



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 362 390**

51 Int. Cl.:
G01R 31/08 (2006.01)
H02H 3/38 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **08802818 .8**
96 Fecha de presentación : **03.10.2008**
97 Número de publicación de la solicitud: **2201393**
97 Fecha de publicación de la solicitud: **30.06.2010**

54 Título: **Procedimiento para localizar averías en líneas eléctricas compensadas en serie con medición no sincronizada en dos extremos.**

30 Prioridad: **19.10.2007 EP 07460030**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
04.07.2011

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
04.07.2011

73 Titular/es: **ABB RESEARCH Ltd.**
Affolternstrasse 44
8050 Zürich, CH

72 Inventor/es: **Balcerek, Przemyslaw;**
Fulczyk, Marek;
Rosolowski, Eugeniusz;
Izykowski, Jan y
Saha, Murari

74 Agente: **Zea Checa, Bernabé**

ES 2 362 390 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

La presente invención se refiere a un procedimiento para localizar averías en líneas eléctricas compensadas en serie con medición no sincronizada en dos extremos, que encuentra aplicación en la industria eléctrica y para líneas de transmisión aérea descompensadas y con compensación en serie.

5

La técnica de detección de averías en líneas eléctricas compensadas en serie es conocida de EP1051632B1. En esta solución se ha propuesto calcular la distancia a la avería utilizando mediciones locales de una terminal de línea eléctrica compensada en serie donde se encuentra situado el localizador de averías. Este procedimiento hace uso de la transformación de la conexión en paralelo de un condensador serie y un varistor de óxido metálico (MOV) en un modelo - impedancia equivalente en forma de conexión en serie de resistencia y reactancia, ambas dependientes de una magnitud de corriente fundamental. Esta impedancia equivalente se utiliza para calcular la distancia a la avería. Este procedimiento requiere el conocimiento de los parámetros de bancos de condensadores en serie y elementos MOV también.

10

15

De la patente americana 6336059 B1 se conoce un procedimiento de medición de alcance para un relé de distancia y localizadores de averías para líneas eléctricas compensadas en serie. En el procedimiento de acuerdo con esa invención la estimación de la posición de la avería se realiza utilizando información local solamente. En el procedimiento se mide una serie de muestras de corrientes de línea, en el que dichas muestras son representativas de valores de la forma de onda de la corriente de la línea en instantes de tiempo sucesivos en la línea de compensación en serie. Los valores de tensión del condensador se calculan en base a corrientes medidas de acuerdo con una ecuación que considera el dispositivo de protección no lineal - varistor de óxido metálico paralelo al condensador en serie instalado. La distancia a la avería se calcula teniendo en cuenta los valores de tensión del condensador calculados anteriormente.

20

25

En la patente americana 2006/0142964 A1 se presenta un procedimiento para localizar averías utilizando medición de corrientes y tensiones en dos extremos. La invención se caracteriza por el hecho de que tras la determinación del extremo de la saturación del transformador de corriente al primer extremo de la línea A o al segundo extremo B, la distancia a la avería se calcula utilizando la tensión de ambos extremos de la línea y corrientes solamente de este lado de la línea donde los transformadores de corriente no están saturados. El cálculo de la distancia a la avería se realiza en base al modelo de bucle de averías generalizado. En este modelo, la corriente de averías total se determina utilizando un modelo de líneas concentradas y, señales de corriente de un extremo y señales de tensión de dos extremos. Sin embargo el procedimiento de acuerdo con la invención citada no está diseñado para localizar averías en líneas compensadas en serie.

30

35

Otro procedimiento para localizar averías en líneas de compensación en serie utilizando mediciones en dos extremos es conocido del artículo de Chi-Shan Yu, Chih-Wen Liu, Sol-Li Yu, y Joe-Air Jiang, "A New PMU-Based Fault Location Algorithm for Series Compensated Lines", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, nº. 1, Enero de 2002, págs. 33-46. Este procedimiento utiliza señales de tensión y corriente medidas de manera sincronizada en ambos extremos de una única línea compensada en serie. De este modo, se diferencia por el tipo de medición (medición síncrona) y tipo de línea (única línea compensada en serie) a partir del enfoque inventado, que está diseñado para el uso de un caso más general de mediciones asíncronas y en aplicación tanto a líneas de único como de doble circuito descompensadas y compensadas en serie. Además, el enfoque citado no proporciona una fórmula analítica para la distancia a la avería buscada sino que se basa en la exploración a lo largo de toda la sección de la línea para encontrar la posición de la avería en la cual la tensión de avería determinada y la corriente de avería total están en fase (esto se debe a que la trayectoria de la avería tiene el carácter resistivo). Para cada punto comprobado de la línea ha de calcularse la tensión de la avería y la corriente de avería total a partir de los componentes simétricos de corriente y tensión. Esto impone una elevada carga de cálculo requerida para realizar la localización de la avería. En cambio, el enfoque inventado suministra la fórmula compacta para la distancia a la avería buscada, derivada con estricta consideración del modelo de líneas de parámetros distribuidos.

