

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 984 157**

51 Int. Cl.:
G01R 31/08 (2010.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **10.11.2020 PCT/ES2020/070691**

87 Fecha y número de publicación internacional: **19.05.2022 WO22101521**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.11.2020 E 20823887 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.05.2024 EP 4246154**

54 Título: **Sistema y procedimiento de detección de averías en circuitos de media tensión**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
29.10.2024

73 Titular/es:
**APLICACIONES TECNOLOGICAS, S.A. (100.0%)
Parque Tecnológico, Nicolás Copérnico 4
46980 PATERNA, Valencia, ES**

72 Inventor/es:
**POMAR PEDREDO, VERÓNICA y
RUIZ MUÑOZ, DAVID**

74 Agente/Representante:
GONZÁLEZ PECES, Gustavo Adolfo

ES 2 984 157 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 procedimiento de detección de averías en circuitos de media tensión

Objeto de la invención

5 El objeto de la presente invención es un procedimiento y sistema de detección de averías en cables aislados de distribución de energía eléctrica.

Antecedentes de la invención

En la actualidad hay diversos procedimientos, dispositivos y sistemas de detección y localización de averías en cables de distribución de energía eléctrica.

10 Los procedimientos, dispositivos y sistemas existentes implican, bien la monitorización continua de las líneas de energía eléctrica (fases) en la parte de media tensión o bien, la generación de una señal de excitación, de diferentes naturalezas, que se aplica al cable o a una de sus partes después de que se haya producido la avería y, a partir de esta señal de excitación, se produce un efecto que es medido por el equipo y que está relacionado con la posición de la avería.

15 Algunos de los procedimientos ya conocidos se refieren a la detección de ondas de presión o acústicas al aplicar un pulso de corriente en el cable, a la generación de un arco eléctrico mediante la aplicación directa de alta tensión al cable, reflexiones de ondas de alta frecuencia, etc.

20 En el caso de los procedimientos, dispositivos y sistemas basados en la monitorización continua de las líneas de energía eléctrica (fases) en la parte de media tensión, estos presentan el principal inconveniente de la complejidad del aislamiento al trabajar con niveles de tensión elevados, además de la complejidad del propio sistema de monitorización, ya que la energía eléctrica se distribuye en un sistema trifásico, lo que implica que la monitorización debe realizarse sobre cada una de las tres fases que lo componen. Esto implica que los equipos de monitorización de red en media tensión son voluminosos y complejos.

25 En el caso de los procedimientos, dispositivos y sistemas basados en la generación de una señal de excitación y el posterior procesado del efecto producido por dicha señal, presentan el inconveniente de requerir de un contacto directo con el cable y de la desconexión de la red de este, lo que dificulta la operativa y extiende el tiempo necesario para realizar la localización. Los documentos US 2018/233895 A1, JP 2010 164514 A, JP 2010 166769 A, CN 106 972 464 A divulgan diversos enfoques para detectar la distancia de falla.

Descripción de la invención

30 En los sistemas de distribución de energía eléctrica es habitual el uso de cables aislados que discurren, en la mayoría de las ocasiones de forma subterránea, sobre todo en zonas urbanas. Como se muestra en la figura 1, estos cables (101) de distribución de energía, están fabricados partiendo de un conductor eléctrico (101), por el que discurre la energía eléctrica, y por diferentes capas que se añaden de forma coaxial al conductor principal hasta llegar a una cubierta (103). Una de las capas de estos cables es la pantalla o malla (102), la cual también es de material conductor y se emplea como terminal de tierra, es decir que se conecta a los sistemas de puesta a tierra.

35 Puede darse el caso de que el aislamiento interno del cable se degrade por diferentes motivos y que se genere un camino conductor, normalmente mediante un arco eléctrico, entre el conductor (101) y la malla (102) conectada a tierra, generando lo que se conoce como corriente de defecto. Los sistemas de protección de la red eléctrica son los encargados de actuar cuando se detecta esta condición en la red, dejando la red sin energía, minimizando así los daños producidos y permitiendo efectuar las reparaciones pertinentes antes de proceder con el rearme de la red.

40 Desde el punto de vista de la operabilidad de la red es deseable que el tiempo que transcurre, desde que se genera una avería y se deja sin servicio a la red, hasta que se restituye el servicio, sea tan corto como sea posible. Este tiempo está formado por tres componentes principales: el tiempo de desplazamiento del personal que efectúa la reparación, el tiempo de localización de la avería y el tiempo de reparación de la avería.

45 El procedimiento y el sistema de detección de averías según la presente invención tienen por objetivo principal reducir el tiempo de localización de la avería en los cables de media tensión, mejorando así el índice de calidad de servicio la operadora de la red.

50 El procedimiento según la presente invención difiere de los procedimientos basados en la monitorización continua de las líneas de potencia y de los procedimientos basados en la generación de una señal de excitación posterior a que se produzca la avería. En particular, el procedimiento según la presente invención se basa en la monitorización continua de la corriente que discurre por el conductor de tierra que conecta las estructuras metálicas del transformador de los centros de transformación con el sistema de puesta a tierra.

Así pues, en un primer aspecto, la presente invención se refiere a un procedimiento para la localización de averías en cables de distribución de energía eléctrica, el procedimiento es aplicado a un circuito de media tensión que comprende

al menos un cable de distribución de energía eléctrica, un primer centro de transformación que comprende un primer transformador y un primer conductor de puesta a tierra, un primer sistema de puesta a tierra que comprende una primera resistencia de puesta a tierra conectada al primer transformador a través del primer conductor de puesta a tierra. El primer centro de transformación está conectado a un primer extremo del cable. El circuito de media tensión además comprende un segundo centro de transformación que comprende un segundo transformador y un segundo conductor de puesta a tierra, un segundo sistema de puesta a tierra que comprende una segunda resistencia de puesta a tierra conectada al segundo transformador a través del segundo conductor de puesta a tierra. El segundo centro de transformación está conectado a un segundo extremo del cable.

El procedimiento comprende identificar una avería en el cable mediante la monitorización por umbral de corriente en al menos uno de los conductores de puesta a tierra, en caso de identificación de avería, medir un primer valor de corriente I_{med1} a través del primer conductor de puesta a tierra, obtener el valor de la primera resistencia, medir un segundo valor de corriente I_{med2} a través del segundo conductor de puesta a tierra, obtener el valor de la segunda resistencia, calcular una distancia relativa d_1 desde un punto del cable donde se produce la avería hasta el primer centro de transformación, tal que:

$$d_1 = \frac{I_{med2} \cdot R_{PAT2} - I_{med1} \cdot R_{PAT1}}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

El procedimiento también comprende calcular una distancia d_2 desde el punto del cable donde se produce la avería hasta el segundo centro de transformación;

$$d_2 = \frac{I_{med2} \cdot (1 - R_{PAT2}) + I_{med1} \cdot (1 + R_{PAT1})}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

El procedimiento también comprende identificar la localización de la avería basándose en las distancias d_1 y d_2 .

