

(12) SOLICITUD INTERNACIONAL PUBLICADA EN VIRTUD DEL TRATADO DE COOPERACIÓN EN MATERIA DE PATENTES (PCT)

(19) Organización Mundial de la Propiedad
Intelectual
Oficina internacional



(43) Fecha de publicación internacional
29 de marzo de 2012 (29.03.2012)

PCT

(10) Número de Publicación Internacional
WO 2012/038564 A2

- (51) Clasificación Internacional de Patentes: Sin clasificar
- (21) Número de la solicitud internacional:
PCT/ES2011/000278
- (22) Fecha de presentación internacional:
19 de septiembre de 2011 (19.09.2011)
- (25) Idioma de presentación: español
- (26) Idioma de publicación: español
- (30) Datos relativos a la prioridad:
P 201001211
20 de septiembre de 2010 (20.09.2010) ES
- (71) Solicitante (para todos los Estados designados salvo US): **UNIVERSIDAD DE SEVILLA** [ES/ES]; OTRI Univerisdad de Sevilla, Paseo de las Delicias, Pabellón de Brasil, E-41013 Sevilla (ES).
- (72) Inventores; e
- (75) Inventores/Solicitantes (para US solamente): **BISCARRI TRIVIÑO, Felix** [ES/ES]; Dpto. Tecnología Electrónica, E.T.S. de Ingeniería Informática Avda., Reina Mercedes, E-41012 Sevilla (ES). **LEÓN DE MORA, Carlos** [ES/ES]; Dpto. Tecnología Electrónica, E.T.S. de Ingeniería Informática Avda., Reina Mercedes, E-41012 Sevilla (ES). **GARCÍA DELGADO, Antonio**

[ES/ES]; Dpto. Tecnología Electrónica, E.T.S. de Ingeniería Informática Avda., Reina Mercedes, E-41012 Sevilla (ES). **ELENA ORTEGA, José Manuel** [ES/ES]; Dpto. Tecnología Electrónica, E.T.S. de Ingeniería Informática Avda., Reina Mercedes, E-41012 Sevilla (ES). **MOLINA CANTERO, Francisco Javier** [ES/ES]; Dpto. Tecnología Electrónica, E.T.S. de Ingeniería Informática Avda., Reina Mercedes, E-41012 Sevilla (ES). **PERSONAL VÁZQUEZ, Enrique** [ES/ES]; Dpto. Tecnología Electrónica, E.T.S. de Ingeniería Informática Avda., Reina Mercedes, E-41012 Sevilla (ES). **GUERRERO ALONSO, Juan Ignacio** [ES/ES]; Dpto. Tecnología Electrónica, E.T.S. de Ingeniería Informática Avda., Reina Mercedes, E-41012 Sevilla (ES).

(81) Estados designados (a menos que se indique otra cosa, para toda clase de protección nacional admisible): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

[Continúa en la página siguiente]

(54) Title: DEVICE AND METHOD FOR LOCALISING FAULTS IN ELECTRICAL DISTRIBUTION LINES

(54) Título : DISPOSITIVO Y MÉTODO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

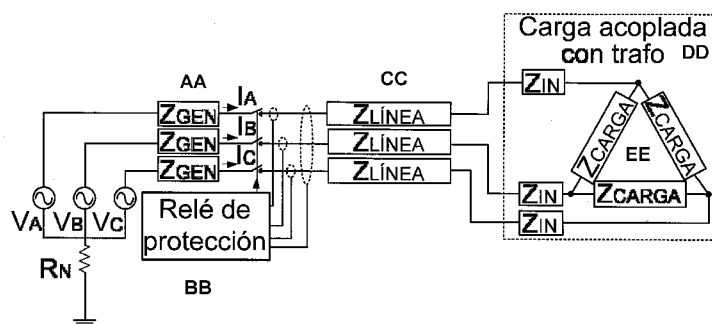


Figura 1

AA...Zgen
BB...protector relay
CC...Zline
DD...load coupled to transformer
EE...Zload

(57) Abstract: The invention relates to a method for localising faults in electrical distribution lines, wherein, based on the measurements of the current phasors, the voltage module, and the knowledge of the characteristics of the facility, said method estimates the position of the malfunction by analysing the impedance, using essentially the first re-closing of the protector relay.

(57) Resumen: Método de localización de faltas en líneas de distribución eléctrica en donde, a partir de las medidas de los fasores de corriente, del módulo de las tensiones y del conocimiento de las características de la instalación, el método estima la posición del fallo mediante el análisis de la impedancia, usando esencialmente el primer re-cierre del relé de protección.



(84) **Estados designados** (*a menos que se indique otra cosa, para toda clase de protección regional admisible*):
ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), euroasiática (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), europea (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT,

RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publicada:

— *sin informe de búsqueda internacional, será publicada nuevamente cuando se reciba dicho informe (Regla 48.2(g))*

DISPOSITIVO Y MÉTODO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

DESCRIPCIÓN

El objeto principal de la presente invención es la localización de faltas en líneas de distribución eléctrica mediante un equipo y un método diseñado a tal efecto para líneas de distribución eléctrica de media tensión y que están basados en un método de análisis de la impedancia y en la estimación del desfase tensión/intensidad (V/I). La presente invención es de aplicación en el campo de la distribución de energía eléctrica.

Estado de la técnica anterior

Es tarea fundamental de las compañías eléctricas garantizar el suministro de energía a los usuarios en condiciones de continuidad y calidad. Así, la localización de faltas en líneas eléctricas se convierte en una tarea prioritaria para la compañía de distribución. Una vez detectada la falta, la posibilidad de estimar con exactitud y de forma automática la posición de dicha falta desde un centro de control, y en un tiempo relativamente pequeño, aporta grandes ventajas desde el punto de vista de la calidad del servicio: la disminución del tiempo de restauración del servicio eléctrico a los usuarios así como la disminución del número de maniobras necesarias para dicha restauración. Esto hace que sea muy atractiva, en términos de calidad y economía, la implantación de sistemas de localización de esta naturaleza.

El desarrollo y aplicación de sistemas basados en microprocesadores en ingeniería eléctrica (IEDs) marca la aparición de las primeras técnicas de localización automática de fallos [A. Girgis, C. Fallon y D. Lubkeman, "A *fault location technique for rural distribution feeders*" Industry Applications, IEEE Transactions on, vol.29, 1993, pags. 1170-1175] y [T. Takagi *et al.* "Development of a New type fault locator using the one-terminal voltage and

current data", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, 1982, pags. 2892-2898]. Desde entonces se han desarrollado numerosos métodos de localización automática de fallos que pueden dividirse en tres categorías fundamentales.

La primera de estas categorías es la que incluye los métodos basados en ondas viajeras (*travelling waves* en terminología anglosajona). Este tipo de métodos analizan las señales de alta frecuencia ($>500\text{KHz}$), en corrientes o en tensiones, producidas por los impulsos generados al desencadenarse el fallo [3][4]. Estos impulsos viajan a velocidades elevadas a través de las líneas eléctricas, que actúan como guías de ondas. La detección de la llegada del impulso a dos puntos distantes permite estimar la posición del fallo. Estos métodos suelen emplear como herramienta de pre-procesado la transformada wavelet [5][6], aunque en algunos casos se trabaja con medidas en dos terminales [7], o en un solo terminal. Estas técnicas no precisan de un conocimiento completo de las características de las líneas, sin embargo, las altas velocidades no precisan de un conocimiento completo de las características de las líneas, sin embargo, las altas velocidades de las ondas implican grandes errores en la localización de la falta. Por otro lado, las no homogeneidades en las líneas y la existencia de ramas laterales provocan la aparición de ondas reflejadas que, combinadas con la cuestión anterior, limitan estas técnicas a redes geográficamente amplias y de topología simple, en definitiva, a redes de transporte de alta tensión.

Los métodos basados en el uso de componentes de relativa alta frecuencia de tensiones o corrientes forman una segunda categoría. Las medidas obtenidas, con frecuencias relativamente altas ($<10\text{KHz}$) se analizan utilizando técnicas en el dominio de la frecuencia. Pueden utilizar técnicas clásicas [8], y en otros casos, relacionar la frecuencia natural de oscilación del sistema con la distancia [9], o aplicando técnicas de inteligencia computacional [10].

La tercera categoría corresponde a los métodos de impedancia, que usan los componentes fundamentales (fasores) de tensiones e intensidades en puntos terminales de la línea y son los más usados en la localización de faltas en redes de distribución. Consisten en calcular las impedancias de las líneas, tal y como se ven desde los terminales de las mismas, antes y durante la falta. A su vez se dividen dos subcategorías:

- Métodos en dos terminales, aplicados generalmente en líneas de transporte. Las medidas se realizan sobre los fasores (tensiones y corrientes) en los dos extremos de la línea. Pueden requerir medidas sincronizadas [11], usar solo medida de tensiones [12] o usar medidas no sincronizadas [13]. Por otro lado, también usan redes neuronales [14].
- Métodos de un solo terminal, que son los preferidos en las líneas de distribución, la medida de los fasores de tensiones y corrientes se realiza en la subestación. Una buena descripción de los diferentes métodos se encuentra en [15]. Dentro de los métodos podemos distinguir entre los que usan técnicas analíticas, que van evolucionando:
 - Resuelven el problema de las ramas laterales para sistemas balanceados y desbalanceados [16][17].
 - Para líneas que combinan líneas subterráneas y aéreas [18];
 - Los que enfocan el problema de múltiples soluciones (clásico de este tipo de métodos) mediante información adicional de las líneas [19].
 - Por último, dentro de estos métodos, cabe destacar los basados en inteligencia computacional, ya sea en redes neuronales (NN) [20][21] o lógica difusa [22].

Las patentes registradas hasta la fecha se basan en los métodos arriba descritos y ninguna recoge el uso de corrientes de magnetización para la estimación del desfase tensión/corriente, como propone la presente

invención. Patentes de localización de fallos en líneas eléctricas son, a modo de ejemplo:

El documento WO 2007/032697 describe un método para localización de faltas en líneas eléctricas aplicable a líneas de tres terminales o a líneas multiterminales. La esencia de esta invención radica en un método para localizar faltas en líneas eléctricas dividiendo en secciones las líneas de un sistema de transmisión o distribución y asumiendo una hipotética localización en, al menos, una de estas secciones, partiendo de las medidas de las corrientes en las condiciones de fallo y pre-fallo, en todas las estaciones terminales del sistema y, además, de la medida de la fase de la tensión de línea, en las condiciones de fallo y pre-fallo, en una de las estaciones terminales del sistema. Se obtienen con el método las componentes simétricas de las medidas de corriente y tensión, así como la corriente total en el punto de fallo, determinando las distancias a las localizaciones hipotéticas del fallo y la resistencia de fallo. Para ello usa la comparación entre los valores numéricos de las distancias a las hipotéticas localizaciones del fallo y rechaza los valores negativos o mayores de uno, en unidades relativas, y haciendo lo mismo con los valores estimados de la resistencia de fallo.

Un sistema de localización de fallas se describe en el documento US 6 477 475 en donde dicho sistema comprende una pluralidad de subestaciones, que envían información de todas las líneas de transmisión y distribución, así como una estación maestra, que localiza el fallo a partir de la diferencia en los tiempos de detección de las distintas subestaciones. En esta misma línea, el documento AU 2008/200131 expone un sistema de localización del punto de fallo, equipado con varias estaciones esclavas que recogen datos de la situación pre-fallo de la línea de distribución y de una estación maestra para recoger la información de la tensión de los puntos de la línea de distribución proporcionados por las estaciones esclavas, y reduce esta información a la localización de un solo punto de fallo, a partir de los hipotéticos posibles.

Explicación de la invención

El método de localización de faltas en líneas de distribución eléctrica objeto de la presente invención se basa en técnicas de análisis de impedancia aparente, con medidas en un solo terminal en la subestación eléctrica. El problema técnico que soluciona la presente invención respecto de los desarrollos descritos en el estado de la técnica, es que dichos sistemas y métodos requieren para la medida de la impedancia el conocer el valor de los fasores (módulo y fase) tanto de las corrientes de líneas como de las tensiones, ya sean medidas de línea a línea como de línea a neutro. El método objeto de la presente invención únicamente requiere conocer los valores de las corrientes de línea y el del módulo de la tensión, pero no la fase. Esta fase necesaria se estima mediante el análisis de las corrientes de choque producidas en el primer re-cierre del relé de protección.

En un primer aspecto de la invención, el dispositivo de localización de faltas en líneas de distribución eléctrica está configurado para la estimación de la posición de la falta en la línea ($X \cdot L$, siendo X el porcentaje entre 0 y 1 y L la longitud total de la línea) partiendo de los valores instantáneos de corriente de cada línea I_A , I_B e I_C medidos durante las situaciones de pre-falta, falta y primer re-cierre o choque; suponiendo conocido el módulo de las tensiones de fase, o bien el valor eficaz (RMS) de las tensiones de fase, conocida su frecuencia. Por tanto, no es necesario medir la fase de las tensiones, ya que el equipo objeto de la invención estima estas variables.

Además de las medidas de corriente son necesarios, para la localización de la falta, los datos de configuración de la instalación, esto es la impedancia de salida del transformador de la subestación (Z_{GEN}), la impedancia de entrada del transformador con el que se acopla la carga (Z_{IN}), la resistencia del neutro (R_{GND}), la longitud total de la línea (L) y la impedancia de la misma ($R_{LÍNEA} + jX_{LÍNEA}$).

