de energía comprende adicionalmente el mensaje M1(T1) de información de relación de fase.

El mensaje S2 es recibido en el nodo retransmisor 3, y el nodo retransmisor 3 mide entonces un intervalo temporal, indicado con T2 en la Fig. 2, entre el sello temporal TS recibido en el mensaje S2 desde el nodo 2, y la ocurrencia de un punto R+ de referencia en el voltaje de fase con el cual está conectado el nodo 3. En este ejemplo, el intervalo temporal T2 abarca desde T+ a R+.

En el nodo 3, la información M1(T1) de relación de fase contenida en el mensaje S2 y el intervalo temporal T2 medido se combinan adecuadamente para obtener información combinada de relación de fase, como se exemplificará en más detalle más adelante. El nodo 3 genera entonces un mensaje S3 que comprende un sello temporal TS, así como la información combinada M2(T1+T2) de relación de fase. Este mensaje S3 es transmitido por el nodo 3 mediante la línea L de energía, con una temporización tal que el sello temporal TS coincide con un subsiguiente punto R+ de referencia en el voltaje R de fase con el cual está conectado el nodo 3 en la realización mostrada.

En el nodo 4, se recibe el mensaje S3 que contiene el sello temporal TS, y el nodo 4 mide un intervalo temporal, indicado como T3 en la Fig. 2, entre el sello temporal TS en el mensaje S3 y un punto S+ de referencia en el voltaje S de fase con el cual está conectado el nodo 4. La información combinada M2(T1 + T2) de relación de fase en el mensaje S2 y el intervalo temporal T3 son suficientes para que el nodo 4 determine su fase de cableado con respecto a la fase de cableado del nodo 1 de referencia. El nodo 4 puede determinar su fase de cableado relativo combinando la información M2(T1 + T2) de relación de fase en el mensaje recibido S3 y el intervalo temporal T3 medido. El nodo 4 puede generar entonces un mensaje S4 de retorno que contiene un mensaje M3(T1 + T2 + T3) con la información de relación de fase combinada de esta manera. Este mensaje S4 puede retransmitirse mediante los nodos 3 y 2 de vuelta al nodo 1, para informar al nodo 1 acerca de la fase de cableado del nodo 4.

En la realización mostrada, la información de relación de fase obtenida para medir los respectivos intervalos temporales T1, T2 y T3 se expresa, preferiblemente, en términos de un entero obtenido asociando el intervalo temporal medido T1, T2 y T3, respectivamente, con uno entre N enteros, siendo N el número de posibilidades de fase de cableado a distinguir en la detección de la fase de cableado. Esta operación de asociación corresponde a dividir el intervalo temporal medido entre P / N. En la realización mostrada en la Fig. 2, se consideran tres posibilidades de fase de cableado, tales que N = 3. En consecuencia, en el ejemplo ilustrado T1 se asocia al 2 (dos), T2 se asocia al 1 (uno) y T3 se asocia al 1 (uno). Los enteros obtenidos por esta operación de asociación son una representación adecuada de la información de relación de fase. La combinación de la información de relación de fase puede tener lugar, ventajosamente, sumando simplemente estos enteros y, muy preferiblemente, por medio de una suma en módulo N. En la realización mostrada en la Fig. 3 esto llevará al siguiente resultado: El mensaje M1(T1) llevará el entero 2. La información combinada de relación de fase llevada en el mensaje M2(T1 + T2) es  $2 + 1 \bmod 3 = 0$ , lo que indica que el nodo 3 está conectado con la misma fase de cableado que la fase de referencia. La operación  $0 + 1 \bmod 3$  realizada en el nodo 4 revelará entonces que el nodo 4 está una fase por detrás de la fase de referencia, es decir, el nodo 4 está conectado con el voltaje S de fase. En consecuencia, el mensaje M3 transmitido de vuelta al nodo 1 de referencia contiene simplemente el entero 1.

Debe observarse que, si bien la representación entera de la información de relación de fase recién descrita es una implementación especialmente ventajosa en términos de complejidad de cálculo, hay, por supuesto, otras posibilidades

para representar la información de relación de fase obtenida de la medición de los intervalos temporales T1, T2 y T3. Otras representaciones incluirían los intervalos temporales explícitos en términos de segundos o en términos de ángulos de fase, o cualquier otra representación adecuada. La realización ejemplar en la Fig. 3 distingue entre tres fases R, S y T de cableado. Si han de considerarse cableados de fase inversos como posibilidades adicionales de cableado, 5 entonces esto tendrá como resultado seis fases distintas, es decir, N = 6. En este caso, los puntos de referencia de los voltajes de fase inversa (no mostrados en la figura) coincidirán con los puntos R-, S- y T- mostrados en la Fig. 2.

En la realización de la Fig. 2, las porciones M1, M2 y M3 de mensaje, y el sello temporal TS, se integran, respectivamente, en un único mensaje S1, S2, S3 y S4. Alternativamente, sería posible transmitir la señal TS de sello 10 temporal y la porción M1 de mensaje asociada en mensajes distintos, sin que haya ninguna necesidad de transmitir las porciones M1 a M3 de mensaje con una temporización específica.

El mensaje S1 mostrado en la Fig. 2 no comprende una porción de mensaje, porque este mensaje ha sido generado 15 por el nodo de referencia y no necesita llevar ninguna información adicional de relación de fase. No obstante, a fin de obtener un protocolo de comunicación unificado, puede ser ventajoso proporcionar también el mensaje S1 con una porción de mensaje que puede contener información falsa. El mensaje S4 se muestra en la Fig. 2 sin una señal de sello temporal, porque este mensaje sirve para devolver la información combinada de relación de fase, obtenida en el 20 nodo 4, al nodo 1 de referencia, para lo cual no se requiere una temporización específica. No obstante, nuevamente en pro de un protocolo de comunicación unificado, puede ser ventajoso construir el mensaje S4 con un sello temporal similar al de los otros mensajes, y transmitir el mensaje S4 de forma tal que su sello temporal coincida con un punto de referencia en la fase de cableado del nodo S4.