Este procedimiento utiliza medidas comparativas procedentes de dispositivos sensores distribuidos en cada uno de los centros de transformación que forman parte del circuito a monitorizar. Este procedimiento presenta como ventaja la detección y localización de la avería en tiempo real de forma desatendida y sin intervención, empleando para ello dispositivos compactos que no requieren del aislamiento necesario para monitorizar las líneas de media tensión, por lo que el volumen de los mismos se ve reducido sustancialmente.

En un segundo aspecto, la presente invención se refiere a un sistema de detección de averías para un circuito de media tensión que comprende conjuntos de cables de distribución de energía eléctrica, un primer centro de transformación que comprende un primer transformador y un primer conductor de puesta a tierra y un primer sistema de puesta a tierra que comprende una primera resistencia de puesta a tierra conectada al primer transformador a través del primer conductor de puesta a tierra. El primer centro de transformación está conectado a un primer extremo del cable. El circuito de media tensión además comprende un segundo centro de transformación que comprende un segundo transformador y un segundo conductor de puesta a tierra, un segundo sistema de puesta a tierra que comprende una segunda resistencia de puesta a tierra conectada al segundo transformador a través del segundo conductor de puesta a tierra. El segundo centro de transformación está conectado a un segundo extremo del cable. El sistema de detección de averías comprende un conjunto de sensores que comprenden medios de comunicación inalámbrica y una unidad de procesamiento, donde un primer sensor comprende medios para la conexión al primer conductor de puesta a tierra y está configurado para detectar una avería del cable mediante la detección de un valor de corriente umbral a través del primer conductor de puesta a tierra. En caso de identificación de avería, el primer sensor está configurado para medir un primer valor de corriente I_{med1} a través del primer conductor de puesta a tierra, obtener el valor de la primera resistencia y transmitir I_{med1} y a la unidad de procesamiento. En el sistema, un segundo sensor comprende medios para la conexión al segundo conductor de puesta a tierra, y está configurado para detectar una avería del cable mediante la detección de un valor de corriente umbral a través del segundo conductor de puesta a tierra. En caso de identificación de avería el segundo sensor está configurado para medir un segundo valor de corriente I_{med2} a través del segundo conductor de puesta a tierra, obtener el valor de la segunda resistencia y transmitir I_{med2} y a la unidad de procesamiento. La unidad de procesamiento almacena instrucciones para calcular una distancia relativa d_1 desde un punto del cable donde se produce la avería hasta el primer centro de transformación, tal que:

$$d_1 = \frac{I_{med2} \cdot R_{PAT2} - I_{med1} \cdot R_{PAT1}}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

La unidad de procesamiento también almacena instrucciones para calcular una distancia d_2 desde el punto del cable donde se produce la avería hasta el segundo centro de transformación, tal que:

$$d_2 = \frac{I_{med2} \cdot (1 - R_{PAT2}) + I_{med1} \cdot (1 + R_{PAT1})}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

e identificar la localización de la avería basándose en las distancias d1 y d2.

Descripción de los dibujos

5 Para complementar la descripción que se está realizando y con objeto de ayudar a una mejor comprensión de las características del procedimiento y sistema de detección de averías en cables de media tensión, de acuerdo con un ejemplo preferente de realización práctica del mismo, se acompaña como parte integrante de dicha descripción, un juego de dibujos en donde con carácter ilustrativo y no limitativo, se ha representado lo siguiente:

- La figura 1 muestra las partes de un cable de media tensión.
- La figura 2 muestra un circuito de media tensión en configuración de anillo.
- 10 La figura 3 muestra el circuito de media tensión en configuración de anillo en condición de avería.
- La figura 4 muestra un circuito eléctrico que presenta las corrientes de defecto.
- La figura 5 muestra el comportamiento transitorio de la corriente de defecto.
- La figura 6 muestra un ejemplo de un sensor distribuido según la presente invención.
- La figura 7 muestra un ejemplo de un transductor según la presente invención.
- 15 La figura 8 muestra un ejemplo de un sistema de detección de averías según la presente invención.

Realización preferente de la invención

En la figura 2 se representa un circuito (200) de media tensión en configuración de anillo con una pluralidad de cables (205), alimentado por la salida de una subestación (201) y con cuatro centros de transformación (210, 220, 230, 240) como parte del sistema de detección de averías. Cada centro de transformación (210, 220, 230, 240) está asociado a un sistema de puesta a tierra, representado en la siguiente figura por unas resistencias de tierra (RPAT1-4) y por un conductor de puesta a tierra (603) del transformador que permite conectar los elementos metálicos del transformador del centro de transformación (210, 220, 230, 240) al sistema de puesta a tierra representado por (RPAT1-4).

25 Particularizando la invención para uno de los cables (205) del circuito (200), se puede apreciar un primer centro de transformación (210) que comprende un primer transformador y una primera resistencia de puesta a tierra (RPAT1) como parte de un primer sistema de puesta a tierra conectado al primer centro de transformación (210). El primer centro de transformación (210) está a su vez conectado a un primer extremo del cable (205). El conductor de puesta a tierra (603) del transformador permite conectar los elementos metálicos del transformador del centro de transformación (210) al sistema de puesta a tierra representado por la resistencia (RPAT1).

30 Además, el sistema de detección de averías comprende un segundo centro de transformación (220) que comprende un segundo transformador y una segunda resistencia de puesta a tierra (RPAT2) como parte de un segundo sistema de puesta a tierra conectado al segundo transformador a través del conductor de puesta a tierra (603). El segundo centro de transformación (220) está a su vez conectado a un segundo extremo del cable (205).

35 En régimen de explotación normal (sin averías), la corriente por el conductor de tierra del transformador es de apenas unos pocos miliamperios. No obstante, cuando se produce una avería se genera un camino conductor entre el conductor principal del cable (205) y la malla de éste, por lo que parte de la energía eléctrica pasa a circular por la malla del cable (205) dirigiéndose hacia los dos extremos del cable (205), cuya malla está conectada a los sistemas de puesta a tierra con resistencias (RPAT1, RPAT2) asociados a los dos centros de transformación (210, 220) que se encuentran en los extremos del cable (205), generando un incremento en el valor de la corriente en el conductor de puesta a tierra (603) del transformador en los centros de transformación (210, 220). La impedancia que "vea" la corriente hacia cada una de las dos direcciones, determinará la cantidad de corriente que discurre hacia cada sentido.