En un segundo aspecto de la invención, el método de localización de faltas en

líneas de distribución eléctrica está configurado para que, a partir de las medidas de los fasores de corriente, del módulo de las tensiones y del conocimiento de las características de la instalación, el dispositivo descrito estime la posición del fallo siguiendo, al menos, las siguientes etapas:

(i) una primera etapa de estimación de las fases de las tensiones aplicadas al transformador de la carga, en donde a partir de las corrientes durante el primer re-cierre (corrientes de choque) se calculan las fases de las tensiones aplicadas en bornas o fases de los transformadores;

(ii) una segunda etapa de estimación de las fases de las tensiones en la subestación, en donde una vez estimadas las fases de las tensiones en el transformador de acoplamiento de carga, se calculan las fases de las tensiones en la subestación eléctrica, línea a línea y línea-neutro, usando los valores instantáneos de las corrientes de fase; y

(iii) una tercera etapa de localización de la falta en donde una vez estimadas las fases de las tensiones en la subestación, y conocidos los fasores de las corrientes durante la falta, se utilizan técnicas ya conocidas y probadas para el cálculo de la posición de la falta.

Las dos primeras etapas suponen la aportación novedosa del método objeto de la presente invención, mientras que la tercera supone la aplicación de técnicas conocidas en el actual estado de la técnica.

El método y dispositivo de la invención se basan en el análisis de la impedancia aparente, con medidas en un solo terminal en la subestación eléctrica. La invención descrita simplifica la detección de fallos en las líneas de distribución eléctrica, puesto que en el actual estado de la técnica, los sistemas de detección de fallos están basados en el conocimiento de los valores de los fasores (módulo y fase) tanto de las corrientes de líneas como de las tensiones (línea a línea o línea a neutro) para la medida de la impedancia de la línea de distribución. En la presente invención sólo se requiere conocer los valores de las corrientes de línea a neutro y el del módulo de tensión, pero no la fase, que normalmente se obtiene de la medida

del valor eficaz de dicha tensión. Esta fase de la tensión (o el desfase tensión/corriente) necesaria para la localización de la falta, y frecuentemente no medida en las subestaciones eléctricas, se estima mediante el análisis de las corrientes de choque por energización (en inglés, *inrush current*) producidas por los transformadores durante el primer re-cierre del relé de protección.

A lo largo de la descripción y las reivindicaciones la palabra "comprende" y sus variantes no pretenden excluir otras características técnicas, aditivos, componentes o pasos. Para los expertos en la materia, otros objetos, ventajas y características de la invención se desprenderán en parte de la descripción y en parte de la práctica de la invención. Los siguientes ejemplos y dibujos se proporcionan a modo de ilustración, y no se pretende que sean limitativos de la presente invención. Además, la presente invención cubre todas las posibles combinaciones de realizaciones particulares y preferidas aquí indicadas.

Breve descripción de los dibujos

- FIG 1.* muestra una situación de la línea en estado normal o pre-falta.
- FIG 2.* muestra una situación de la línea al entrar en falta.
- FIG 3.* muestra una representación de las corrientes I_A , I_B , I_C e I_E durante las situaciones de pre-falta, falta y corte de línea en un caso real, siendo $I_E = (I_A + I_B + I_C) = -I_{\text{FALLO}}$. Obsérvese que la línea en falta está representada con una escala mayor.
- FIG 4.* muestra la situación de la línea en el primer pre-cierre automático del interruptor. Suponiendo que la falta persiste (fallo permanente) a pesar de la desconexión de la línea.
- FIG 5.* muestra la forma de las corrientes durante el primer pre-cierre en un caso real de falta. Se observa, los grandes valores alcanzados (del orden de 1 kA de pico), y la fuerte distorsión de las

señales.

- FIG 6.* muestra un modelo simplificado de un transformador trifásico, y un comportamiento no lineal de la bobina de magnetización.
- FIG 7.* muestra la obtención de la tensión de línea, a partir de las corrientes de magnetización.
- FIG 8.* muestra un estudio del comportamiento de las señales para distintos instantes de re-cierre, respecto al período de la señal.
- FIG 9.* muestra unos componentes de magnetización de las corrientes de línea.
- FIG 10.* muestra la descripción del método de extracción de las dos componentes.
- FIG 11.* muestra un sistema con fallo simple l-g.
- FIG 12.* muestra una corriente de falta l-g.
- FIG 13.* muestra una estructura del dispositivo objeto de la invención en su primera realización práctica.
- FIG 14.* muestra una estructura del dispositivo objeto de la invención en su segunda realización práctica.

Exposición detallada de modos de realización

A continuación, para una mejor comprensión del funcionamiento del método y dispositivo objeto de la presente invención se describen las señales y secuencias de operaciones típicas que se generan y desencadenan ante la aparición de una falta, vistas desde la subestación origen de la línea.

Descripción de la secuencia de estados durante una falta.

Estado inicial Pre-falta

Se supone un estado inicial donde se dispone de un sistema representado por una fuente ideal trifásica balanceada (secundario del transformador de la

subestación), asociado a una impedancia (Z_{GEN} , equivalente Thevenin de dicho transformador) (FIG.1). Por otra parte, el neutro del secundario (Y) del transformador aparece conectado a tierra mediante una resistencia (R_{GND}) que limita la corriente de cortocircuito en caso de falta a tierra. Esta fuente se conecta hasta la carga, que se supone acoplada mediante transformador, mediante una línea (aérea, subterránea o combinada). El relé de protección "vigila" las corrientes de cada línea y abrirá el interruptor en caso de detectar la presencia de una falta.

Además, se supone un estado inicial balanceado, esto es: las tensiones de línea (V_A , V_B , V_C) tienen el mismo valor eficaz y su desfase relativo es de 120° respectivamente. Las corrientes de línea (I_A , I_B , I_C) tienen el mismo valor eficaz y su desfase relativo es de 120° respectivamente. La suma de las corrientes $I_A + I_B + I_C$ (componente homopolar) es cero.

Estado de aparición y detección de la falta.

La aparición de una falta simple fase-tierra, se modela como la conexión en un punto de alguna de las tres líneas (por ejemplo la C, FIG.2), de una resistencia R_{FALLO} a tierra. La aparición de una falta de este tipo provoca dos fenómenos que se aprovechan para su detección: por una parte la suma de las corrientes de fase deja de ser cero y se hace igual a la corriente de la falta I_{FALLO} . Por otra parte, dado que R_{FALLO} suele ser pequeña, la corriente en la fase en falta crece enormemente.

Será misión del relé de protección, aprovechando cualquiera de estos dos fenómenos, detectar la aparición de la falta y ordenar la apertura del interruptor des-energizando la línea trifásica completa. En la FIG.3 se pueden ver las formas de las señales de corriente (I_A , I_B , I_C) registradas por un relé en cada una de estas situaciones. Obsérvese que al final y debido a la apertura del interruptor todas las corrientes se hacen cero.

Estado de re-cierre del relé y fenómeno de corrientes de choque.

Una vez detectada la falta y desconectada la línea por el relé, se procede a un re-cierre automático del interruptor pasadas una décimas de segundo. En caso de que la causa del fallo sea transitoria (por ejemplo, un arco eléctrico causado por un animal), la descarga momentánea de la línea es suficiente para que desaparezca dicha causa, de forma que, al rearmarse la línea, no se detectan las condiciones de falta y el servicio queda restaurado en poco tiempo. A esta operación se le denomina primer re-cierre y generalmente se produce de forma automática. En la FIG.4 se muestra la situación de línea en el primer re-cierre automático del interruptor. Se supone que la falta persiste (fallo permanente) a pesar de la desconexión de la línea.

Un fenómeno clásico del cierre de una línea con cargas acopladas mediante transformador es el denominado, corrientes de choque por energización (en inglés, "*inrush current*"). Debido a la saturación de los núcleos de los transformadores se producen transitorios, donde las corrientes de línea, fuertemente distorsionadas, alcanzan niveles muy por encima de las corrientes normales.

Este fenómeno se produce incluso en sistemas sin falta, y debe ser diferenciado por el relé, generalmente mediante la medida del porcentaje del segundo armónico, de las sobre corrientes producidas durante las faltas, para no sufrir falsas detecciones.

Por supuesto, si la causa del fallo no ha desaparecido, el relé detecta de nuevo esta condición y procede a abrir de nuevo el interruptor, permaneciendo en este estado (fallo permanente), generándose la alarma correspondiente.

En la FIG.5 se muestran las formas de onda de las corrientes durante el primer re-cierre en un caso real de falta. Obsérvese los grandes valores alcanzados (del orden de 1 kA de pico), y la fuerte distorsión de las señales.

Ejemplo de aplicación de la invención sobre la falta.

Primera Etapa. Estimación de la fase de la tensión de cada una de las fases del transformador de acoplamiento de carga, a partir de las corrientes de línea.

Si se atiende al modelo del transformador, se puede observar que el fenómeno de magnetización se modela mediante una bobina cuyo valor de inductancia presenta un comportamiento no lineal. En la FIG.6A se muestra un modelo simplificado de un transformador trifásico. En la FIG.6B se detalla el comportamiento no lineal de la bobina de magnetización de dicho transformador.

Este efecto inductivo es usado para la determinación de la fase de la tensión. La relación existente entre la corriente y la tensión en la inductancia es

$$v_L = L \cdot \frac{di_L}{dt}$$

[Ec.1]

De [Ec.1] se deduce que los máximos de las señales de corriente de magnetización de cada fase ($I_{AB\ MAG}$, $I_{BC\ MAG}$, $I_{CA\ MAG}$) coinciden con los pasos por cero de la tensión aplicada sobre ella, tal y como podemos observar en la FIG. 7, en la que se ilustra la obtención de la tensión de línea, a partir de las corrientes de magnetización.

El principal inconveniente, es que dichas corrientes de magnetización son desconocidas, contándose únicamente con la información de las corrientes de

línea que circulan por el transformador (I_A , I_B , I_C). Para resolver este problema se han de seguir las siguientes sub-etapas o pasos:

Paso 1. Determinación de las corrientes de régimen permanente.

Para este paso se aprovecha la información registrada tras la detección del fallo, momentos antes de que se desconecten las líneas. La Ec.2 define las corriente permanentes de línea (I_A PERMANENTE, I_B PERMANENTE, I_C PERMANENTE).

Dependiendo del tipo de fallo que se produzca, para la determinación de esta señal será necesario tener en cuenta el efecto de esta corriente de fallo, para cada una de las líneas.

$$\left. \begin{aligned} I_{A \text{ PERMANENTE}} &= I_{A \text{ POST-FALLO}} - I_{FALLO A} \\ I_{B \text{ PERMANENTE}} &= I_{B \text{ POST-FALLO}} - I_{FALLO B} \\ I_{C \text{ PERMANENTE}} &= I_{C \text{ POST-FALLO}} - I_{FALLO C} \end{aligned} \right\} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \left\{ \begin{aligned} I_{FALLO A} &= 0 \\ I_{FALLO B} &= 0 \\ I_{FALLO C} &= I_{HOMOPOLAR} \end{aligned} \right.$$

*fallo simple
en línea C*

[Ec.2]

Donde I_X PERMANENTE es la corriente de la línea X durante el periodo denominado "situación de falta" y representado en la FIG.3

Paso 2. Determinación de las corrientes de magnetización de línea.

Tras la reconexión de las líneas, la corriente de cada una de estas estará compuesta por: (a) una componente de magnetización muy elevada; (b) otra que corresponde a la corriente que se transfiere al secundario; y (c) una tercera componente que representa la corriente de fallo de esa línea. Las corrientes permanentes de línea calculadas en el paso anterior son una buena aproximación de la segunda componente de la corriente de línea.

$$\left. \begin{aligned} I_{A \text{ POST-RECONEXIÓN}} &= I_{A \text{ MAG}} + I_{A \text{ PERMANENTE}} + I_{\text{FALLO } A} \\ I_{B \text{ POST-RECONEXIÓN}} &= I_{B \text{ MAG}} + I_{B \text{ PERMANENTE}} + I_{\text{FALLO } B} \\ I_{C \text{ POST-RECONEXIÓN}} &= I_{C \text{ MAG}} + I_{C \text{ PERMANENTE}} + I_{\text{FALLO } C} \end{aligned} \right\} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \begin{cases} I_{A \text{ MAG}} = I_{A \text{ POST-RECONEXIÓN}} - I_{A \text{ PERMANENTE}} - I_{\text{FALLO } A} \\ I_{B \text{ MAG}} = I_{B \text{ POST-RECONEXIÓN}} - I_{B \text{ PERMANENTE}} - I_{\text{FALLO } B} \\ I_{C \text{ MAG}} = I_{C \text{ POST-RECONEXIÓN}} - I_{C \text{ PERMANENTE}} - I_{\text{FALLO } C} \end{cases}$$

[Ec.3]

Donde $I_X \text{ POST RECONEXIÓN}$ es la corriente de la línea X durante el periodo denominado "primer re-cierre" y representado en la FIG.5

Paso 3. Identificación de la corriente de magnetización de la línea, que contiene la información desacoplada de dos corrientes de magnetización de fase.

Si se atiende al comportamiento de las señales de magnetización de fase para distintos valores del instante de reconexión, para el caso de un único transformador, siempre existen dos de ellas, que nunca se solapan, tal y como se representa en las FIGs. 8A – 8B – 8C. Como una corriente de línea es siempre la combinación de dos corrientes de fases, en cada componente de magnetización de cada corriente de línea se tienen siempre las dos informaciones. No obstante, únicamente en una de ellas la información se presenta de una forma separada.