La Fig. 3 muestra una realización de una señal de sello temporal. La señal mostrada en la Fig. 3 consiste en la 25 porción primera 31 y una segunda porción 32. La primera porción 31 comprende un patrón de señales alternadas en una frecuencia específica. La porción 32 comprende un patrón de señales a la misma frecuencia especificada, sin embargo, con una fase inversa con respecto a la fase del patrón 31 de señales. La discontinuidad de fase entre la primera porción 31 y la segunda porción 32 constituye el sello temporal TS.

La Fig. 4 muestra una realización de una señal de mensaje que integra una señal de sello temporal y una porción 30 de mensaje. En la Fig. 4, los números 31 y 32 de referencia indican las secciones de señal descritas anteriormente con referencia a la Fig. 3. TS indica un sello temporal en forma de una discontinuidad de fase entre las porciones 31 y 32 de señal. Las dos porciones 31 y 32 de señal constituyen una cabecera H que es útil para establecer la sincronización de bits. El carácter F de referencia en la Fig. 4 indica un campo de mensaje. El campo F de mensaje puede comprender 35 una pluralidad de subcampos N1, N2, ..., Ni de mensaje. Ventajosamente, los mensajes S1 a S4 mostrados en la Fig. 2 se estructuran de acuerdo a la realización de la Fig. 4. Cada uno de los campos N1 a Ni de mensaje comprende información de relación de fase, según lo descrito con relación a la Fig. 2 y, además, la dirección del nodo donde se ha obtenido esta información de relación de fase, según lo descrito anteriormente, es decir, combinando información 40 de relación de fase recibida y un intervalo temporal medido. Ventajosamente, cada nodo que recibe información de relación de fase y combina la información de relación de fase recibida con información obtenida de la medición de un intervalo temporal entre el sello temporal y un punto de referencia en su fase de cableado, adosa la información de relación de fase combinada, obtenida de esta manera, junto con su propia dirección de nodo, al mensaje que retransmite al siguiente nodo. De esta manera, el mensaje S4 en la Fig. 2, desde el nodo 4 hacia el nodo 1 en la Fig. 1, comprende 45 información de relación de fase que permite al nodo 1 obtener la fase de cableado de todos los nodos implicados en la detección de la fase de cableado del nodo 4.

La Fig. 5 muestra un diagrama en bloques de un nodo que forma parte del sistema mostrado en la Fig. 1. En la Fig. 5 los caracteres R, S, T y N de referencia indican las tres fases y el conductor neutral, respectivamente, de la línea L de energía, según lo explicado anteriormente. El nodo mostrado puede conectarse con una o con todas las tres fases. TR indica un circuito transceptor para establecer la comunicación por línea de energía, mediante la línea L de energía. 50 CCT, CCS y CCR indican condensadores de acoplamiento, que permiten que el circuito transceptor TR transmita y reciba señales de comunicación por línea de energía desde aquellas fases de la línea L de energía con las cuales esté conectado el nodo. Por supuesto, pueden emplearse, alternativamente, medios de acoplamiento inductivo con este fin, por ejemplo, transformadores de acoplamiento, como es bien conocido en tal caso. Las señales de comunicación por línea de energía pueden inyectarse en, y extraerse de, sólo un conductor, o bien en/de varios de, o todos, los conductores 55 de la línea de energía, con una interfaz de usuario distinta del transceptor en cada fase, o con una única interfaz de usuario de transceptor para todas las líneas en paralelo. ZD indica un detector de punto de referencia, por ejemplo, un circuito detector de cruces nulos que está conectado para detectar cruces nulos en una fase específica de las tres fases R, S y T con las cuales está conectado el nodo mostrado en la Fig. 5. La fase especificada es aquella fase del nodo cuyo cableado ha de detectarse. MC indica un circuito microcontrolador. MEM indica una sección de memoria, y TM 60 indica un circuito temporizador. IF indica un circuito de interfaz para servir de interfaz del nodo mostrado en la Fig. 5 con otros circuitos no mostrados en la Figura, p. ej., circuitos para medir el consumo de electricidad o para llevar a cabo cualquier otra función no directamente relacionada con los principios de la presente invención. B indica un bus para intercambiar datos e información de direcciones entre la unidad microcontroladora MC, la sección MEM de memoria, el circuito transceptor TR, el detector ZD de cruces nulos, el temporizador TM y el circuito IF de interfaz. 65 IRQ indica una línea de solicitud de interrupción, para notificar a la unidad microcontroladora MC las interrupciones generadas, respectivamente, por el circuito transceptor TR y el circuito ZD detector de cruces nulos, como se explicará en lo que sigue.

## ES 2 342 829 T3

El nodo mostrado en la Fig. 5 funciona bajo control de software, de acuerdo a datos de programa almacenados en la sección MEM de memoria, para efectuar operaciones, según lo descrito anteriormente con referencia a la Fig. 2. Si el nodo de la Fig. 5 está controlado para actuar como el nodo 1 en la ubicación de referencia, aquella fase con la cual está conectada la entrada EN1 del detector ZD de cruces nulos será la fase de referencia para efectuar la detección de la fase de cableado, es decir, la fase R en la Fig. 5. Toda vez que el detector ZD de cruces nulos detecte un cruce nulo con pendiente positiva, ZD genera una solicitud de interrupción por la línea IRQ para el microcontrolador MC, y coloca información en el bus B en cuanto a que ha tenido lugar un cruce nulo con una pendiente específica. En respuesta a la solicitud de interrupción, el microcontrolador leerá información del bus B con respecto a la fuente de la interrupción, e instruirá luego al circuito transceptor TR para colocar un patrón predeterminado de señales en la línea L de energía que contiene un sello temporal, p. ej., según lo explicado anteriormente con relación a la Fig. 3 o la Fig. 4. El nodo en la ubicación 1 de referencia, preferiblemente, también transmite un mensaje que contiene una dirección del nodo remoto 4 cuyo cableado de fase ha de detectarse. Ventajosamente, cada mensaje transmitido por un nodo contiene no sólo la dirección del nodo remoto, sino también una lista de direcciones de todos los nodos implicados en la detección de la fase de cableado del nodo remoto 4, así como un campo de puntero de dirección que contiene la dirección del respectivo nodo siguiente al cual ha de dirigirse el mensaje. Cada nodo contenido en la lista actualiza el campo del puntero de dirección según las entradas en la lista de direcciones de nodo, para lograr que los mensajes de retransmisión sigan una secuencia de nodos definida en la lista de direcciones de nodos.