El valor de la corriente que discurre hacia cada sentido dependerá del valor de la corriente de defecto y de otros parámetros como la configuración de la red, la longitud de los cables, el régimen del neutro, el tipo de avería, la localización en la que se ha producido la avería y los valores de resistencia de puesta a tierra de los sistemas de puesta a tierra de cada uno de los centros de transformación.

45 Como se muestra en la figura 3, en condición de avería, se producirá una corriente de defecto I_{fault} , que se bifurcará en dos sentidos opuestos, hacia los dos centros de transformación (210, 220) que se encuentren en los extremos del cable.

El procedimiento de cálculo para la localización de averías en cables de distribución de energía eléctrica se basa en el siguiente equivalente eléctrico mostrado en la figura 4 en el que la corriente de defecto I_{fault} , se divide en 2 corrientes I_1 e I_2 . A su vez estas dos corrientes se dividen en dos componentes cada una, de forma que:

$$I1 = I_{med1} + IC1;$$

$$I2 = I_{med2} + IC2$$

I_{med1} e I_{med2} son las corrientes que discurren por el conductor de tierra, y por lo tanto las corrientes medidas por los equipos sensores distribuidos.

5 Para realizar el análisis del circuito, se va a considerar que los valores de L1, R1, C1, L2, R2 y C2, vienen definidos por los valores de impedancia distribuida del cable (205) (L,R y C, cuyos valores los proporciona el fabricante del cable) multiplicado por el valor en metros, de la distancia desde el punto donde se produce la avería hasta el primer centro de transformación (210) ($d1$ o el segundo centro de transformación (220) ($d2$), de esta forma, se obtienen las siguientes relaciones:

$$L1(H) = L \left(\frac{H}{m} \right) * d1(m), \quad R1(\Omega) = R \left(\frac{\Omega}{m} \right) * d1(m), \quad C1(F) = C \left(\frac{F}{m} \right) * d1(m)$$

10 $L2(H) = L \left(\frac{H}{m} \right) * d2(m), \quad R2(\Omega) = R \left(\frac{\Omega}{m} \right) * d2(m), \quad C2(F) = C \left(\frac{F}{m} \right) * d2(m)$

Si se realiza el análisis del circuito, se puede llegar al siguiente desarrollo:

$$I_{med1} = \frac{V_x}{R_{PAT1} \cdot [1 - CL\omega^2 d_1^2 + RCj\omega d_1^2] + Lj\omega d_1 + Rd_1}$$

$$I_{med2} = \frac{V_x}{R_{PAT2} \cdot [1 - CL\omega^2 d_2^2 + RCj\omega d_2^2] + Lj\omega d_2 + Rd_2}$$

Al considerar los valores habituales de R,L y C en cables de medida tensión, nos encontramos con los siguientes ordenes de magnitud:

PARAMETRO	ORDEN DE MAGNITUD DEL VALOR
L(H/m)	10^{-6}
R(Ω /m)	10^{-4}
C(F/m)	10^{-10}
Long. Cable (m)	$10^2 - 10^3$
Frecuencia (Hz)	10^1

15

Lo que implica que el término $[1 - CL\omega^2 d_x^2 + RCj\omega d_x^2]$ se puede aproximar a 1 reduciendo las expresiones anteriores a:

$$I_{med1} = \frac{V_x}{R_{PAT1} + Lj\omega d_1 + Rd_1}$$

$$I_{med2} = \frac{V_x}{R_{PAT2} + Lj\omega d_2 + Rd_2}$$

Al dividir I_{med1} entre I_{med2} tenemos:

$$\frac{I_{med1}}{I_{med2}} = \frac{R_{PAT2} + Lj\omega d_2 + Rd_2}{R_{PAT1} + Lj\omega d_1 + Rd_1} = \frac{R_{PAT2} + d_2 \cdot (Lj\omega + R)}{R_{PAT1} + d_1 \cdot (Lj\omega + R)}$$

5 Si las longitudes d_1 y d_2 se normalizan a la unidad, entonces la longitud total del cable donde se ha producido la avería será 1 y, de esta manera $d_1 + d_2 = 1$. Con esta consideración la expresión anterior queda de la siguiente manera:

$$\frac{I_{med1}}{I_{med2}} = \frac{R_{PAT2} + (1 - d_1) \cdot (Lj\omega + R)}{R_{PAT1} + d_1 \cdot (Lj\omega + R)}$$

Al despejar d_1 en la expresión anterior y considerando que $R_{PATX} \gg Lj\omega + R$ tenemos:

$$d_1 = \frac{I_{med2} \cdot R_{PAT2} - I_{med1} \cdot R_{PAT1}}{(I_{med2} + I_{med1}) \cdot (Lj\omega + R)}$$

Y dado que L , R y ω son constantes, podemos definir el término K , de forma que la expresión anterior queda como:

$$d_1 = K \cdot \frac{I_{med2} \cdot R_{PAT2} - I_{med1} \cdot R_{PAT1}}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

10

Y por lo tanto se puede despejar d_2 como:

$$d_2 = \frac{I_{med2} \cdot (1 - K \cdot R_{PAT2}) + I_{med1} \cdot (1 + K \cdot R_{PAT1})}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

15

Se puede utilizar $K = 1$, como constante válida para la mayoría de los escenarios. Con lo que, queda demostrado que partiendo de la medida de la corriente en cada conductor de tierra (603) de cada centro de transformación (210, 220) y con el valor de la resistencia de puesta a tierra (R_{PAT1} , R_{PAT2}) en el momento de la avería en cada centro de transformación, es posible determinar las distancias relativas, d_1 y d_2 , a las que ha tenido lugar la avería.

20

La figura 5 muestra el comportamiento de la corriente de defecto I_{faul} (500) de naturaleza transitoria de la avería que implica que, en el momento en que se produce la misma, existe un instante inicial en el que se genera un fenómeno transitorio de alta frecuencia, seguido de un periodo de tiempo estacionario caracterizado por una señal a la frecuencia de la red eléctrica.