La forma de identificar cual de las tres componentes de magnetización de cada corriente de línea es la que contiene la información deseada se hace atendiendo otra vez al estudio del comportamiento de las componentes de magnetización de las corrientes de fase. Así pues, se puede observar que la componente de magnetización de mayor amplitud, en ningún caso, forma parte de la corriente de línea que se pretende localizar. Esto implica que

dicha señal a localizar estará compuesta por las componentes de magnetización de las otras dos corrientes de fase. En base a esto, es suficiente con analizar cuál de las tres componentes de magnetización de las corrientes de línea presenta una menor amplitud tras el re-cierre, característica únicamente localizada en la componente que se pretende identificar.

Paso 4. Extracción de la componente de magnetización de dos corrientes de fase, presentes en la corriente determinada en el paso 3.

Una vez identificada en el apartado anterior la componente de magnetización de la corriente de línea en cuestión, se procede a identificar las componentes de magnetización de las dos corrientes de fase. Para esto se estudiará un periodo de la señal (para el caso de 50Hz, 20ms). La información de la corriente de magnetización es la misma en cada período, pero tiende a atenuarse de forma exponencial con el paso del tiempo. Esto hace que, para el análisis, es más conveniente utilizar los primeros ciclos, tras la reconexión.

En la FIG.9 es posible observar, para el caso de $I_B - I_B$ PERMANENTE, un ejemplo de un periodo de la componente de magnetización. En esta se pueden apreciar dos crestas de distinta polaridad, siendo cada uno de ellas fruto del efecto de una componente de magnetización de cada corriente de fase. Este fenómeno hace que, fijando un umbral, podamos extraer la información deseada, tal y como se muestra en la FIG.10.

Puede darse el caso de que la corriente de magnetización sea tan pequeña que no supere el umbral establecido. Si esto sucede, se considera dicha componente de magnetización despreciable, aproximándose a un valor nulo de corriente.

Paso 5. Determinación de la componente de magnetización de la tercera corriente de fase.

Una vez determinadas las componentes de magnetización de dos de las tres corrientes de fases, hay que estimar la tercera, de la forma que se describe a continuación. Como cada corriente de línea es la suma vectorial de dos corrientes de fase, la componente de magnetización de la corriente de fase que falta por calcular se puede obtener de forma redundante mediante las siguientes expresiones:

$$\left. \begin{aligned} I_{AMAG} &= I_{ABMAG} - I_{CAMAG} \\ I_{BMAG} &= I_{BCMAG} - I_{ABMAG} \\ I_{CMAG} &= I_{CAMAG} - I_{BCMAG} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{aligned} I_{ABMAG} &= I_{BCMAG} - I_{BMAG} \\ I_{BCMAG} &= I_{CAMAG} - I_{CMAG} \\ I_{CAMAG} &= I_{ABMAG} - I_{AMAG} \end{aligned} \right.$$

ó

$$\left. \begin{aligned} I_{AMAG} &= I_{ABMAG} - I_{CAMAG} \\ I_{BMAG} &= I_{BCMAG} - I_{ABMAG} \\ I_{CMAG} &= I_{CAMAG} - I_{BCMAG} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{aligned} I_{ABMAG} &= I_{AMAG} + I_{CAMAG} \\ I_{BCMAG} &= I_{BMAG} + I_{ABMAG} \\ I_{CAMAG} &= I_{CMAG} + I_{BCMAG} \end{aligned} \right.$$

[Ec.4]

Una ventaja de esta redundancia es que permite, mediante el promedio de los dos valores, minimizar los errores introducidos en la estimación.

Paso 6. Determinación de la fase de la tensión de cada una de las fases del transformador.

Una vez determinadas las componentes de magnetización de las tres corrientes de fase, ya podemos determinar, coincidiendo con cada uno de sus máximos, los pasos por cero de sus correspondientes tensiones de fase, tal y como se observa en la FIG.7, o lo que es lo mismo, las fases de la tensión en cada una de las fases o bornas del transformador.

Segunda Etapa. Determinación de la fase de tensión en la subestación para un caso con fallo simple I-g.

La resolución de este problema consiste en la realización de un análisis de

las mallas del circuito mostrado en la FIG.11 correspondiente a un sistema con fallo simple l-g, evaluando los valores en el instante de paso por cero de las tensiones de fase.

Centrándonos en la malla en la cual no interviene el fallo (malla superior) se obtiene:

$$\begin{aligned}
 V_{AB}(t) = & R_{GEN A} \cdot I_A(t) + L_{GEN A} \cdot \frac{d[I_A(t)]}{dt} + R_{LÍNEA} \cdot I_A(t) + \\
 & + L_{LÍNEA} \cdot \frac{d[I_A(t)]}{dt} + R_{L A} \cdot I_A(t) + L_{L A} \cdot \frac{d[I_A(t)]}{dt} + \\
 & + V'_{AB}(t) - R_{GEN B} \cdot I_B(t) - L_{GEN B} \cdot \frac{d[I_B(t)]}{dt} - R_{LÍNEA} \cdot I_B(t) - \\
 & - L_{LÍNEA} \cdot \frac{d[I_B(t)]}{dt} - R_{L B} \cdot I_B(t) - L_{L B} \cdot \frac{d[I_B(t)]}{dt}
 \end{aligned}$$

[Ec.5]

Además, se conoce que $V_{AB}(t)$ es una función sinusoidal de amplitud $\sqrt{2} \cdot V_{RMS}$.

$$V_{AB}(t) = \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \text{sen}(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t + \phi_{AB})$$

[Ec.6]

Evaluando las expresiones [Ec.5] y [Ec.6] en $t = t_0$, y siendo t_0 un instante tal que $V'_{AB}(t_0) = 0$, se tiene que

$$\begin{aligned}
V_{AB}(t_0) = & (R_{GEN A} + R_{LÍNEA} + R_{LA}) \cdot I_A(t_0) + \\
& + (L_{GEN A} + L_{LÍNEA} + L_{LA}) \cdot \left. \frac{d[I_A(t)]}{dt} \right|_{t_0} - \\
& - (R_{GEN B} + R_{LÍNEA} + R_{LB}) \cdot I_B(t_0) - \\
& - (L_{GEN B} + L_{LÍNEA} + L_{LB}) \cdot \left. \frac{d[I_B(t)]}{dt} \right|_{t_0}
\end{aligned}$$

[Ec.7]

$$V_{AB}(t_0) = \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \text{sen}(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + \phi_{AB})$$

[Ec.8]

Igualando las [Ec.7] y [Ec.8] queda:

$$\begin{aligned}
& \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \text{sen}(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + \phi_{AB}) = \\
& = (R_{GEN A} + R_{LÍNEA} + R_{LA}) \cdot I_A(t_0) + \\
& + (L_{GEN A} + L_{LÍNEA} + L_{LA}) \cdot \left. \frac{d[I_A(t)]}{dt} \right|_{t_0} - \\
& - (R_{GEN B} + R_{LÍNEA} + R_{LB}) \cdot I_B(t_0) - \\
& - (L_{GEN B} + L_{LÍNEA} + L_{LB}) \cdot \left. \frac{d[I_B(t)]}{dt} \right|_{t_0}
\end{aligned}$$

[Ec.9]

Que despejando Φ_{AB} se obtiene la siguiente expresión:

$$\phi_{AB} = \arcsen \left[\frac{(R_{GENA} + R_{LÍNEA} + R_{LA}) \cdot I_A(t_0)}{\sqrt{2} \cdot V_{RMS}} + \frac{(L_{GENA} + L_{LÍNEA} + L_{LA}) \cdot \left. \frac{d[I_A(t)]}{dt} \right|_{t_0}}{\sqrt{2} \cdot V_{RMS}} - \frac{(R_{GENB} + R_{LÍNEA} + R_{LB}) \cdot I_B(t_0)}{\sqrt{2} \cdot V_{RMS}} - \frac{(L_{GENB} + L_{LÍNEA} + L_{LB}) \cdot \left. \frac{d[I_B(t)]}{dt} \right|_{t_0}}{\sqrt{2} \cdot V_{RMS}} \right] - 2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0$$

[Ec.10]

Esta operación se resuelve para dos valores de ángulos, suponiendo que los efectos de las impedancias de línea, generador y transformador son pequeñas, nos quedaremos con el valor de Φ_{AB} más próximo a Φ'_{AB} .

Una vez determinados, la fase Φ_{AB} , si el generador es un sistema equilibrado, se obtiene que

$$V_{AB}(t) = \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \sen(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t + \phi_{AB})$$

[Ec.11]

$$V_{BC}(t) = \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \sen(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t + \phi_{AB} + 120^\circ)$$

[Ec.12]

$$V_{CA}(t) = \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \sen(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t + \phi_{AB} - 120^\circ)$$

[Ec.13]

A su vez, como el sistema del generador es equilibrado en tensiones:

$$\begin{aligned} \phi_A = \phi_{AB} - 30^\circ &\Rightarrow V_{GENA}(t) = \\ &= \sqrt{3} \cdot \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \sen(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t + \phi_{AB} - 30^\circ) \end{aligned}$$

[Ec.14]

$$\begin{aligned}\phi_B &= \phi_{AB} + 120^\circ - 30^\circ \Rightarrow V_{GENB}(t) = \\ &= \sqrt{3} \cdot \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \text{sen}(2\pi \cdot f \cdot t + \phi_{AB} + 120^\circ - 30^\circ)\end{aligned}$$

[Ec.15]

$$\begin{aligned}\phi_C &= \phi_{AB} - 120^\circ - 30^\circ \Rightarrow V_{GENC}(t) = \\ &= \sqrt{3} \cdot \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \text{sen}(2\pi \cdot f \cdot t + \phi_{AB} - 120^\circ - 30^\circ)\end{aligned}$$

[Ec.16]

Tercera Etapa. Localización de la falta.

Esta etapa de localización de la falta es una aplicación directa del estudio de la impedancia del circuito de tierra. Del análisis de la malla en la que se ha producido la falta (FIG.12) se obtiene que:

$$\begin{aligned}\overline{V_{GENC}} &= \overline{Z_{GENC}} \cdot \overline{I_C} + R_{RELÉCOND} \cdot \overline{I_C} + \\ &+ x \cdot \overline{Z_{LÍNEA}} \cdot \overline{I_C} + R_{FALLO} \cdot \overline{I_{FALLO}} + R_{GND} \cdot \overline{I_{FALLO}}\end{aligned}$$

[Ec.17]

Al ser fasores, la [Ec.17] se descompone en dos, una que representa la parte real de los fasores, y otra que representa la parte imaginaria:

$$\begin{aligned}\text{Re}[\overline{V_{GENC}}] &= \text{Re}[\overline{Z_{GENC}} \cdot \overline{I_C}] + R_{RELÉCOND} \cdot \text{Re}[\overline{I_C}] + \\ &+ x \cdot \text{Re}[\overline{Z_{LÍNEA}} \cdot \overline{I_C}] + (R_{FALLO} + R_{GND}) \cdot \text{Re}[\overline{I_{FALLO}}]\end{aligned}$$

[Ec.18]

$$\begin{aligned}\text{Im}[\overline{V_{GENC}}] &= \text{Im}[\overline{Z_{GENC}} \cdot \overline{I_C}] + R_{RELÉCOND} \cdot \text{Im}[\overline{I_C}] + \\ &+ x \cdot \text{Im}[\overline{Z_{LÍNEA}} \cdot \overline{I_C}] + (R_{FALLO} + R_{GND}) \cdot \text{Im}[\overline{I_{FALLO}}]\end{aligned}$$

[Ec.19]

En estas [Ec.18] y [Ec.19] las incógnitas son x y R_{FALLO} . Despejando en la [Ec.19] se obtiene:

$$(R_{FALLO} + R_{GND}) = \frac{\text{Im}[V_{GENC}] - \text{Im}[Z_{GENC} \cdot I_C]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} + \frac{-R_{RELÉ COND.} \cdot \text{Im}[I_C] - x \cdot \text{Im}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C]}{\text{Im}[I_{FALLO}]}$$

[Ec.20]

Sustituyendo [Ec.20] en [Ec.18] se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Re}[V_{GENC}] &= \text{Re}[Z_{GENC} \cdot I_C] + R_{RELÉ COND.} \cdot \text{Re}[I_C] + \\ &+ x \cdot \text{Re}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C] + \left(\text{Im}[V_{GENC}] - \text{Im}[Z_{GENC} \cdot I_C] - \right. \\ &\left. - R_{RELÉ COND.} \cdot \text{Im}[I_C] - x \cdot \text{Im}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C] \right) \cdot \frac{\text{Re}[I_{FALLO}]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} \end{aligned}$$

[Ec.21]

Despejando x en [Ec.21]

$$\begin{aligned} x &= \frac{\text{Re}[V_{GENC}] - \text{Re}[Z_{GENC} \cdot I_C] - R_{RELÉ COND.} \cdot \text{Re}[I_C]}{\text{Re}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C] - \frac{\text{Re}[I_{FALLO}]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} \cdot \text{Im}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C]} \\ &\frac{\text{Re}[I_{FALLO}]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} \left(\text{Im}[V_{GENC}] - \text{Im}[Z_{GENC} \cdot I_C] - R_{RELÉ COND.} \cdot \text{Im}[I_C] \right) \\ &\frac{\text{Re}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C] - \frac{\text{Re}[I_{FALLO}]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} \cdot \text{Im}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} \end{aligned}$$

[Ec.22]

También se estima el valor de la resistencia de fallo, sustituyendo [Ec.22] en [Ec.20]:

$$R_{FALLO} = \frac{\text{Im}[V_{GENC}] - \text{Im}[Z_{GENC} \cdot I_C] - R_{RELÉ COND.} \cdot \text{Im}[I_C]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} - \frac{\text{Im}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} \left(\frac{\text{Re}[V_{GENC}] - \text{Re}[Z_{GENC} \cdot I_C] - R_{RELÉ COND.} \cdot \text{Re}[I_C]}{\text{Re}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C] - \frac{\text{Re}[I_{FALLO}]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} \cdot \text{Im}[Z_{LÍNEA} \cdot I_C]} - \frac{\text{Re}[I_{FALLO}]}{\text{Im}[I_{FALLO}]} \left(\text{Im}[V_{GENC}] - \text{Im}[Z_{GENC} \cdot I_C] - R_{RELÉ COND.} \cdot \text{Im}[I_C] \right) \right) - R_{GND}$$

[Ec.23]

Por otro lado, en un segundo aspecto de la invención, el dispositivo de localización de faltas en líneas de distribución eléctrica está configurado para la estimación de la posición de la falta en la línea ($X \cdot L$, siendo X el porcentaje entre 0 y 1 y L la longitud total de la línea) partiendo de los valores instantáneos de corriente de cada línea I_A , I_B e I_C medidos durante las situaciones de pre-falta, falta y primer re-cierre o choque; suponiendo conocido el módulo de las tensiones de fase, o bien el valor eficaz (RMS) de las tensiones de fase, conocida su frecuencia.