El circuito transceptor TR escuchará la comunicación por la línea L de energía. Toda vez que el circuito transceptor TR reciba un mensaje dirigido a su propio nodo, realizará las necesarias etapas de demodulación y decodificación, informará al microcontrolador MC acerca de la recepción de un nuevo mensaje y colocará los datos recibidos en el bus B. Si el microcontrolador MC identifica el mensaje como un mensaje S4 de retorno desde un nodo remoto cuyo cableado de fase ha de detectarse, el microcontrolador MC evaluará la información contenida en el mensaje recibido según las operaciones descritas anteriormente, a fin de obtener el cableado de fase del nodo remoto, y almacenará el resultado en la sección MEM de memoria.

Si el nodo mostrado en la Fig. 5 recibe un mensaje de detección de fase de cableado, el circuito transceptor TR recibe tal mensaje, informa al microcontrolador MC, mediante una solicitud de interrupción, del mensaje recibido y coloca su contenido en el bus B de datos como antes. El microcontrolador MC evalúa la dirección y el contenido del mensaje para determinar si el mensaje ha de retransmitirse a otro nodo. Si es así, entonces instruye al temporizador TM para comenzar una operación de medición temporal. En caso de ocurrencia de un punto de referencia en la fase con la cual está conectado el circuito detector de cruces nulos del nodo, se genera una solicitud adicional de interrupción para el microcontrolador, esta vez por parte del detector de cruces nulos y, en respuesta a esta solicitud de interrupción, el microcontrolador detendrá entonces la operación de medición temporal del circuito temporizador TM y procesará adecuadamente los datos concernientes al intervalo temporal medido por el circuito temporizador TM según los principios anteriormente descritos. La información temporal así obtenida, y la información de relación de fase extraída del mensaje recibido, son combinadas luego, bajo control de programa, por el microcontrolador MC, y un nuevo mensaje es ensamblado por el microcontrolador MC, que contiene la resultante información combinada de relación de fase. Este mensaje se pone a disposición del circuito transceptor TR a través del bus B de datos. En caso de ocurrencia de un punto de referencia adicional en la fase con la cual está conectado el detector ZD de cruces nulos, el microcontrolador MC instruye entonces al circuito transceptor TR para generar y transmitir un mensaje que contiene un sello temporal y la información combinada de relación de fase, así como la dirección de aquel nodo cuya fase de cableado ha de detectarse, donde dicha dirección estaba contenida en el mensaje previamente recibido. Ventajosamente, según lo explicado anteriormente, el mensaje también contiene dicha lista de direcciones de dicho campo de puntero de dirección, que fue actualizado por el nodo para indicar la dirección del siguiente nodo para el mensaje.

Por otra parte, si el microcontrolador determina, a partir de la dirección y el contenido de un mensaje recibido, que contiene una solicitud de detección de fase de cableado que afecta a su propio nodo, el microcontrolador MC extrae la información de relación de fase contenida en el mensaje recibido y mide el tiempo entre el sello temporal en el mensaje recibido y la ocurrencia de un punto de referencia en la fase con la cual está conectado el detector ZD de cruces nulos, según los mismos principios anteriormente descritos, utilizando el circuito temporizador TM. El resultado de esta medición de intervalo temporal es combinado luego por el microcontrolador MC con la información de relación de fase en el mensaje recibido. La información combinada de relación de fase así obtenida es incluida luego por el microcontrolador en un mensaje de retorno generado por el circuito transceptor TR para informar al nodo de referencia acerca del cableado de fase del nodo actual con respecto a la fase de referencia del nodo solicitante.

Según la realización mostrada en la Fig. 5, cada uno de los nodos 1 a 4 tiene esencialmente la misma configuración, y funciona bajo control de software, en virtud de un microcontrolador, según el contenido del mensaje que ha recibido. Al menos un nodo está adaptado para generar un mensaje de solicitud de detección de fase de cableado, dirigido a un nodo remoto específico, según lo descrito. Cualquier nodo implicado en el proceso de retransmisión que reciba un mensaje de solicitud de detección de fase de cableado, no para sí mismo, sino para un nodo distinto, tomará el mensaje recibido y efectuará una operación de retransmisión según lo anteriormente descrito. Un nodo que recibe un mensaje de solicitud de detección de fase de cableado para sí mismo llevará a cabo las operaciones según lo descrito, para devolver un mensaje al nodo solicitante, donde se originó el mensaje de solicitud de detección de fase de cableado, a fin de informar a ese nodo acerca de su propia fase de cableado con respecto a la fase de cableado del nodo solicitante.

# ES 2 342 829 T3

Cuando un cruce nulo dispara la generación de una señal de sello temporal, puede tener lugar un desplazamiento temporal entre el cruce nulo y el sello temporal. Este desplazamiento puede deberse a una cabecera que precede al sello temporal efectivo, como se muestra, por ejemplo, en la Fig. 3, y / o a una velocidad de procesamiento limitada del microcontrolador MC. El efecto de esto es que el sello temporal y el cruce nulo asociado no coinciden perfectamente.

5 Si el número de posibilidades de cableado de fase es bajo (p. ej., N = 3), este desplazamiento puede ser despreciable. Una solución sencilla para compensar el retardo entre el cruce nulo y el sello temporal asociado es sumar a cada intervalo temporal medido el desplazamiento conocido.