25

Debido a esto la impedancia que presenta el sistema de puesta a tierra en los instantes iniciales representado en las figuras por (RPAT1-4), donde los componentes frecuenciales del transitorio de corriente son elevados, tendrá la contribución de una parte resistiva, pero también de una parte reactiva (capacitiva, inductiva o una combinación de ambas) apreciable, por lo que es deseable poder determinar el valor de cada una de las partes R , L y C que constituyen el sistema de puesta a tierra para poder caracterizar el fenómeno completo y no sólo en estado estacionario. Una forma de obtener estos equivalentes es mediante la implementación de un diagrama de Bode en magnitud y en fase, para lo cual se requiere de la medida del valor de la impedancia y del desplazamiento de fase entre la tensión y la corriente a diferentes frecuencias (barrido de frecuencias). No obstante, se contempla la posibilidad de que el

procedimiento de localización de la presente invención comprenda medios adaptados para obtener y procesar otros datos procedentes de la propia red, tales como los relativos a la longitud o sección de los cables, el tipo de aislamiento en cada tramo, el recorrido de las líneas, los puntos de empalme, etc., para conseguir un modelo más exacto de la red y mejorar la localización e identificación de la avería.

5 En base a lo anterior, el sistema (800) para detección de averías comprende:

Un conjunto de sensores distribuidos (600), instalado cada uno de ellos mediante un transductor (602) en el conductor de puesta a tierra (603) de cada uno de los centros de transformación (210, 220, 230, 240) del circuito (200) a monitorizar, donde cada sensor distribuido (600) está configurado para monitorizar de forma continua la corriente I_{med} en dicho conductor de tierra (603) y detectar la avería en el cable (205) por umbral de corriente, así como determinar la resistencia de puesta a tierra (RPAT1-4) en el momento en el que se produce la avería en el cable (205), identificando la parte resistiva y la parte reactiva (L y C) empleando para ello un barrido en frecuencia que permita obtener un diagrama de Bode en magnitud y fase.

10

Además, cada sensor distribuido (600) está configurado para almacenar los datos internamente para poder transmitirlos de forma remota a una unidad de procesamiento (818).

15 Cada sensor distribuido (600) comprende medios de transmisión inalámbrica (819) para el envío remoto de los datos adquiridos por cada equipo sensor (600) a una unidad de proceso remota (18). Cada sensor distribuido (600) comprende un sistema de sincronización (821) que permita que los datos procedentes de los diferentes sensores distribuidos tengan una única base de tiempos cuando sean procesados.

20 El sistema (800) comprende una unidad de procesamiento (818) donde se almacenen y agrupan los datos y donde se pueda ejecutar el análisis en tiempo real de los datos recibidos para obtener los valores de distancia d_1 y d_2 .

El sistema (800) comprende medios de alerta y visualización, preferiblemente, un sistema de alarmas que puede indicar al usuario la condición de la avería y la ubicación aproximada de la avería a partir de las medidas registradas por los dispositivos sensores (600) y del análisis de estas para obtener valores de distancia d_1 y d_2 .

25 La figura 6 muestra un ejemplo de un sensor distribuido (600) según la presente invención. El sensor (600) comprende un transductor (602) por donde discurre el conductor de puesta a tierra (603) del transformado de uno de los centros de transformación. La electrónica de dicho dispositivo sensor (600) está comprendida en la carcasa (604) de contención.

30 La figura 7 muestra el elemento transductor (602) asociado al sensor (600). El elemento transductor (602) está formado por dos núcleos magnéticos toroidales (605) y (606) por los que se hace pasar el conductor de puesta a tierra (603), uno de los núcleos (605) induce una fuerza electromotriz (f.e.m.) en el conductor a monitorizar mediante un conjunto de bucles de inyección (608), mientras que el otro toroide (606) registra el valor de la corriente que dicha f.e.m. genera por el conductor mediante un conjunto de bucles de medida (609), el cual depende de la impedancia de dicho conductor (603). También se precisa un bucle adicional (607), arrollada sobre el núcleo magnético (606) de medida, para poder determinar la tensión inducida en el conductor (603).

35 La figura 8 muestra partes del sistema (800). En particular, la figura 8 muestra un sensor distribuido (600), el transductor (602) como elemento interfaz entre el sensor distribuido (600) y el cable de puesta tierra (603) así como la unidad de procesamiento (818) del sistema (800).

Como se muestra en la figura 8, el sensor distribuido (600) comprende:

40 - Un sistema de monitorización continua de corriente (810) conectado al conjunto de bucles de medida (609) que detecte la condición de avería por la posterior comparación con un umbral programable (811).

45 - Un sistema de amplificación programable (817) que permite ajustar el rango de forma automática y que esté conectado a la salida del sistema de filtrado (815). El amplificador de ganancia programable (817) y el umbral programable (811), permiten su ajuste de forma, tanto local, como remota y permiten optimizar la detección y localización de averías en entornos con diferentes niveles de ruido eléctrico y con diferentes valores esperados de corriente de defecto.

- Un buffer circular (812) conectado al sistema de monitorización continua de corriente (810) y al umbral programable (811) configurado de forma que, cuando se detecte la condición de avería, se registre al menos 10ms anteriores al instante en que se produce la avería y 300ms posteriores de dicho instante, enviando el conjunto de datos registrados a un sistema de almacenamiento (813).

50 - Un sistema de inyección de corriente (814) en múltiples frecuencias, conectado al conjunto de bucles de inyección (608) para poder realizar el barrido en frecuencias, necesario para la caracterización de los equivalentes reactivos (L y C) de la medida de resistencia de puesta a tierra (RPAT1-4). De forma preferente se utilizará, para este sistema de inyección de múltiples frecuencias, un sistema de modulación en amplitud AM, que permitirá simplificar el proceso de post-procesado, medida e interpretación posterior.

ES 2 984 157 T3

- Un sistema de filtrado (815), conectado al conjunto de bucles de medida (609) para poder reducir a niveles aceptables el ruido propio del entorno. Preferiblemente, dicho sistema de filtrado comprende un sistema de demodulación en amplitud que simplifica el proceso de filtrado.
- 5
- Un sistema de medida del desplazamiento de fase (816) entre las señales procedentes del conjunto de bucles de medida (609) y del bucle adicional (607) del transductor (602).
 - Un sistema de almacenamiento (813) para recoger los datos que deberán ser enviados a la unidad central de proceso remota (818) para la interpretación de los datos recogidos por cada uno de los sensores distribuidos.
 - Medios de transmisión inalámbrica (819) para la conexión bidireccional entre cada equipo sensor (600) y la unidad central de proceso remota (818).
- 10
- Un sistema de alimentación de respaldo (820) para evitar la pérdida de datos en caso de fallo del suministro eléctrico.
 - Un sistema de sincronización (821) para trabajar a todos los equipos sensores distribuidos con una base de tiempos común, y - Un microcontrolador (822) para la integración, control y sincronía de todos los elementos necesarios, así como de la secuenciación de procesos y comunicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para la localización de averías en cables de distribución de energía eléctrica, pudiendo el procedimiento ser aplicado a un circuito de media tensión que comprende al menos un cable (205) de distribución de energía eléctrica, un primer centro de transformación (210) que comprende un primer transformador y un primer conductor de puesta a tierra (603), comprendiendo un primer sistema de puesta a tierra una primera resistencia de puesta a tierra (RPAT1) conectada al primer transformador a través del primer conductor de puesta a tierra (603), estando el primer centro de transformación (210) conectado a un primer extremo del cable (205); y un segundo centro de transformación (220) que comprende un segundo transformador y un segundo conductor de puesta a tierra (603), un segundo sistema de puesta a tierra que comprende una segunda resistencia de puesta a tierra (RPAT2) conectada al segundo transformador a través del segundo conductor de puesta a tierra (603), estando el segundo centro de transformación (220) conectado a un segundo extremo del cable (205), estando el procedimiento **caracterizado porque** comprende:

- identificar una avería en el cable (205) mediante la monitorización por umbral de corriente en al menos uno de los conductores de puesta a tierra (603), en caso de identificación de avería:

- medir un primer valor de corriente I_{med1} a través del primer conductor de puesta a tierra (603);
- obtener el valor de la primera resistencia (RPAT1);
- medir un segundo valor de corriente I_{med2} a través del segundo conductor de puesta a tierra (603);
- obtener el valor de la segunda resistencia (RPAT2);
- calcular una distancia relativa d_1 desde un punto del cable (205) donde se produce la avería hasta el primer centro de transformación (210), tal que:

$$d_1 = \frac{I_{med2} \cdot R_{PAT2} - I_{med1} \cdot R_{PAT1}}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

- calcular una distancia d_2 desde el punto del cable (205) donde se produce la avería hasta el segundo centro de transformación (210);

$$d_2 = \frac{I_{med2} \cdot (1 - R_{PAT2}) + I_{med1} \cdot (1 + R_{PAT1})}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

- identificar la localización de la avería basándose en las distancias d_1 y d_2 .

2. Procedimiento para la localización de averías en cables de distribución de energía eléctrica según la reivindicación 1, en el que obtener el valor de la primera resistencia (RPAT1) comprende identificar la parte resistiva y la parte reactiva de (RPAT1) mediante un barrido en frecuencia para la obtención de un diagrama de Bode en magnitud y fase.

3. Procedimiento para la localización de averías en cables de distribución de energía eléctrica según la reivindicación 1, en el que obtener el valor de la segunda resistencia (RPAT2) comprende identificar la parte resistiva y la parte reactiva de (RPAT2) mediante un barrido en frecuencia para la obtención de un diagrama de Bode en magnitud y fase.

4. Procedimiento para la localización de averías en cables de distribución de energía eléctrica según las reivindicaciones anteriores que además comprende informar a un usuario de la condición de avería y de la localización de la avería.

5. Sistema (800) de detección de averías para un circuito de media tensión que comprende conjuntos de un cable (205) de distribución de energía eléctrica, un primer centro de transformación (210) que comprende un primer transformador y un primer conductor de puesta a tierra (603), un primer sistema de puesta a tierra que comprende una primera resistencia de puesta a tierra (RPAT1) conectada al primer transformador a través del primer conductor de puesta a tierra (603), estando el primer centro de transformación (210) conectado a un primer extremo del cable (205); y un segundo centro de transformación (220) que comprende un segundo transformador y un segundo conductor de puesta a tierra (603), un segundo sistema de puesta a tierra que comprende una segunda resistencia de puesta a tierra (RPAT2) conectada al segundo transformador a través del segundo conductor de puesta a tierra (603), estando el segundo centro de transformación (220) conectado a un segundo extremo del cable (205), el sistema (800) de detección de averías comprende:

- un conjunto de sensores (600) que comprenden medios de comunicación inalámbrica, y
- una unidad de procesamiento (818), **caracterizado porque** un primer sensor (600) comprende medios (602) para la conexión al primer conductor de puesta a tierra (603) y está configurado para:

- detectar una avería del cable (205) mediante la detección de un valor de corriente umbral a través del primer conductor de puesta a tierra (603), en el que en caso de identificación de avería:

- medir un primer valor de corriente I_{med1} a través del primer conductor de puesta a tierra (603);
- obtener el valor de la primera resistencia (RPAT1); y
- transmitir I_{med1} y (RPAT1) a la unidad de procesamiento (818), en el que un segundo sensor (600) comprende medios (602) para la conexión al segundo conductor de puesta a tierra (603), y está configurado para:

5 - detectar una avería del cable (205) mediante la detección de un valor de corriente umbral a través del segundo conductor de puesta a tierra (603), en el que en caso de identificación de avería:

- medir un segundo valor de corriente I_{med2} a través del segundo conductor de puesta a tierra (603);
- obtener el valor de la segunda resistencia (RPAT2); y
- transmitir I_{med2} y (RPAT2) a la unidad de procesamiento (818); en el que la unidad de procesamiento (818) almacena instrucciones para:

10 - calcular una distancia relativa d_1 desde un punto del cable (205) donde se produce la avería hasta el primer centro de transformación (210), tal que:

$$d_1 = \frac{I_{med2} \cdot R_{PAT2} - I_{med1} \cdot R_{PAT1}}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

15 - calcular una distancia d_2 desde el punto del cable (205) donde se produce la avería hasta el segundo centro de transformación (210);

$$d_2 = \frac{I_{med2} \cdot (1 - R_{PAT2}) + I_{med1} \cdot (1 + R_{PAT1})}{(I_{med2} + I_{med1})}$$

- identificar la localización de la avería del cable (205) basándose en las distancias d_1 y d_2 .

20 6. Sistema (800) de detección de averías según la reivindicación 5, en el que los medios para la conexión al primer y segundo conductor de puesta a tierra (603) comprenden un transductor (602).

7. Sistema (800) de detección de averías según las reivindicaciones 5 o 6 que comprende medios de aviso y visualización configurados para informar al usuario de la condición de avería y de la localización de la avería.

25 8. Sistema (800) de detección de averías según las reivindicaciones 5 a 7, en el que los sensores (600) comprenden un sistema de inyección de corriente (814) en múltiples frecuencias configurado para poder realizar un barrido en frecuencias para identificar la parte resistiva y la parte reactiva de (RPAT1 , RPAT2).

9. Sistema (800) de detección de averías según las reivindicaciones 5 a 8, en el que los sensores (600) comprenden medios para obtener diagramas de bode, en particular un sistema de medida de magnitud que comprende un amplificador programable (817) y un sistema de medida de desplazamiento de fase (816) a múltiples frecuencias.