40

45

50

Del artículo "Accurate Fault Location Algorithm for Series Compensated Lines Using Two-Terminal Unsynchronized Measurements and Hydro-Quebec's Field Experience", presentado en la conferencia WPRC 2006, se conoce la solución que hasta cierto punto está relacionada con el enfoque inventado. Puede señalarse que el enfoque desarrollado es más general (líneas de único y doble circuito, líneas descompensadas y compensadas en serie). El citado enfoque no proporciona una fórmula analítica para la distancia a la avería buscada. En cambio, la distancia a la avería se determina de manera iterativa minimizando la función objetiva para la reactancia de la impedancia de la avería. Esto impone una mayor carga de cálculo que el enfoque inventado.

55

Además, el enfoque inventado ofrece adicionalmente la determinación del ángulo de sincronización, en caso de averías únicas de fase a tierra y averías de fase a fase (la mayoría de las averías en la práctica), con el uso de cantidades de avería posterior. Esto es ventajoso desde el punto de vista de asegurar una sincronización precisa.

La esencia del procedimiento de la invención para localizar averías en líneas eléctricas compensadas en serie con medición no sincronizada en dos extremos en el que una distancia a la avería y una resistencia de la avería se

determinan por medio de la medición de valores de tensiones y corrientes en las estaciones A y B, antes y después de que se produzca la avería, consiste en lo siguiente:

5 se realizan dos suposiciones: una si se produjo una avería en la sección de línea LA entre la estación A y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico SC&MOV, y otra si la avería se produjo en la sección de línea LB entre la estación B y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico SC&MOV.

Si la avería se produjo en la sección de línea LA entre la estación A y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico SC&MOV la distancia para la localización de la avería d_A se determina en una subrutina I en las siguientes etapas:

10 · determinación de un ángulo de sincronización δ_A en el término $e^{j\delta_A}$ para un tipo conocido de avería que son averías fase a tierra o averías fase a fase, a partir de la fórmula:

$$[e^{j\delta_A}]_{\text{ph-g, ph-ph}} = \frac{a_{F2}^{\text{I-SET}} I_{SC2_B} - a_{F1}^{\text{II-SET}} I_{SC1_B}}{a_{F1}^{\text{II-SET}} N_{A1} - a_{F2}^{\text{I-SET}} N_{A2}}$$

donde:

15 el subíndice ph-g indica averías fase a tierra: a-g, b-g, c-g, y el subíndice ph-ph indica averías fase a fase a-b, b-c, c-a,

$a_{F2}^{\text{I-SET}}$, $a_{F1}^{\text{II-SET}}$ indican los coeficientes que dependen del tipo de avería,

I_{SC1_B} indica la corriente de secuencia positiva de la estación B tras una transferencia analítica a bancos de condensadores en serie SC&MOV,

20 I_{SC2_B} indica la corriente de secuencia negativa de la estación B tras una transferencia analítica a bancos de condensadores en serie SC&MOV,

N_{A1} , N_{A2} – indican respectivamente los coeficientes que dependen de corrientes y tensión de secuencia positiva y negativa tomadas en la estación A así como parámetros de la línea,

y

para las averías que no son averías de fase a tierra o averías de fase a fase a partir de la fórmula:

25

$$e^{j\delta_A} = \frac{(1 + Z_{1B} Y_{1B})(Y_{1B} V_{-B1}^{\text{pre}} - I_{-B1}^{\text{pre}}) + Y_{1B} V_{-B1}^{\text{pre}}}{(1 + Z_{1A} Y_{1A})(I_{-A1}^{\text{pre}} - Y_{1A} V_{-A1}^{\text{pre}}) - Y_{1A} V_{-A1}^{\text{pre}}}$$

donde

V_{-A1}^{pre} , V_{-B1}^{pre} indican cantidades de secuencia positiva de avería previa (superíndice “pre” y subíndice “1”) de tensión medida en los extremos A y B, respectivamente,

30 I_{-A1}^{pre} , I_{-B1}^{pre} indican cantidades de secuencia positiva de avería previa (superíndice “pre” y subíndice “1”) de corriente medida de la línea de avería en los extremos A y B, respectivamente,

Z_{1A} , Y_{1A} – indican impedancia y admitancia de la sección de línea LA,

Z_{1B} , Y_{1B} – indican impedancia y admitancia de la sección de línea LB,

LA – es la parte de la línea entre la estación de línea A y bancos de condensadores en serie A

LB – es la parte de la línea entre la estación de línea A y bancos de condensadores en serie B,

35 · entonces tener en cuenta el modelo de líneas de parámetros distribuidos y resolver la fórmula:

$$d_A = p_{SC} d_{LA}$$

donde

p_{SC} – indica la distancia (p.u.) por unidad de longitud de línea total ℓ en la cual se encuentra instalado el banco de compensación SC&MOV alejado de la estación A,