La Fig. 6A muestra una realización de un circuito detector de sellos temporales, para detectar una señal de sello temporal mostrada en la Fig. 3. El circuito detector de sellos temporales de la Fig. 6A puede ser parte del circuito transceptor TR en la Fig. 5. En la Fig. 6A, EN2 indica la entrada del circuito detector de sellos temporales. Esta entrada está conectada para recibir una señal de entrada desde el receptor y demodulador (no mostrados) del circuito transceptor TR en la Fig. 5. R1 y R2 indican dos resistores conectados para constituir un divisor de voltaje. A indica un amplificador operativo o comparador, cuya entrada positiva está conectada con la salida del divisor R1, R2 de voltaje, y cuya entrada negativa está conectada con tierra. C1 y R3 indican un condensador y un resistor, respectivamente, que están conectados para diferenciar una señal de salida en la salida negativa del amplificador operativo A. De manera similar, C2 y R4 indican un diferenciador que está conectado para diferenciar una señal de salida en la salida positiva del amplificador A. D1 indica un diodo conectado en paralelo con el resistor R3, de forma tal que el cátodo de este diodo esté conectado con el condensador C1, mientras que el ánodo está conectado a tierra. D3 indica un diodo que está conectado en paralelo al resistor R4, de forma tal que el cátodo del diodo D3 esté conectado con el condensador C2, mientras que el ánodo del diodo D3 está conectado a tierra. El cátodo del diodo D1 está conectado con el resistor R5 a través de un diodo D2 adicional. El cátodo del diodo D3 está conectado al mismo nodo del resistor R5, a través de un diodo D4. Este nodo del resistor R5 está conectado con la entrada de un monoflop MF reactivable. La otra salida del resistor R5 está conectada a tierra. La salida de este monoflop constituye la salida SAL del circuito detector de sellos temporales. El monoflop reactivable tiene un periodo temporal de alrededor de 1,5 veces la duración entre dos bordes consecutivos regulares de la sección 31 de señal mostrada en la Fig. 4.

La Fig. 6B ilustra el funcionamiento del detector de sellos temporales de la Fig. 6A. El diagrama superior en la Fig. 6B muestra la onda del voltaje en la entrada EN2 del detector de sellos temporales. El amplificador operativo A convierte esta señal de entrada en señales digitales complementarias en sus salidas positivas y negativas. El diferenciador y la subsiguiente red de diodos conectada con las respectivas salidas realzan sólo los bordes positivos en las señales de salida de las respectivas salidas. Estas señales diferenciadas y rectificadas se combinan en el resistor R5, lo que lleva a una señal de salida por el resistor R5, como se muestra en el medio de la Fig. 6B. La señal por el resistor R5 activa el monoflop reactivable, que mantendrá su estado activado mientras los pulsos por R5 estén regularmente separados, según se muestra. En cuanto tenga lugar el sello temporal, es decir, la inversión de fase en la señal en la entrada EN2, faltará un pulso por R5, de forma tal que el monoflop MF retornará al estado de reinicio y generará así una señal de detección en la salida SAL. A fin de evitar pulsos de salida espurios en la salida SAL, es preferible enmascarar la señal de salida en SAL por medio de una compuerta AND con una señal de control que indique un estado bloqueado al detectar el preámbulo 31 de la señal de sello temporal.

40 Las implementaciones alternativas de un circuito detector de sellos temporales pueden basarse en la integración de la señal en la entrada EN2 y la comparación de la señal integrada con un umbral que se alcanzará cuando la duración de un segmento de señal de amplitud constante sea más larga de lo normal, es decir, cuando ocurra la inversión de fase. Otras alternativas para detectar la señal de sello temporal según la realización de la Fig. 3 pueden adoptar un detector 45 de patrones de señales digitales, o cualquier otro circuito adecuado conocido *per se*.

El detector ZD de cruces nulos puede implementarse en una gran variedad de formas, bien conocidas como tales. Una implementación adecuada del detector ZD de cruces nulos comprende un circuito con un comparador, un diferenciador y un rectificador conectado con su salida; esencialmente similar a la red de condensador, resistor y diodo conectada con una de las dos salidas del comparador A mostrado en la Fig. 6A.

La presente invención no se limita a los mecanismos específicos de detección de relación de fase descritos en el presente documento. Una persona versada en la tecnología apreciará que cualquier mecanismo de detección de relación de fase que proporcione información de relación de fase entre dos ubicaciones consecutivas puede emplearse en la detección de la fase de cableado según la presente invención. La invención no se limita a la señal de sello temporal descrita en el presente documento, o a un circuito específico de detección de sellos temporales. Debe subrayarse que los circuitos y señales mostrados sirven meramente a fin de ilustrar realizaciones particulares de la presente invención. Los signos de referencia en las reivindicaciones sirven para aumentar su inteligibilidad. No deben interpretarse como limitadores de las reivindicaciones.

## REIVINDICACIONES

- 5     1. Un procedimiento para detectar la fase (R; S; T) de cableado en una ubicación remota con respecto a una fase (R) de cableado de referencia en una ubicación de referencia en un sistema de distribución de energía eléctrica con una línea de energía con un cableado (R, S, T, N) unifásico o polifásico, comprendiendo el procedimiento las etapas de:
- 10    - conectar al menos una ubicación retransmisora con una fase de cableado de dicha línea de energía polifásica en una ubicación entre dicha ubicación de referencia y dicha ubicación remota;
- 15    - detectar una primera relación de fase entre la tensión de fase de cableado de referencia en la ubicación (1) de referencia y la tensión de fase de cableado en una dicha ubicación retransmisora (2);
- 20    - transmitir desde dicha ubicación retransmisora dicha primera relación de fase detectada hacia dicha ubicación remota;
- 25    - detectar una segunda relación de fase entre una tensión de fase de cableado en una dicha ubicación retransmisora y una tensión de fase de cableado en dicha ubicación remota; y
- 30    - determinar la fase de cableado de dicha ubicación remota con respecto a la fase de cableado en dicha ubicación de referencia, sobre la base de dicha primera relación de fase y dicha segunda relación de fase.
- 35    2. El procedimiento según la reivindicación 1, en el cual dicha etapa de detectar una primera relación de fase comprende
- 30    - transmitir desde dicha ubicación (1) de referencia una primera señal (S1, TS) de sello temporal cuando ocurre un primer punto (R+) de referencia en dicho voltaje (R) de fase de cableado de referencia;
- 35    - recibir en dicha ubicación retransmisora (2) dicha primera señal (S1, TS) de sello temporal;
- 40    - medir un primer intervalo temporal (T1) entre la ocurrencia de dicha primera señal (S1, TS) de sello temporal y la ocurrencia de un punto (T+) de referencia en una tensión (T) de fase de cableado en dicha ubicación retransmisora, a fin de obtener dicha primera relación (M1) de fase entre dicho voltaje (R) de fase de cableado de referencia y dicha tensión (T) de fase de cableado.
- 45    3. El procedimiento según la reivindicación 1 o 2, en el cual dicha etapa de detectar una segunda relación de fase comprende
- 40    - transmitir desde dicha ubicación retransmisora una señal (S2, TS) de sello temporal de retransmisión cuando ocurre un punto (T+) de referencia en dicha tensión (T) de fase de cableado de dicha ubicación retransmisora (2);
- 45    - recibir en dicha ubicación remota dicha señal (S2, TS) de sello temporal de retransmisión; y
- 50    - medir en dicha ubicación remota el intervalo temporal entre la ocurrencia de dicha señal de sello temporal de retransmisión y la ocurrencia de un punto de referencia en una tensión de fase de cableado de dicha ubicación remota.
- 55    4. El procedimiento según cualquier reivindicación precedente, que comprende la generación por dicha ubicación remota de un mensaje (S4) de retorno para comunicar su fase de cableado a la ubicación (1) de referencia.
- 55    5. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 2 a 4, en el cual dichos puntos de referencia son cruces nulos de los respectivos voltajes (R; S; T) de fase.
- 60    6. El procedimiento según la reivindicación 5, en el cual dichos puntos de referencia son cruces nulos de dichos respectivas tensiones (R; S; T) de fase con una pendiente (R+; S+; T+) de signo especificado.
- 65    7. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 2 a 6, en el cual dicha señal (TS) de sello temporal es corta en comparación con el periodo de tensión de fase dividido entre el número de posibilidades de fase de cableado a distinguir.
- 65    8. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones precedentes 2 a 7, en el cual dicha señal de sello temporal es un patrón (A, B) repetitivo de señal que comprende una discontinuidad (TS) de fase y/o una discontinuidad de amplitud y/o una discontinuidad de frecuencia.