Las variables de entrada (los valores instantáneos de corriente de cada línea) pueden ser adquiridas mediante un equipo con dos realizaciones particulares:

- (a) Las corrientes son adquiridas directamente por el equipo (FIG.13)

situado físicamente en la subestación y que comprende, al menos, un primer módulo sensor de corriente; un segundo módulo de conversión analógico-digital configurado para obtener los valores instantáneos de corriente de cada línea a partir de los valores de salida de los transformadores de medida de corrientes usados por los relés de protección, en donde dicho segundo módulo comprende una entrada analógica para la medida del valor eficaz de la tensión, generado por un equipo independiente en la subestación, y una entrada digital que, conectada al relé de protección, le indicará la detección de una falta; y

(b) Las corrientes son adquiridas a partir de otros equipos mediante un canal de comunicaciones digital (FIG.14). En esta segunda opción las medias y registro de corrientes es realizada por otro equipo que se encarga de almacenarlas. En particular, una de las funciones que presentan los relés actualmente instalados en las subestaciones es la capacidad de registrar los datos de las señales justo antes y después de la detección del fallo. A la presentación gráfica de este registro se le denomina “oscilograma” o “perturbograma” (FIG.3 y FIG.5). El tamaño del registro puede ser variable pero no suele extenderse más allá de unas décimas de segundo, antes y después de la detección del fallo. Así mismo, la frecuencia del muestreo de las señales, es decir la cadencia de registro de los datos, aunque en algunos casos sea configurable, es relativamente baja, del orden de 1KHz. Estos registros se almacenan en un formato estándar denominado COMTRADE y son accesibles, mediante el sistema de comunicaciones de la compañía, desde el centro de control. En esta segunda opción, el equipo puede colocarse en el centro de control y, conectado a la red de comunicaciones de la compañía, acceder a los registros de datos de diferentes líneas. Como consecuencia lógica, un único equipo es válido para la detección de faltas en numerosas líneas.

REIVINDICACIONES

1.- Método de localización de faltas en líneas de distribución eléctrica en donde, a partir de las medidas de los fasores de corriente, del módulo de las tensiones y del conocimiento de las características de la instalación, el método estima la posición del fallo; estando el método **caracterizado porque** comprende, al menos, las siguientes etapas:

(i) una primera etapa de estimación de las fases de las tensiones aplicadas al transformador de la carga, en donde a partir de las corrientes durante el primer re-cierre o corrientes de choque, se calculan las fases de las tensiones aplicadas en bornas o fases de los transformadores;

(ii) una segunda etapa de estimación de las fases de las tensiones en la subestación, en donde una vez estimadas las fases de las tensiones en el transformador de acoplamiento de carga, se calculan las fases de las tensiones en la subestación eléctrica, línea a línea y línea-neutro, usando los valores instantáneos de las corrientes de fase; y

(iii) una tercera etapa de localización de la falta en donde una vez estimadas las fases de las tensiones en la subestación, y conocidos los fasores de las corrientes durante la falta, se calcula la posición de la falta, mediante el análisis de la impedancia.

2.- Método de acuerdo con la reivindicación 1 que se caracteriza porque la estimación de las fases de las tensiones aplicadas al transformador de la carga comprende, al menos, los siguientes pasos: (i) una primer paso de determinación de las corrientes de régimen permanente; (ii) un segundo paso de determinación de las corrientes de magnetización de línea; (iii) un tercer paso de identificación de la corriente de magnetización de línea que contiene la información de desacoplada de dos corrientes de magnetización de fase; (iv) un cuarto paso de extracción de la componente de magnetización de dos corrientes de fase presentes en la corriente determinada en el tercer paso; (v) un quinto paso de determinación de la componente de magnetización de la tercera corriente de fase; y (vi) un sexto paso de

determinación de la fase de la tensión de cada una de las fases del transformador, en donde una vez determinadas las corrientes de magnetización de las tres corrientes de fase, coincidiendo con cada uno de los máximos, se pueden determinar los pasos por cero de sus correspondientes tensiones de fase, es decir, las fases de la tensión en cada una de las fases o bornas del transformador.

3.- Método de acuerdo con las reivindicaciones 1 y 2 que se caracteriza porque la segunda etapa consiste en la realización de un análisis de las mallas de un circuito con un fallo dado, evaluando los valores en el instante de paso por cero de las tensiones de fase.

4.- Dispositivo de localización de faltas en líneas de distribución eléctrica que comprende medios para implementar el método de las reivindicaciones 1 a 3 y **que se caracteriza** además porque está configurado para la estimación de la posición de la falta partiendo de los valores instantáneos de corriente de cada línea I_A , I_B e I_C medidos durante las situaciones de pre-falta, falta y primer re-cierre o choque; suponiendo conocido el módulo de las tensiones de fase, o bien el valor eficaz (RMS) de las tensiones de fase, conocida su frecuencia.

5.- Dispositivo de acuerdo con la reivindicación 4 que se caracteriza porque los valores instantáneos de corriente de cada línea son adquiridos directamente mediante un equipo situado físicamente en la subestación y que comprende, al menos,

un primer módulo sensor de corriente; y

un segundo módulo de conversión analógico-digital configurado para obtener los valores instantáneos de corriente de cada línea a partir de los valores de salida de los transformadores de medida de corrientes usados por los relés de protección;

y en donde dicho segundo módulo comprende una entrada analógica para la medida del valor eficaz de la tensión, generado por un equipo

independiente en la subestación, y una entrada digital que, conectada al relé de protección, le indicará la detección de una falta.

6.- Dispositivo de acuerdo con la reivindicación 4 que se caracteriza porque los valores instantáneos de corriente de cada línea son adquiridas a partir de otros equipos mediante un canal de comunicaciones digital, en donde las medias y registro de corrientes es realizada por otro equipo que se encarga de almacenarlas, accediéndose desde el centro de control al fichero de medidas.

7.- Uso del método de la reivindicación 1 para la localización de faltas tipo simple fase-tierra en sistemas trifásicos equilibrados.

8.- Uso del dispositivo de la reivindicación 4 para la localización de faltas tipo simple fase-tierra en sistemas trifásicos equilibrados.