30 10. Sistema (800) de detección de averías según las reivindicaciones 5 a 9, en el que los sensores (600) comprenden un amplificador de ganancia programable (817) y un umbral programable (811).

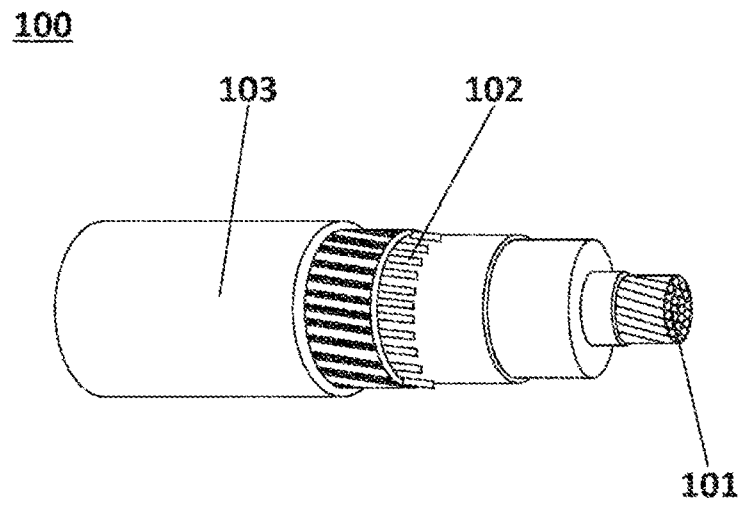


FIG. 1

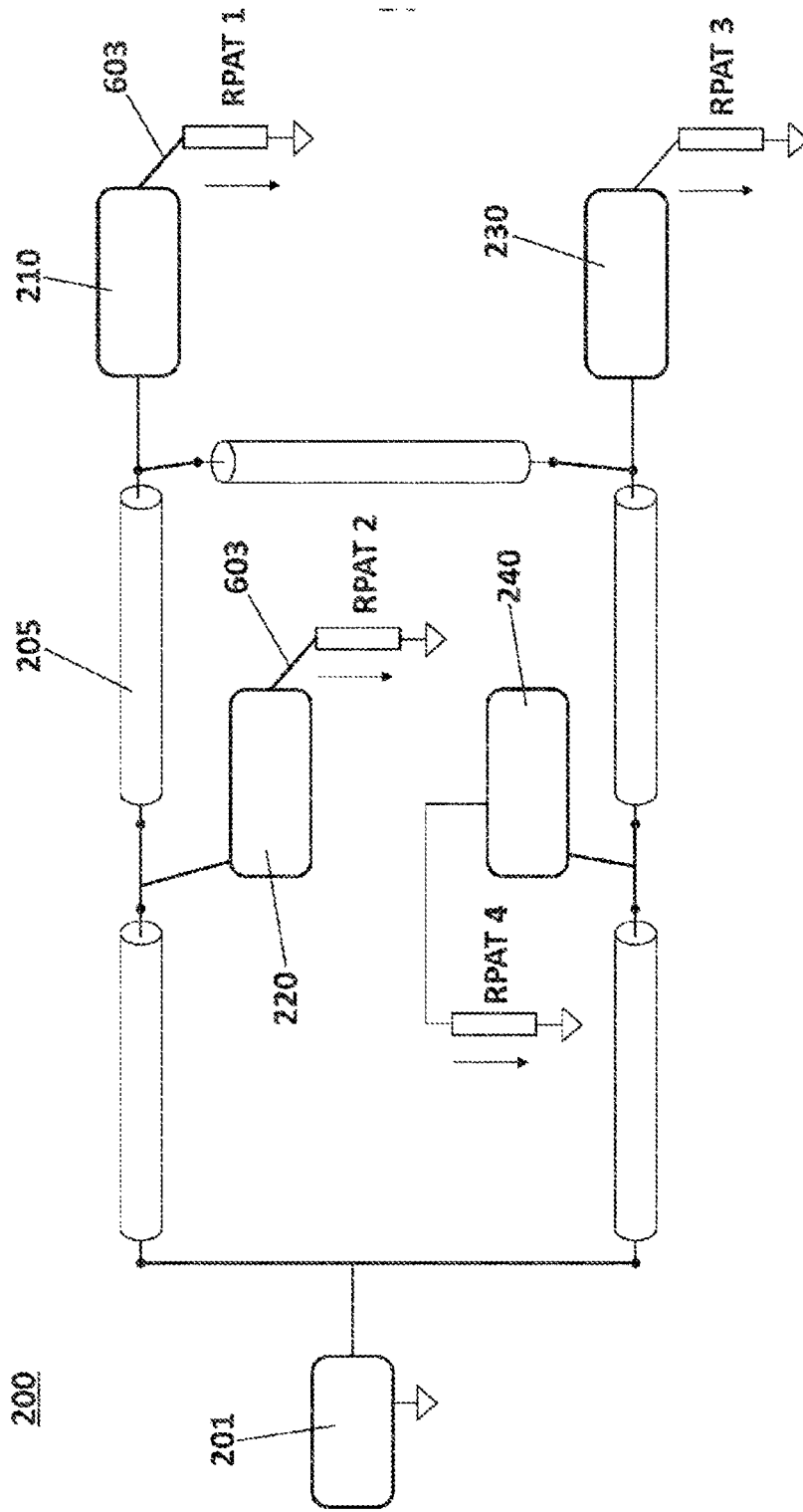


FIG. 2

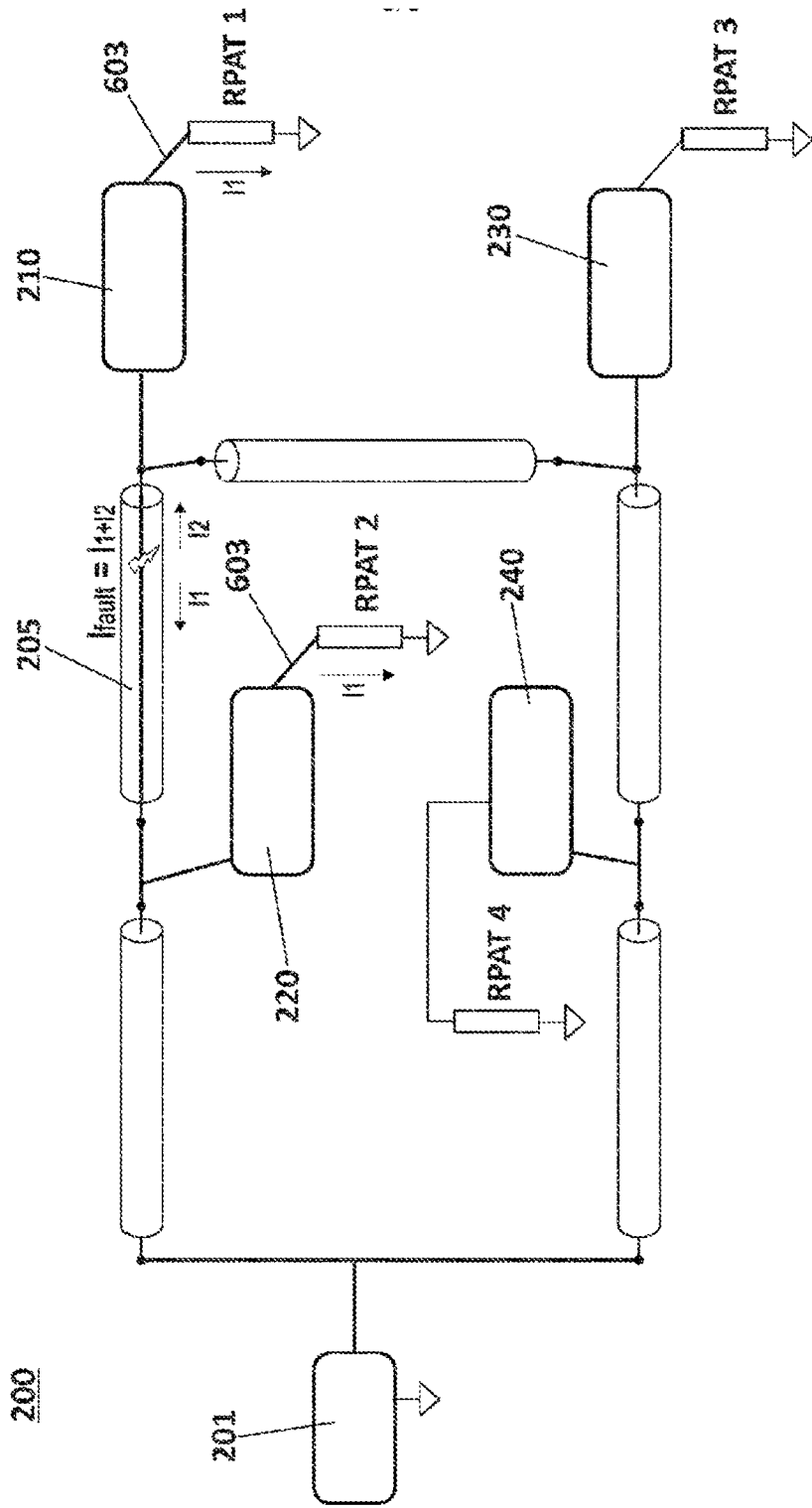


FIG. 3

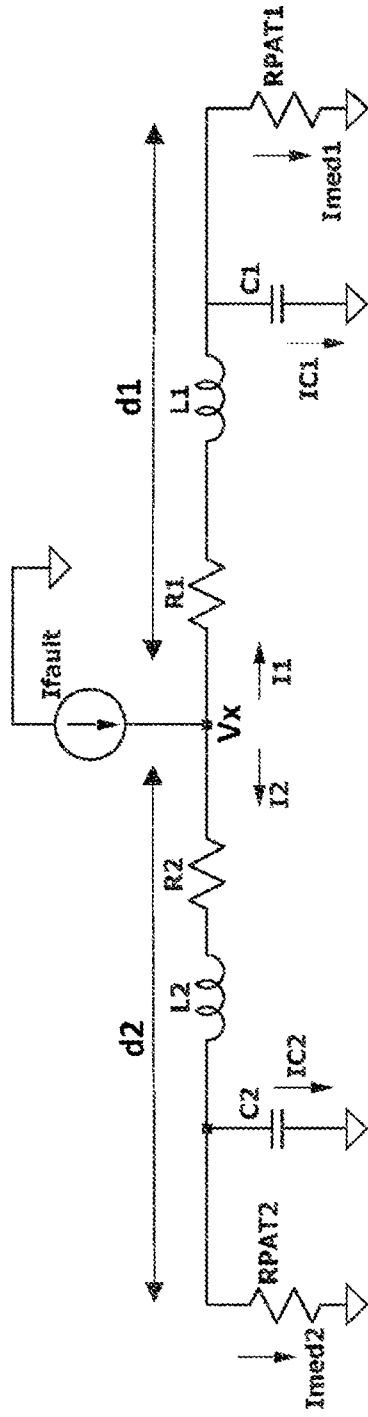


FIG. 4