# ES 2 342 829 T3

9. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 2 a 8, en el cual dichas señales (TS) de sello temporal se transmiten mediante dicha línea (R, S, T, N) de energía, por inyección en uno o más conductores de dicha línea (L) de energía, mediante acoplamiento capacitivo (CCR, CCS, CCT) o inductivo.
- 5 10. El procedimiento según la reivindicación 9, en el cual dichas señales (TS) de sello temporal se inyectan en aquel voltaje (R; S, T) de fase de la línea (L) de energía para el cual la señal (TS) de sello temporal inyectada indica la ocurrencia de un punto (R+; S+; T+) de referencia.
- 10 11. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, en el cual dicha información de relación de fase se transmite a través de canales de comunicación por radio o cable óptico entre dichas ubicaciones.
12. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en el cual dicha etapa de transmitir dicha primera relación de fase hacia dicha ubicación remota comprende:
- 15 - generar un mensaje (S2) de retransmisión que comprende dicha primera información (M1) de relación de fase y transmitir, desde dicha ubicación retransmisora, dicho mensaje (S2) de retransmisión mediante dicha línea (R, S, T, N) de energía, o mediante cable óptico, o mediante canales de comunicación por radio.
- 20 13. El procedimiento según la reivindicación 12, que comprende las etapas de
- recibir dicho mensaje (S2, M1) de retransmisión en una ubicación retransmisora (3) adicional, dispuesta entre dicha ubicación retransmisora (2) y dicha ubicación remota;
  - detectar una relación de fase adicional entre la tensión (T) de fase de cableado en dicha ubicación retransmisora (2) y la tensión (R) de fase de cableado en dicha ubicación retransmisora (3) adicional; y
  - combinar (M2) la información de relación de fase adicional y la información de relación de fase comprendida en dicho mensaje de retransmisión.
- 30 14. El procedimiento según la reivindicación 13, que comprende la operación de
- generar un mensaje (S3) de retransmisión adicional, que comprende una combinación (M2) de toda la información de relación de fase previamente obtenida, y transmitir dicho mensaje (S3) de retransmisión adicional hacia dicha ubicación remota.
- 40 15. El procedimiento según la reivindicación 13 o 14, en el cual cada información de relación de fase comprende un respectivo valor de ángulo de fase, y dicha información de relación de fase y dicha información adicional de relación de fase se combinan por medio de la suma en módulo de los respectivos valores de ángulos de fase.
- 45 16. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 15, en el cual un mensaje (S2 a S4) mencionado comprende un campo (A, B) de sello temporal que contiene una señal (TS) de sello temporal y un campo (F) de información que contiene dicha información (M1, M2, M3) de relación de fase.
17. El procedimiento según la reivindicación 16, en el cual dicho campo (A) de sello temporal actúa como una cabecera (H) para el campo (F) de información, a fin de establecer la sincronización de bits.
- 50 18. El procedimiento según la reivindicación 16, en el cual dicho campo (F) de información lleva una señal (DTMF) de función múltiple de tono dual, que contiene dicha información (M1, M2, M3) de relación de fase.
19. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 18, en el cual cada mensaje (S1 a S4) comprende información que identifica a su remitente (1; 2; 3; 4).
- 55 20. El procedimiento según la reivindicación 19, en el cual cada señal (TS) de sello temporal y/o cada mensaje (S1 a S4) comprende una lista de nodos (N1, ..., Ni) que han retransmitido previamente la señal de sello temporal.
- 60 21. Un aparato relé (1, 2, 3) para detectar la fase (R; S; T) de cableado en una ubicación remota con respecto a una tensión (R) de fase de cableado de referencia de una ubicación (1) de referencia en un sistema de distribución de energía eléctrica con una línea (L) de energía con un cableado unifásico o polifásico, que comprende:
- un circuito (TM) para detectar una primera relación de fase entre la fase de cableado en la ubicación (1) de referencia y la fase de cableado en una ubicación retransmisora (2); y
  - un circuito adaptado para comunicarse con dicha ubicación remota al detectar una segunda relación de fase entre una tensión de fase de cableado en dicha ubicación retransmisora y un voltaje de fase de cableado en dicha ubicación remota;

**caracterizado por**

- un circuito para transmitir dicha primera relación de fase detectada hacia dicha ubicación remota.