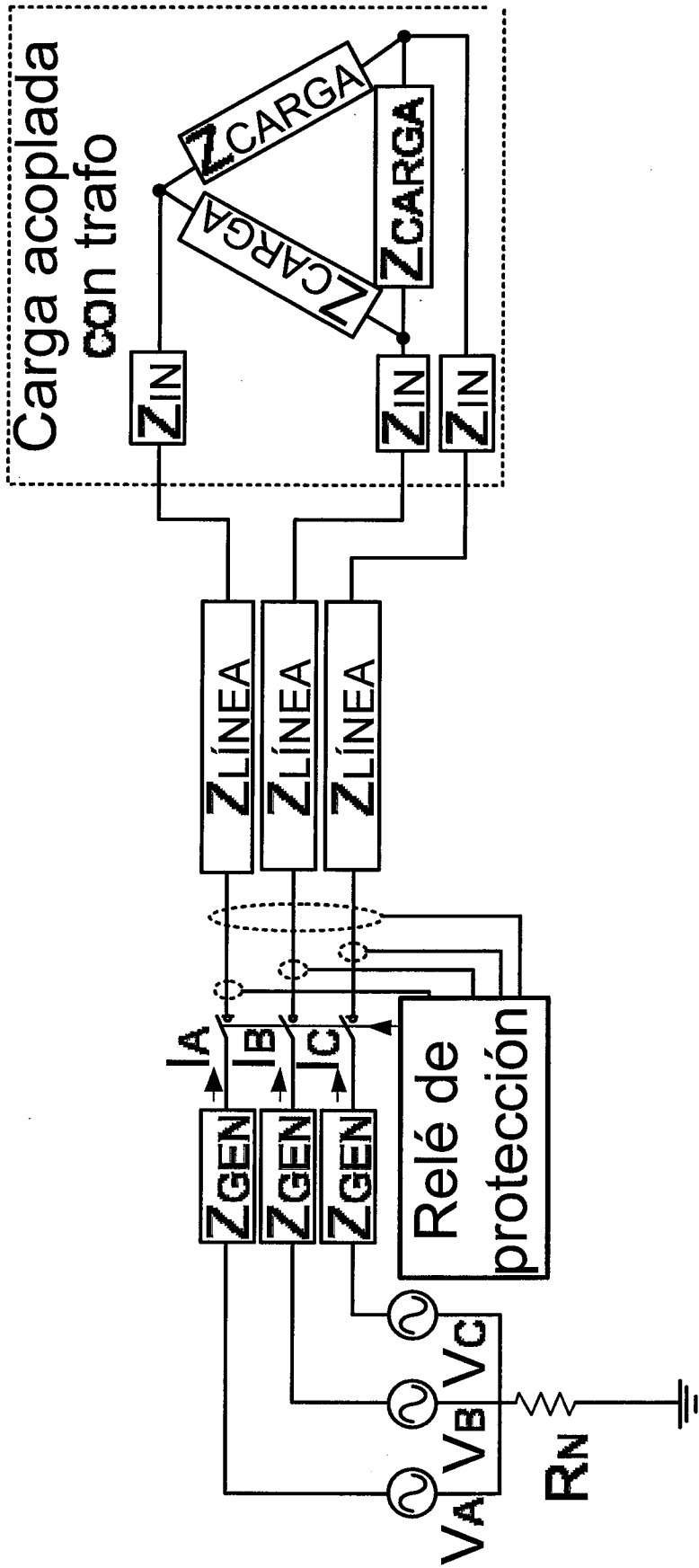


Figura 1

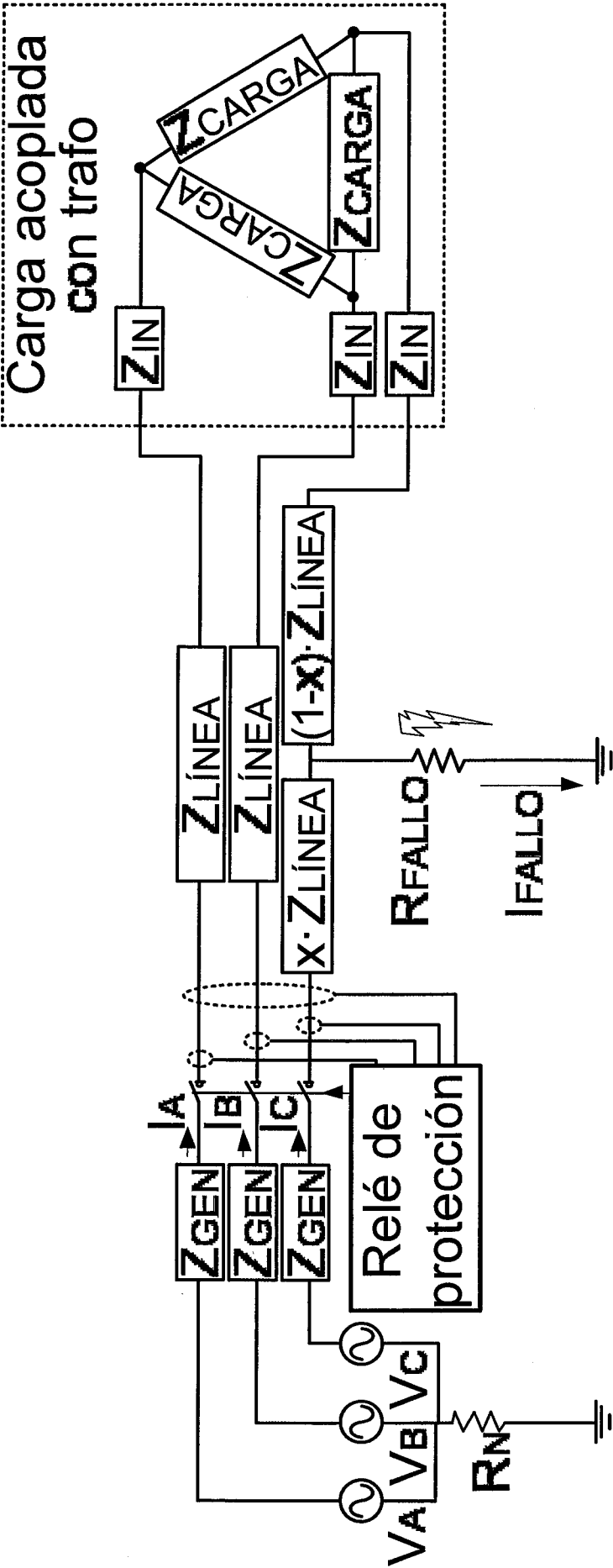


Figura 2

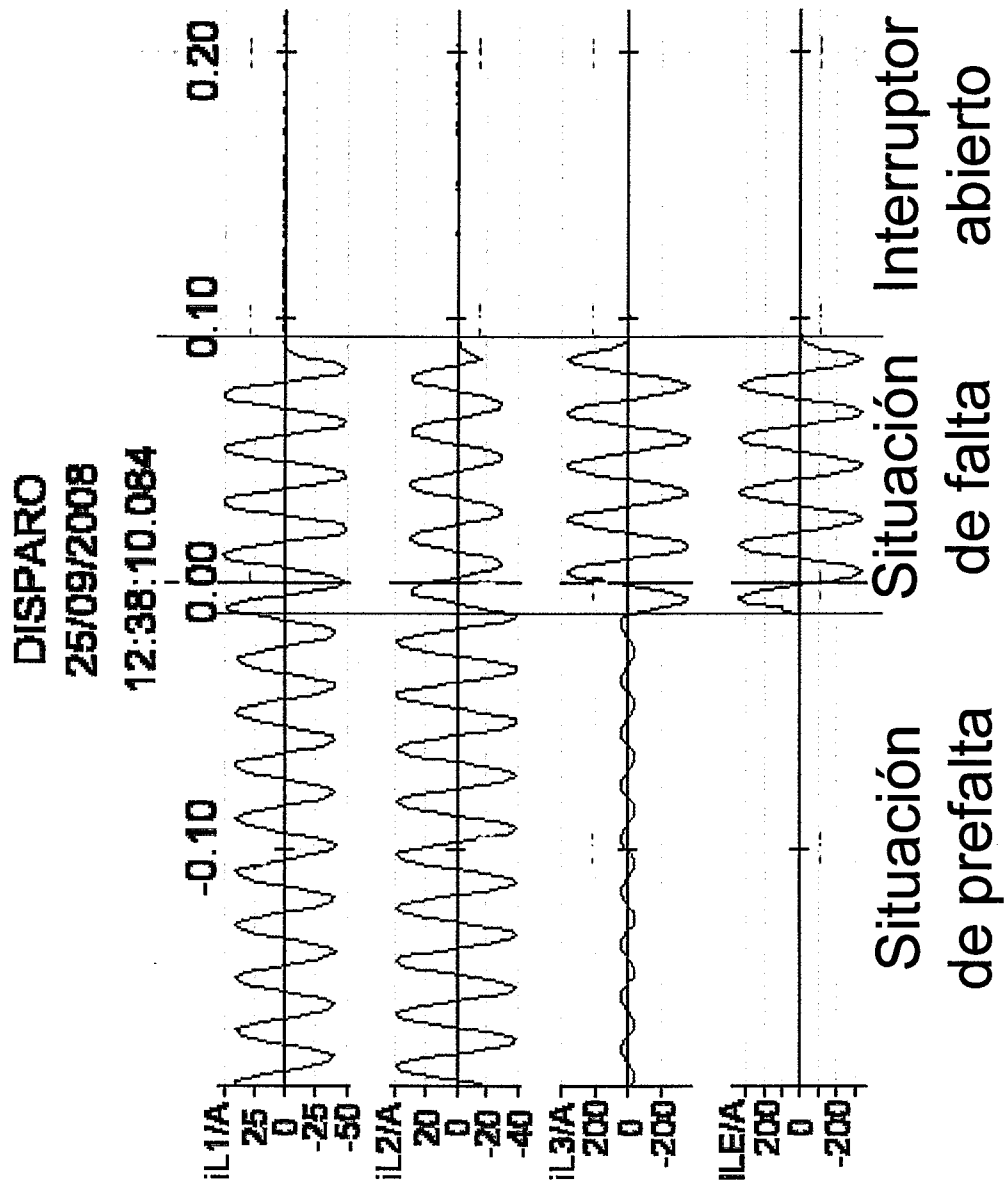


Figura 3

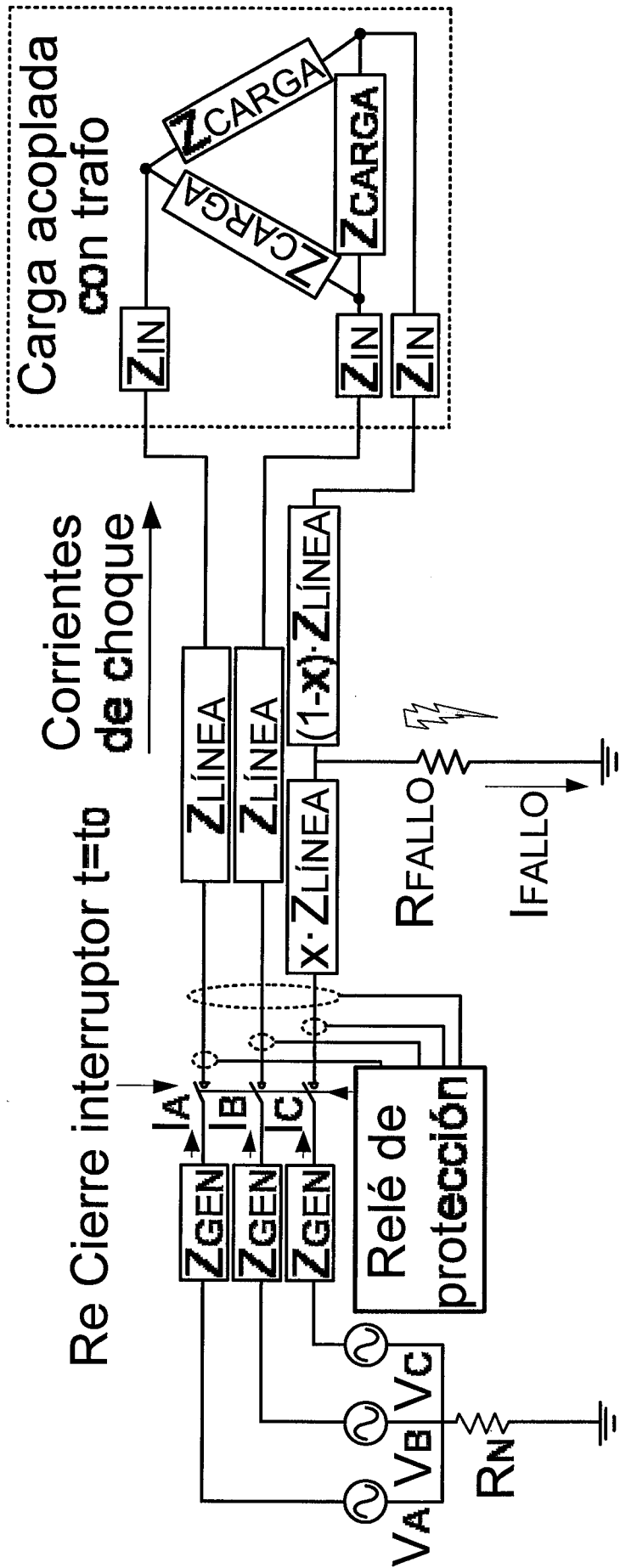


Figura 4

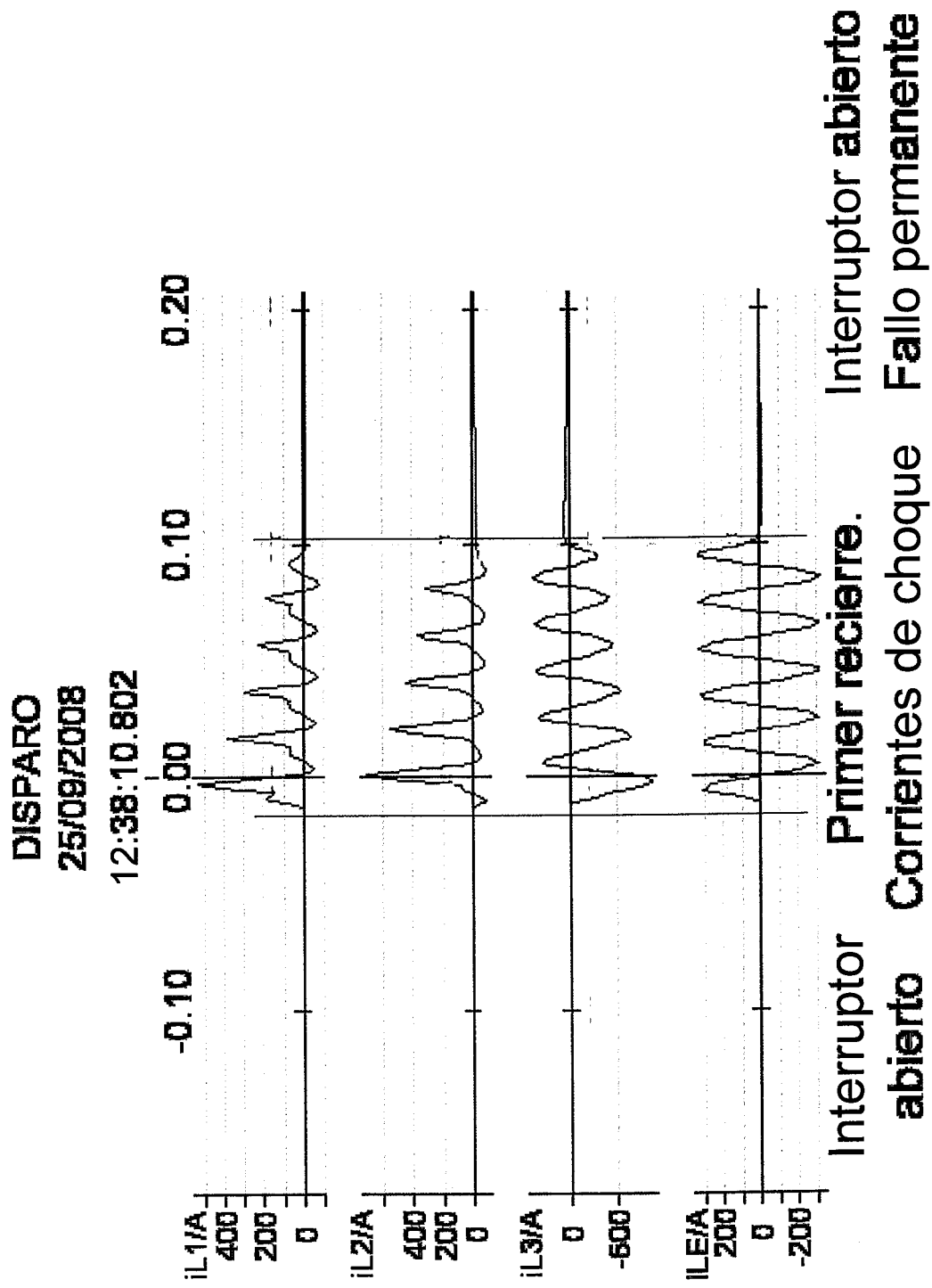