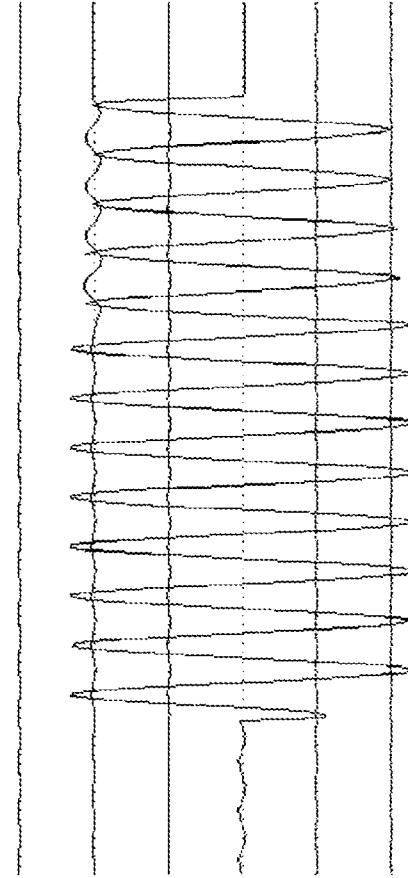


FIG. 5

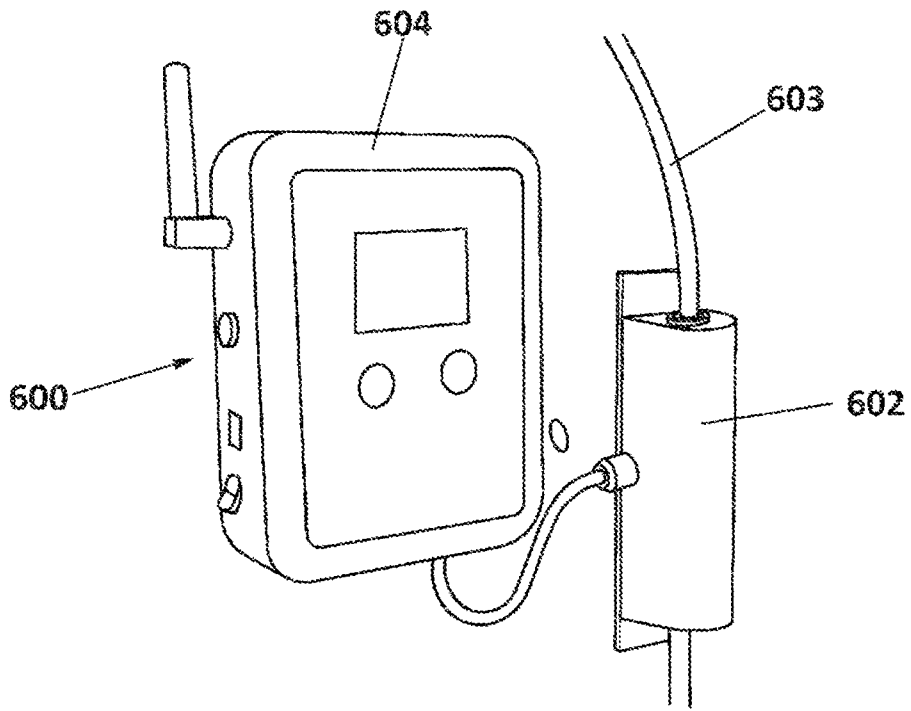


FIG. 6

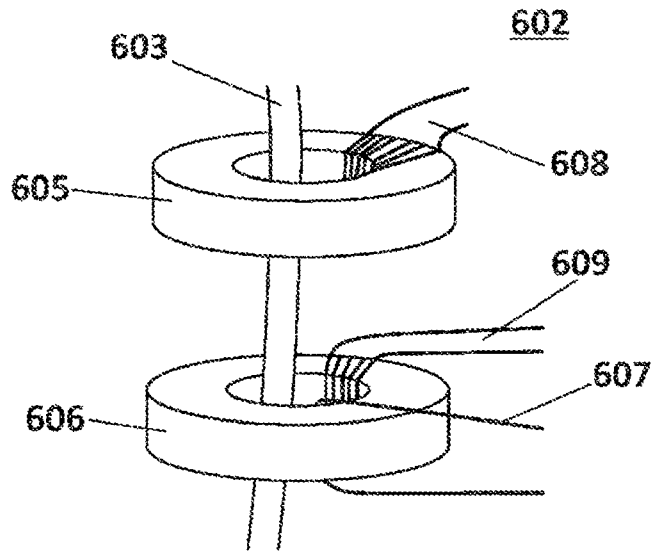


FIG. 7

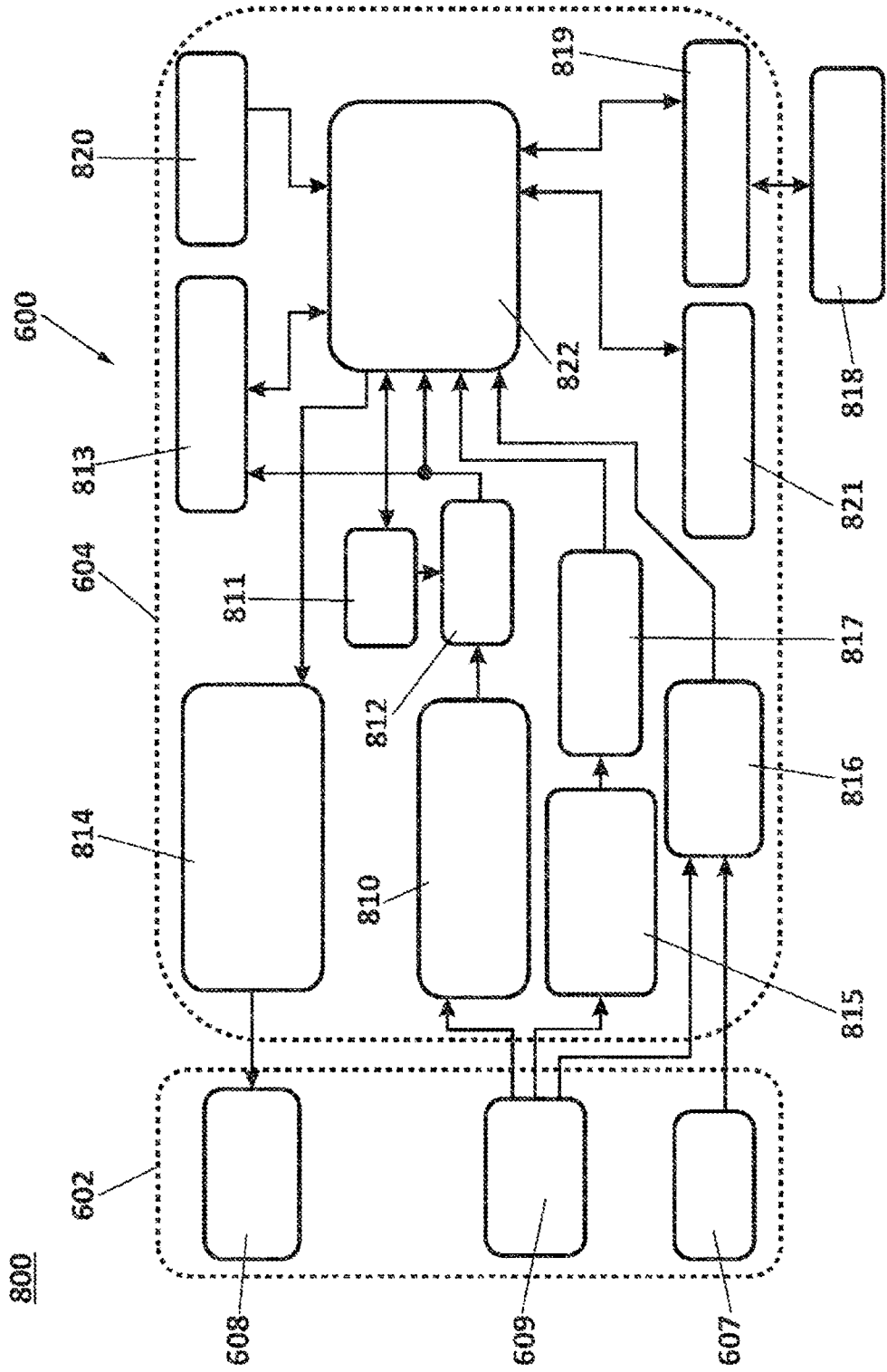


FIG. 8