5

22. El aparato según la reivindicación 21, en el cual dicho circuito (TM) para detectar una primera relación de fase entre la fase de cableado en la ubicación (1) de referencia y la fase de cableado en una ubicación retransmisora (2) comprende

10

- un circuito (TM) para recibir una primera señal (TS) de sello temporal; y
- un circuito (TM) para medir un intervalo temporal (T1; T2; T3) entre la ocurrencia de dicha señal (TS) de sello temporal y la ocurrencia de un punto (T+; R+; S+) de referencia en el voltaje (T; R; S) de fase de cableado en dicha ubicación retransmisora (2), para obtener una relación de fase entre dicha fase de cableado en la ubicación (1) de referencia y dicha fase (T) de cableado en dicha ubicación retransmisora (2).

15

23. El aparato según la reivindicación 22, en el cual dicho circuito para transmitir dicha primera relación de fase detectada hacia dicha ubicación remota comprende

20

- un circuito (MC, TR) para generar y transmitir un mensaje (S2; S3) de retransmisión que comprende dicha primera información (M1; M2) de relación de fase.

25

24. El aparato según la reivindicación 23, en el cual dicho circuito adaptado para comunicarse con dicha ubicación remota al detectar una segunda relación de fase comprende

30

- un circuito (MC, TR) para generar y transmitir una señal (S2, TS; S3, TS) de sello temporal de retransmisión cuando ocurre un segundo punto (T+; R+) de referencia en dicho voltaje (T) de fase de cableado en la ubicación retransmisora.

40

25. El aparato (2, 3) según una cualquiera de las reivindicaciones 22 a 24, que comprende

35

- un circuito (TR) para recibir información (M1) de relación de fase;
- estando dicho circuito para transmitir dicha primera relación de fase detectada adaptado para combinar dicha primera relación de fase y dicha segunda relación de fase, y transmitir dicha fase combinada hacia dicha ubicación remota.

45

26. El aparato según la reivindicación 25, en el cual dicho circuito (MC) para generar un mensaje (S3) de retransmisión está adaptado para combinar dicha información (M1) de relación de fase recibida y dicha información (T2) de relación de fase que indica una relación de fase entre dicha señal (TS) de sello temporal y dicha tensión (T) de fase arbitraria, y para generar dicho mensaje (S3) de retransmisión de forma tal que comprenda dicha información combinada de relación de fase.

50

27. Un aparato (4) para detectar en una ubicación remota el cableado de fase de una tensión (R; S; T) de fase desconocida arbitraria con respecto a una tensión (R) de fase de referencia en un sistema de distribución de energía eléctrica con una línea (L) de energía unifásica o polifásica, en donde el aparato está situado en la ubicación remota y comprende:

60

- un circuito (TR) para recibir una señal (S3, TS) de sello temporal;
- un circuito (TM) para medir un intervalo temporal (T3) entre la ocurrencia de dicha señal (S3, TS) de sello temporal y la ocurrencia de un punto (S+) de referencia en dicho voltaje (S) de fase de cableado desconocida arbitraria de dicha línea (2) de energía, a fin de obtener información de relación de fase que indique una relación de fase entre dicha señal (S3, TS) de sello temporal y dicho voltaje (S) de fase desconocida arbitraria;

65

**caracterizado por**

- un circuito para recibir un mensaje (M2) de retransmisión que comprende información de relación de fase que indica una relación de fase entre dicha fase (R) de referencia y dicha señal (S3, TS) de sello temporal;
- un circuito para combinar dicha información de relación de fase que indica una relación de fase entre dicha señal (S3, TS) de sello temporal y dicha tensión (S) de fase desconocida arbitraria, y dicha información de relación de fase recibida; y

## ES 2 342 829 T3

- un circuito para determinar el cableado de fase de dicha tensión (S) de fase arbitraria desconocida a partir de dicha información (M2, T3) combinada de relación de fase.
- 5      28. Un contador remoto para medir remotamente el consumo de suministros como la electricidad, el agua o el gas en un sistema de distribución de suministros, que comprende un aparato según cualquiera de las reivindicaciones 21 a 27.