Figura 5

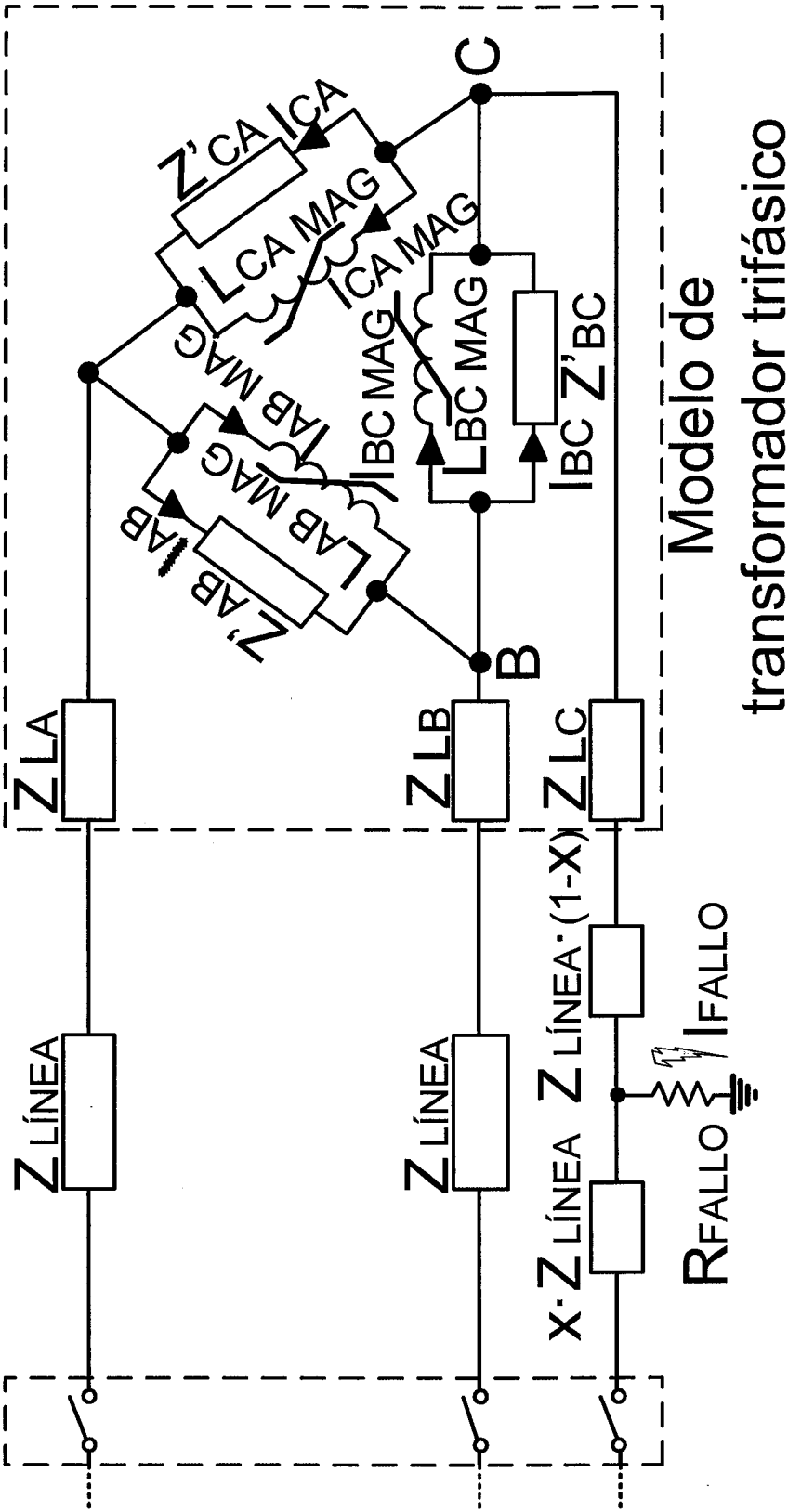


Figura 6A

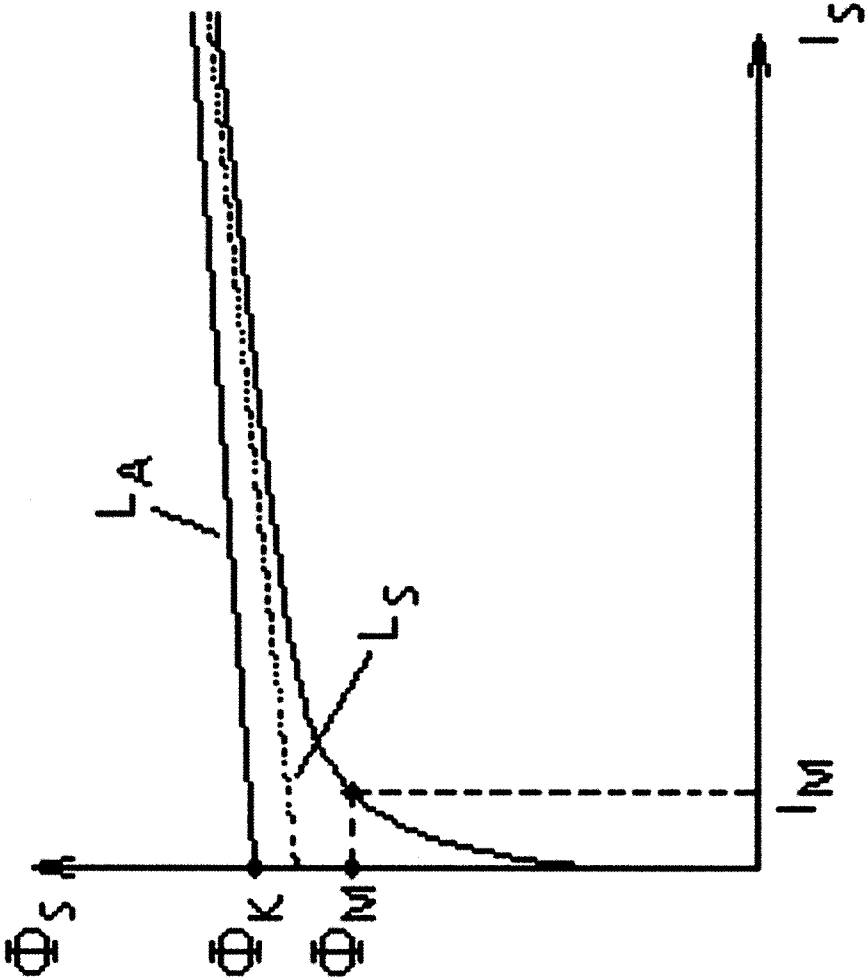


Figura 6B

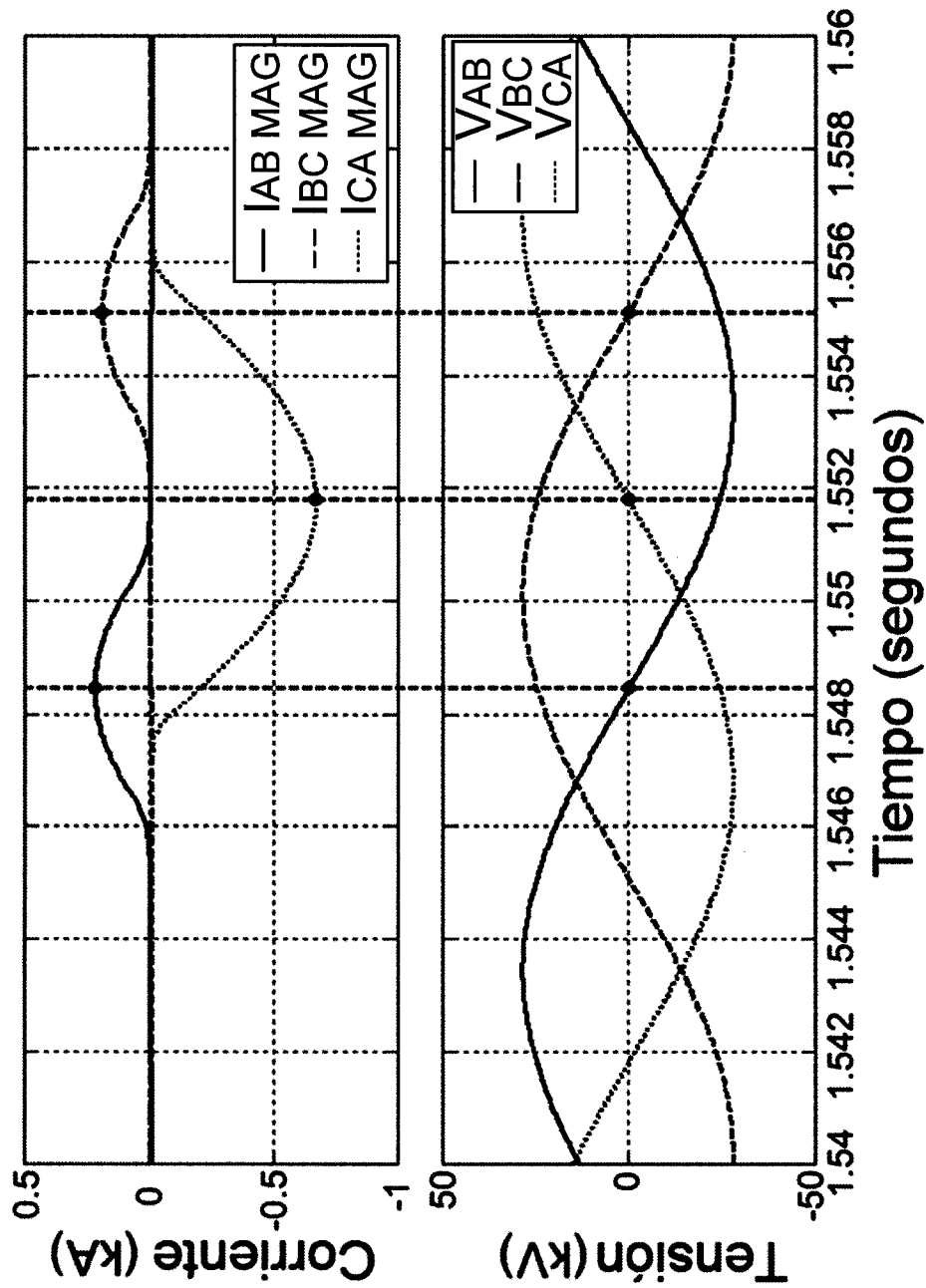


Figura 7

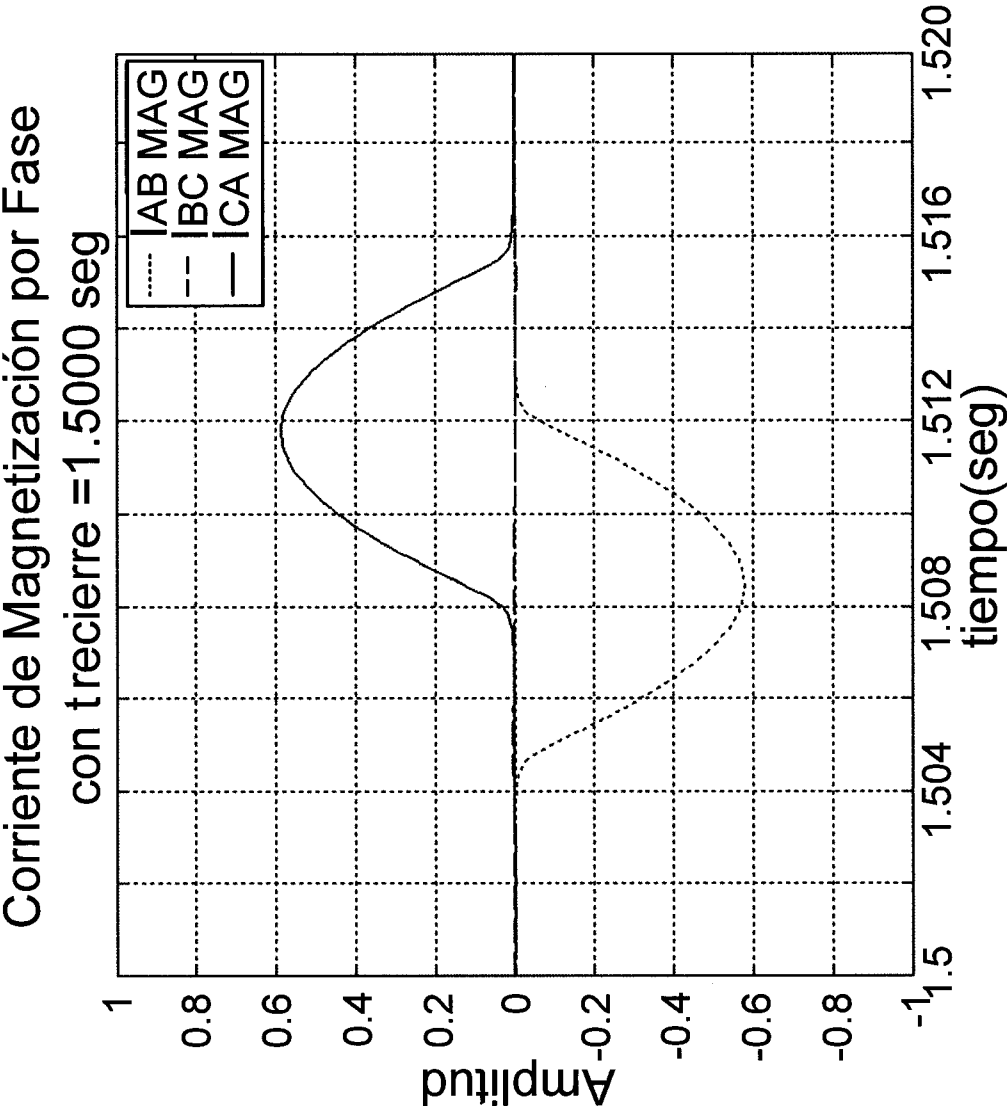