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60

65

FIG. 1

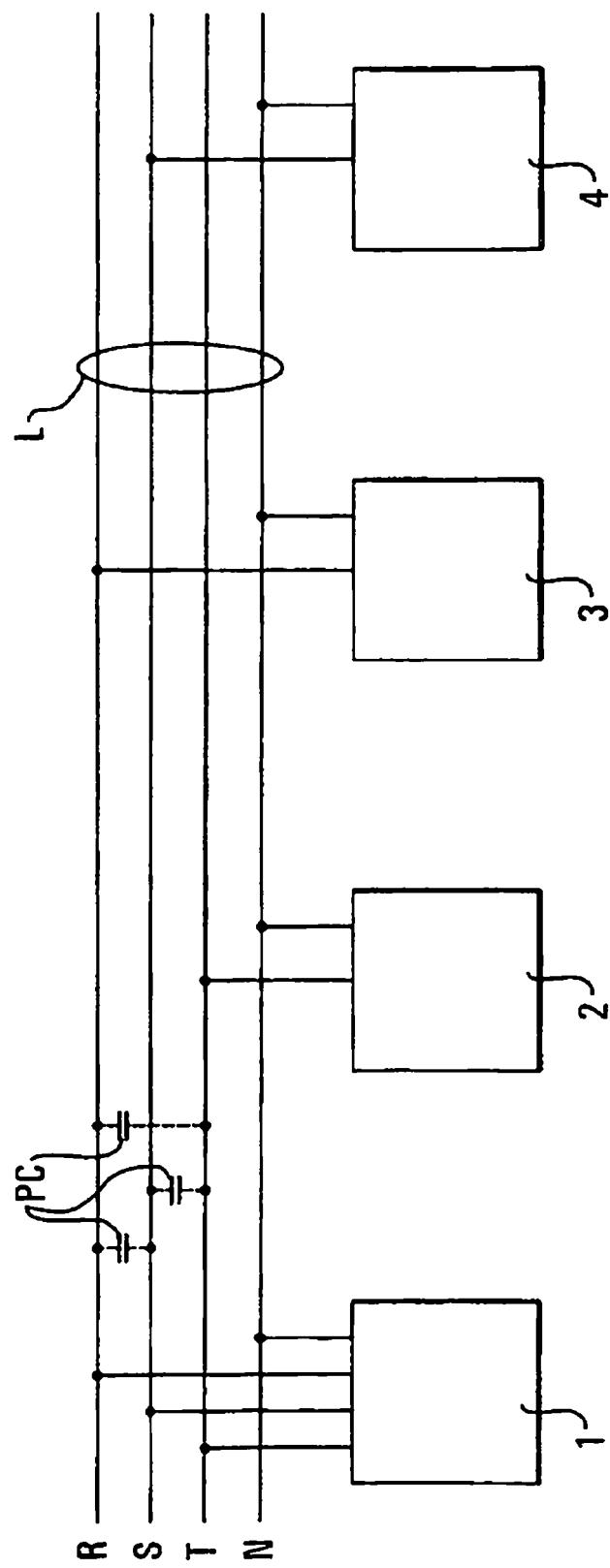


FIG. 2

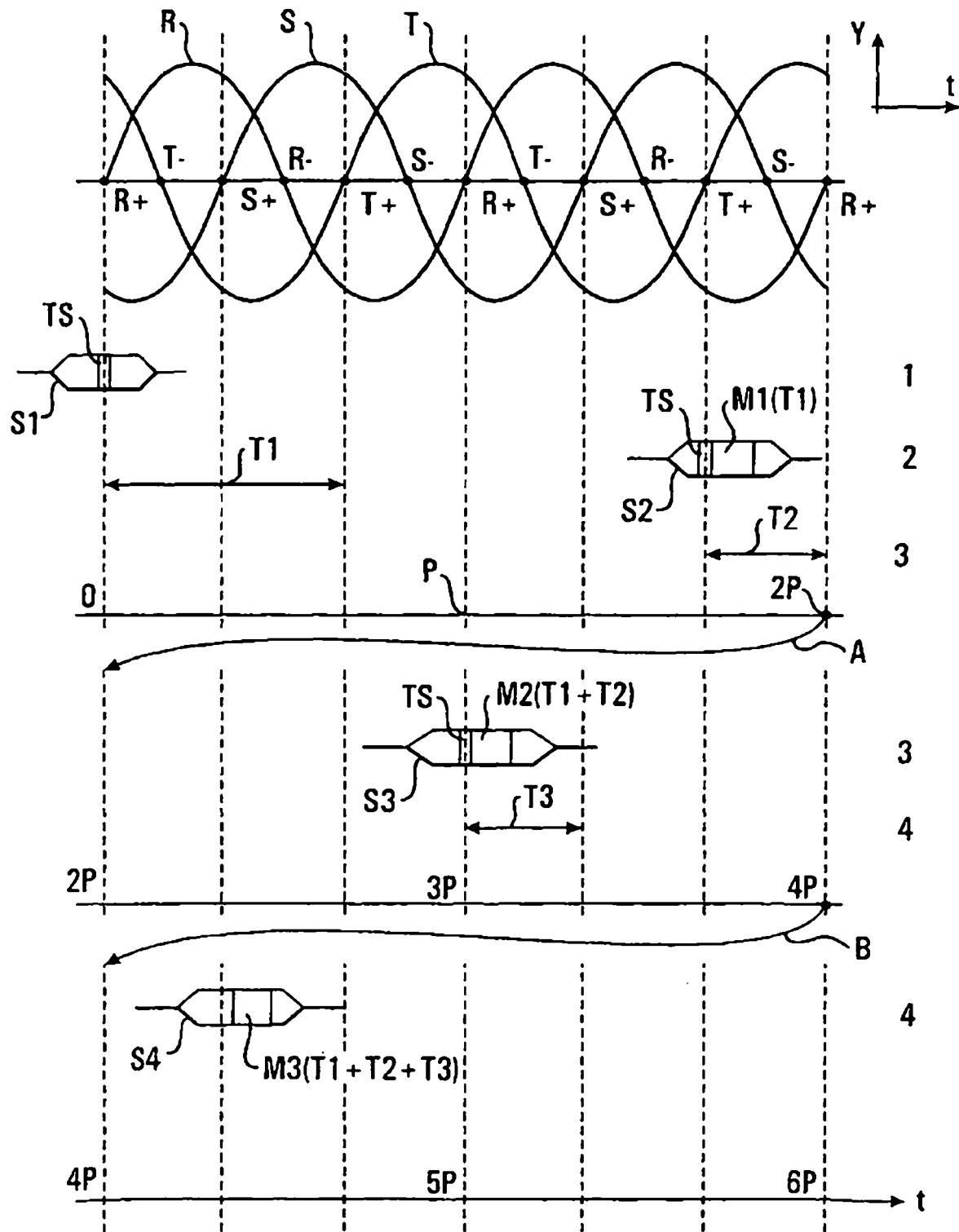


FIG. 3

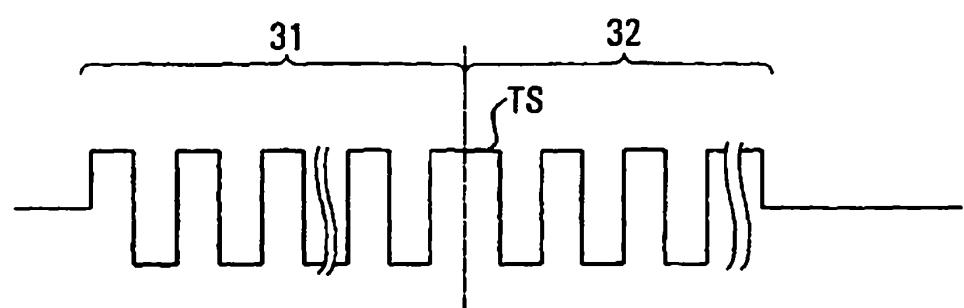


FIG. 4

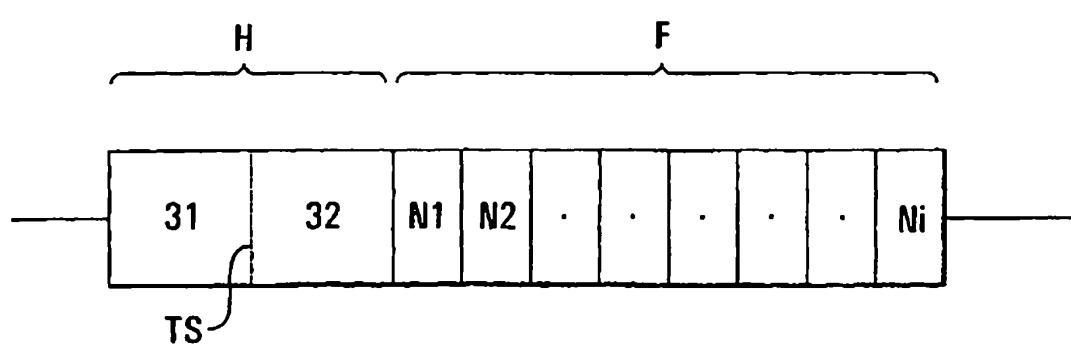
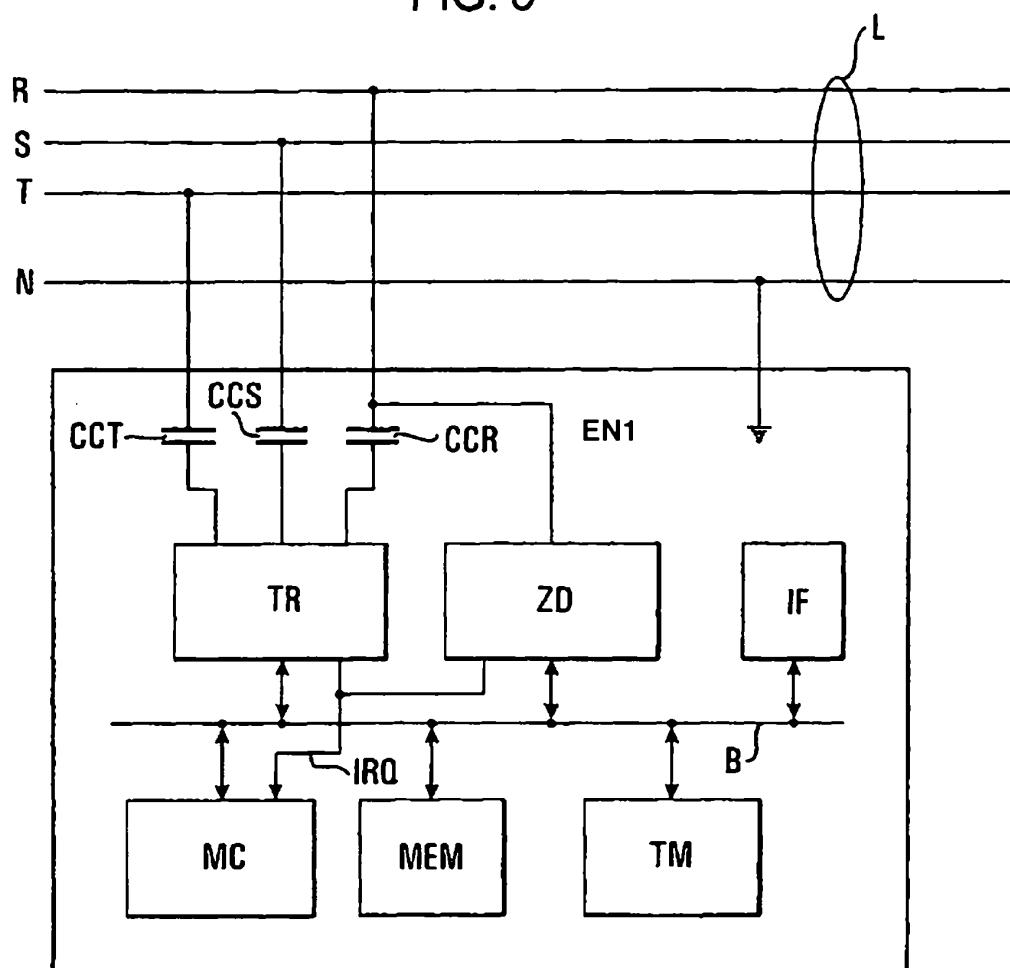
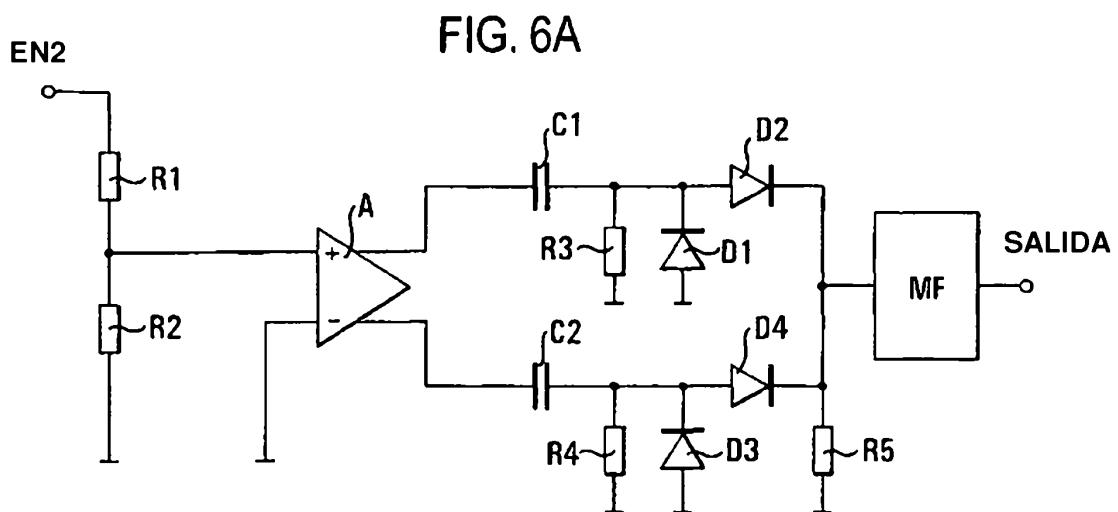


FIG. 5





**FIG. 6B**