Figura 8A

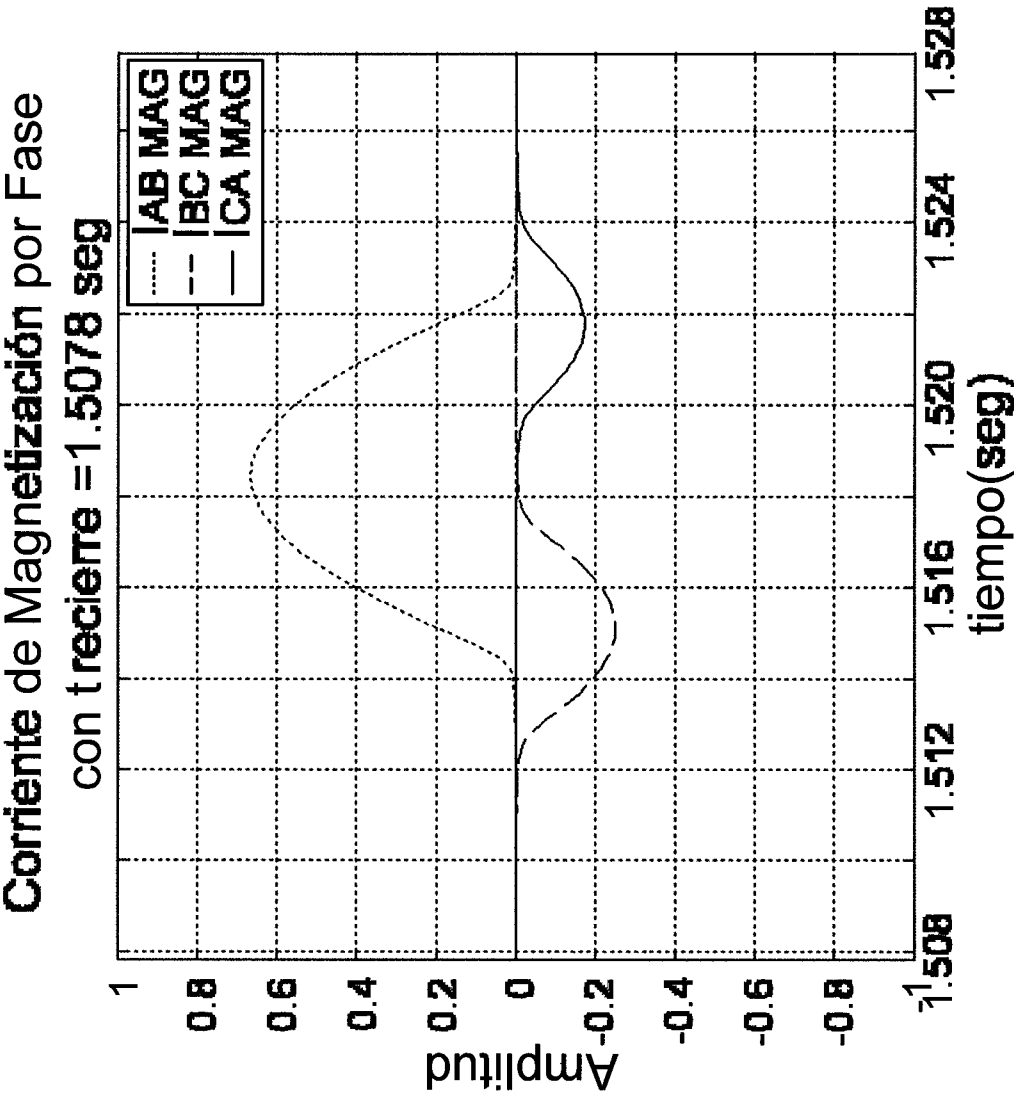


Figura 8B

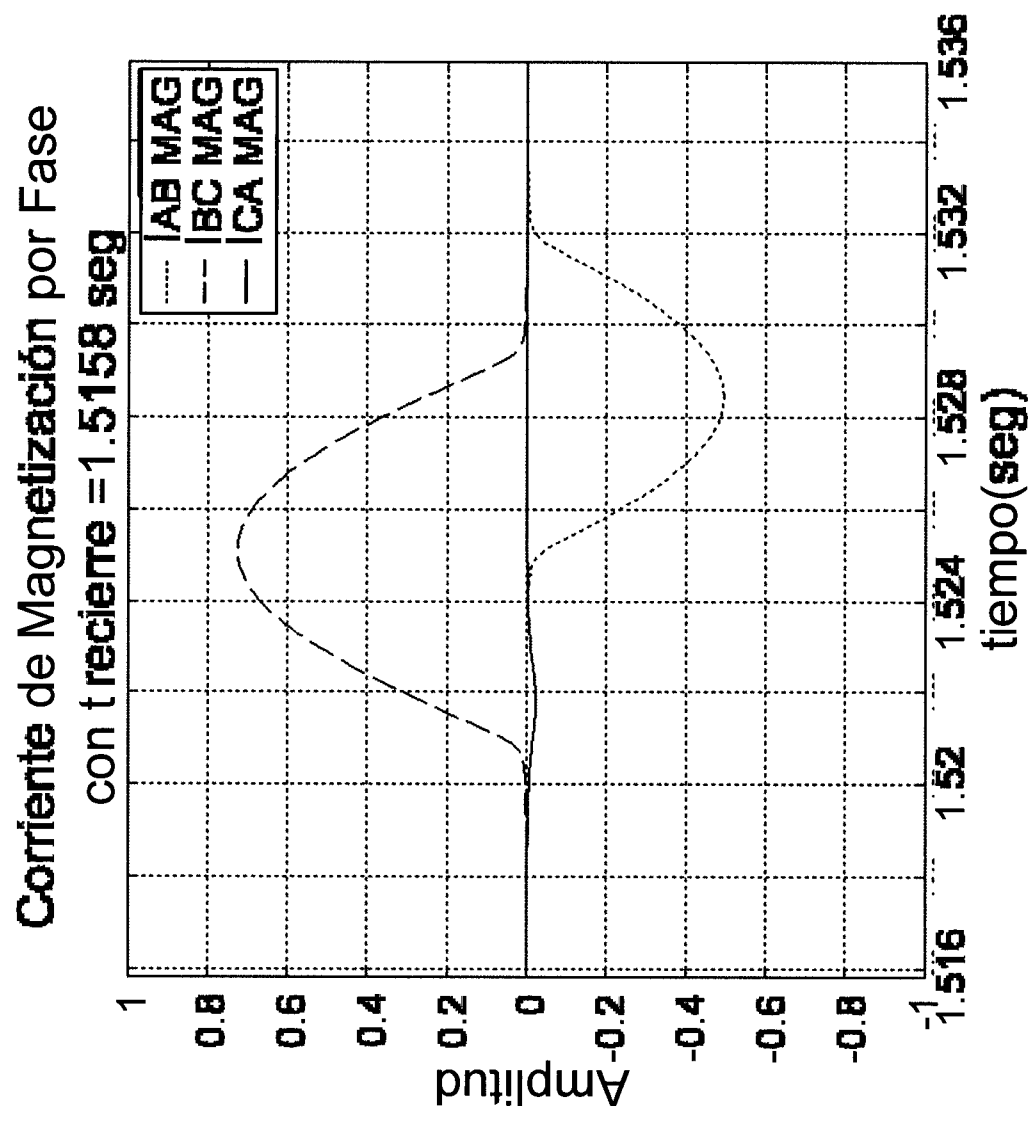


Figura 8C

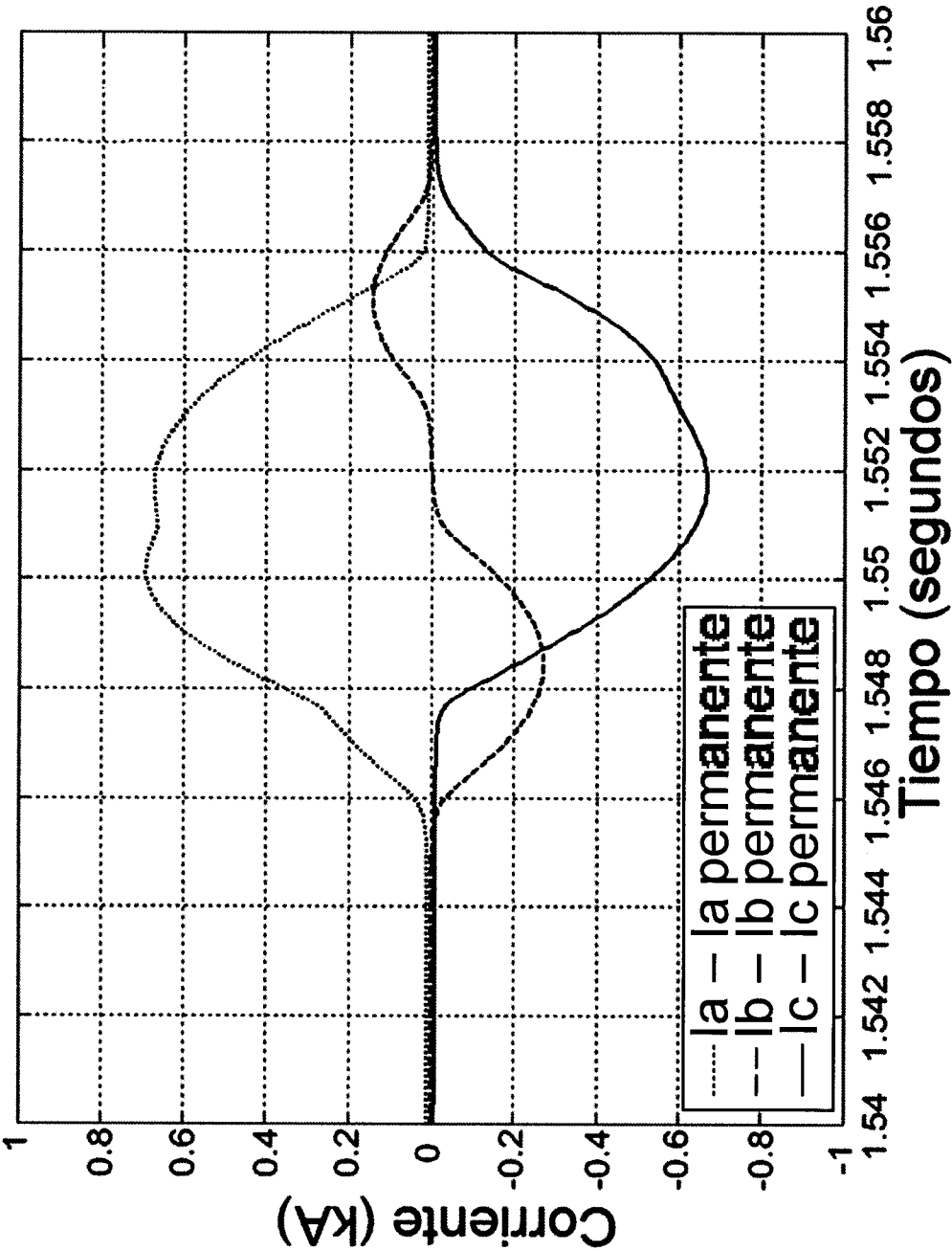


Figura 9

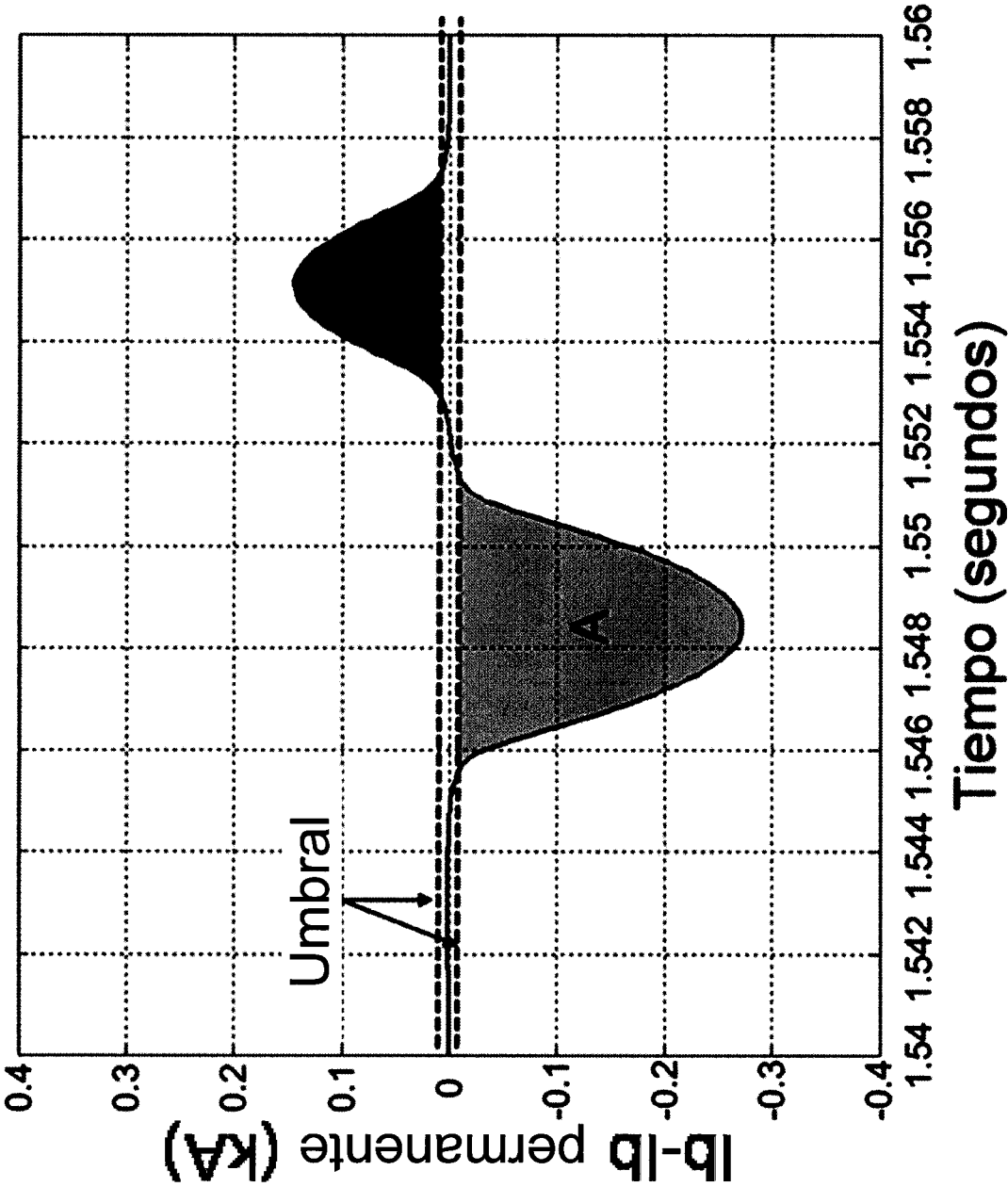


Figura 10

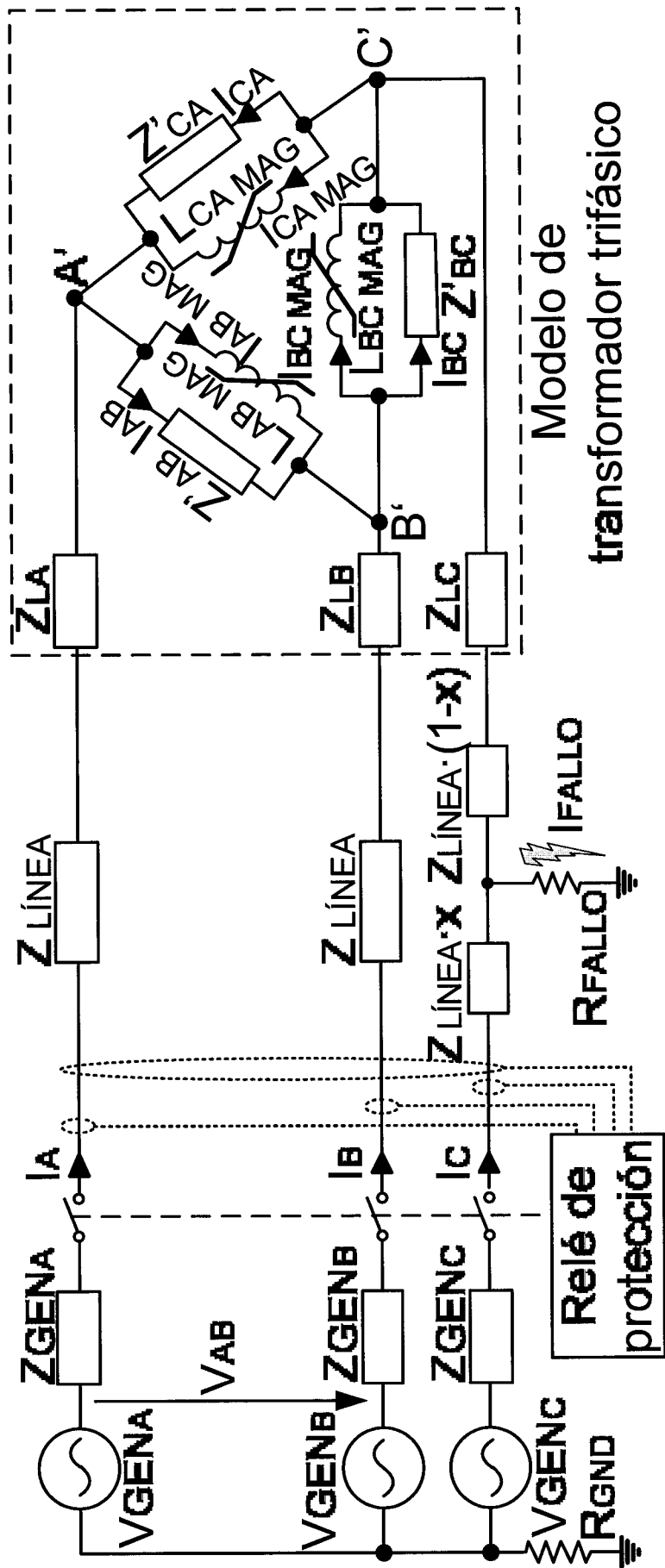


Figura 11

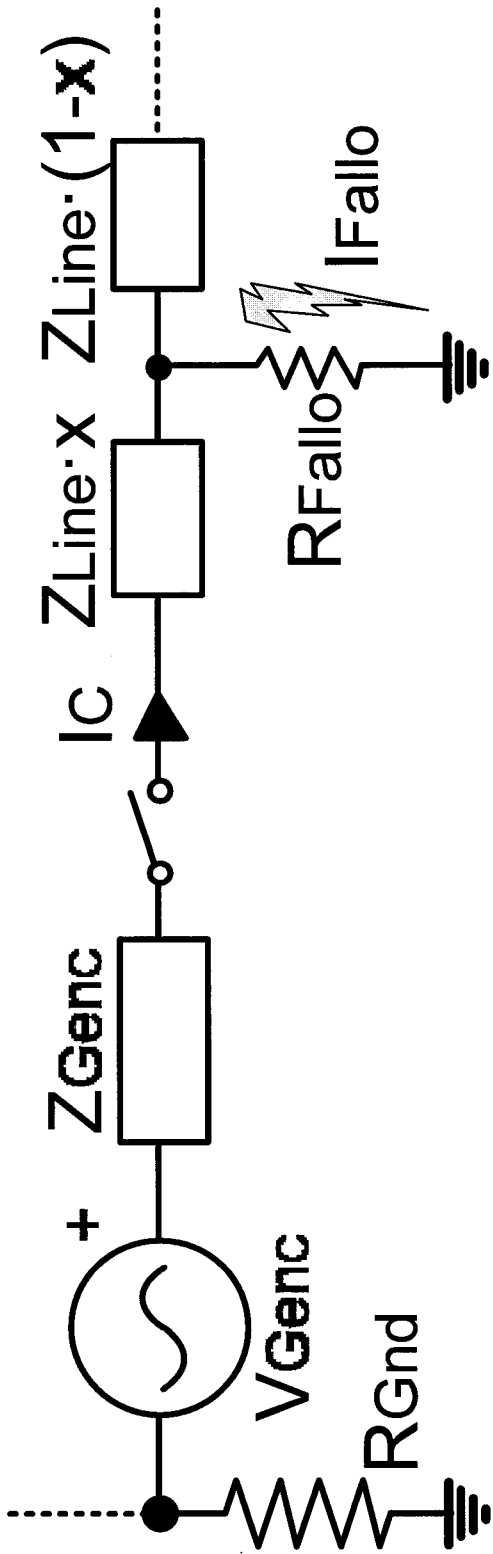


Figura 12

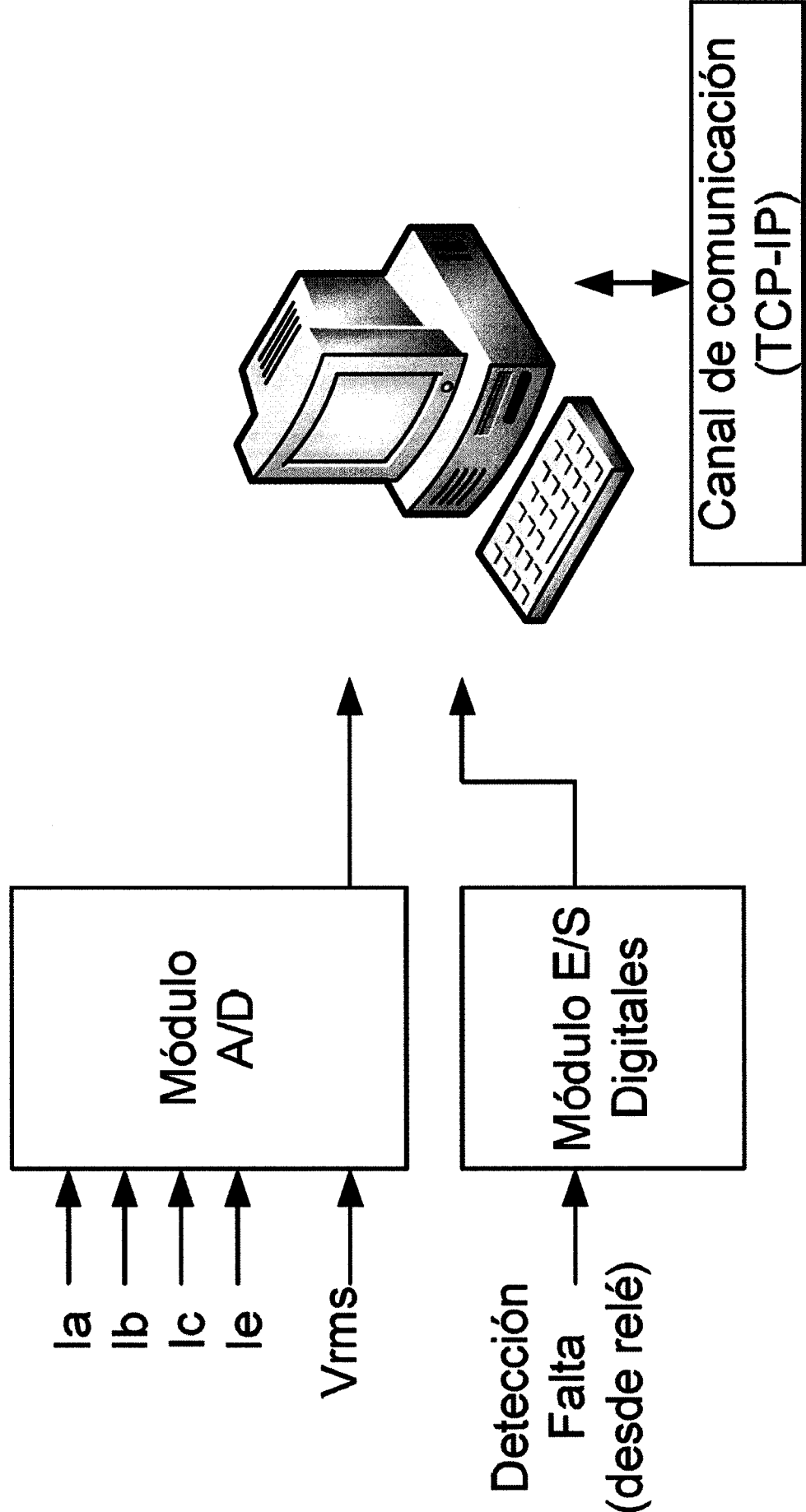
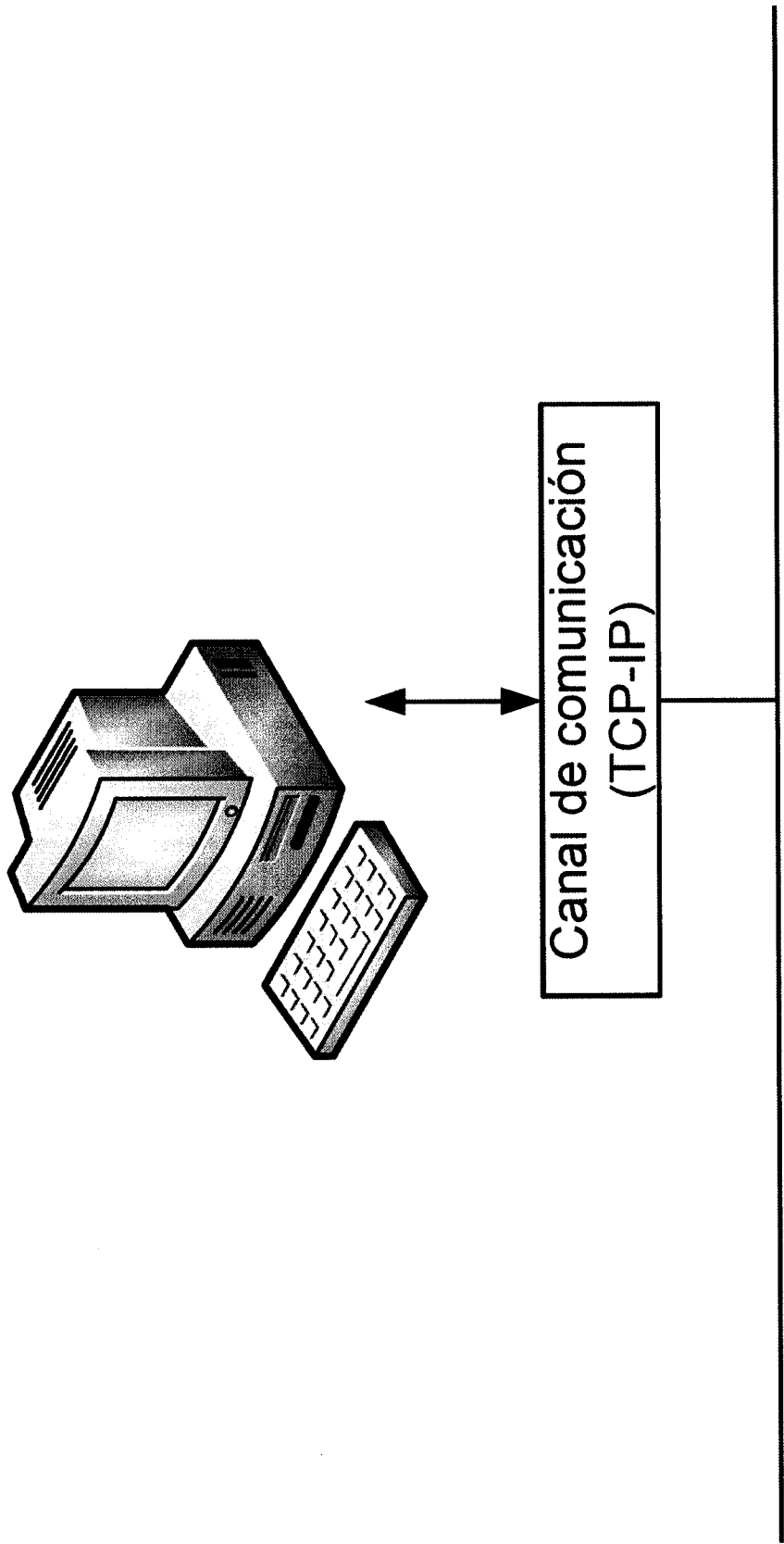


Figura 13



RED COMUNICACIONES
CENTRO DE CONTROL

Figura 14