5 d_{LA} – indica una distancia hipotética a la avería, expresada respecto a la longitud $p_{SC} \ell$ y cuyo valor se obtiene utilizando un procedimiento iterativo conocido resolviendo la fórmula de bucle de averías:

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (V_{A_i} \cosh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell) - \underline{Z}_{c1L} I_{A_i} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell)) \cdot e^{j\delta_A} - R_{FA} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} M_i}{\cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - d_{LA}) p_{SC} \ell)} = 0$$

para línea única

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (V_{A_i} \cosh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell) - \underline{Z}_{c1L} I_{A_i} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell)) \cdot e^{j\delta_A} - R_{FA} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} M_i}{\cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - d_{LA}) p_{SC} \ell)} - \underline{a}_{m0} d_{LA} p_{SC} \underline{Z}_{0m} I_{A_{paral_0}} \cdot e^{j\delta_A} = 0$$

10 para línea de doble circuito

en la cual:

R_{FA} - indica la resistencia de la avería desconocido, cuyo valor se obtiene utilizando un procedimiento iterativo conocido resolviendo la fórmula de bucle de averías anterior,

$\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{a}_0, \underline{a}_{m0}$ - indican coeficientes de ponderación que dependen del tipo de avería obtenidos en la Tabla 3,

15 M_1 – indica coeficientes numéricos para secuencias positivas y negativas,

$\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}$ indican los coeficientes de participación que dependen del tipo de avería obtenidos en la Tabla 4,

\underline{Z}_{0m} - impedancia de acoplamiento mutuo para secuencia cero,

$I_{A_{paral_0}}$ - indica corriente de secuencia cero de la estación A medida en línea paralela sin avería,

20 entonces se calcula una impedancia equivalente de banco de compensación en una etapa de avería ($\underline{Z}_{SC1_{ph}}^{SUB_A}$) utilizando la avería posterior de tensión y corrientes medidas y una impedancia equivalente del banco de compensación en una avería anterior $\underline{Z}_{SC1_{pre}}$ a partir de la siguiente ecuación presentada en la etapa 106a:

$$\underline{Z}_{SC1_{pre}} = \frac{\Delta V_{SC1}^{pre}}{I_{SC1_B}^{pre}}$$

donde:

$$\Delta V_{SC1}^{pre} = V_{SC1_B}^{pre} - V_{SC1_A}^{pre} e^{j\delta_A}$$

$$V_{SC1_A}^{pre} = \cosh(\underline{\gamma}_{iL} p_{SC} \ell) \cdot V_{A1}^{pre} - \underline{Z}_{c1L} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} p_{SC} \ell) \cdot I_{A1}^{pre}$$

$$V_{SC1_B}^{pre} = \cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} - \underline{Z}_{c1L} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre}$$

$$I_{SC1_B}^{pre} = -\frac{1}{Z_{c1L}} \sinh(\gamma_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} + \cosh(\gamma_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre}$$

para determinar el resultado final d_A que se selecciona en las siguientes etapas:

5

en primer lugar se examina si las resistencias de la avería R_{FA} son de valor positivo y, si no, entonces se rechaza la subrutina I, después se comprueban las características "real" e: "imag" del circuito equivalente estimado de bancos de compensación SC&MOVS y si cada una satisface la siguiente dependencia:

$$\text{real}(Z_{SC1_ph}^{SUB_A}) > 0$$

$$\text{imag}(Z_{SC1_ph}^{SUB_A}) < 0$$

y

$$\text{imag}(Z_{SC1_ph}^{SUB_A}) > \text{imag}(Z_{SC1_pre})$$

10

entonces

la suposición de que la avería se ha producido entre la estación A y el banco SC&MOV es correcta y el resultado d_A indica la distancia a la avería.

15

Si la avería se produjo en la sección de línea LB entre la estación B y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico SC&MOV, la distancia dB para la localización de la avería se determina en una subrutina II en las siguientes etapas:

· determinación de un ángulo de la sincronización δ_A en el término $e^{j\delta_A}$ para un tipo conocido de avería que son averías fase a tierra o averías fase a fase, a partir de la fórmula:

$$[e^{j\delta_B}]_{ph-g, ph-ph} = \frac{a_{F2}^{I-SET} I_{SC2_A} - a_{F1}^{II-SET} I_{SC1_A}}{a_{F1}^{II-SET} N_{B1} - a_{F2}^{I-SET} N_{B2}}$$

donde:

20

a_{F2}^{I-SET} , a_{F1}^{II-SET} indican los coeficientes que dependen del tipo de avería,

I_{SC1_A} indica corriente de secuencia positiva de la estación A tras transferencia analítica a bancos de condensadores en serie SC&MOV,

I_{SC2_A} indica corriente de secuencia negativa de la estación A tras transferencia analítica a bancos de condensadores en serie SC&MOV,

25

N_{B1} , N_{B2} – indican los coeficientes que dependen de corrientes y tensión de secuencia positiva y negativa tomadas en la estación B respectivamente así como parámetros de la línea, y

para las averías que no son averías de fase a tierra o averías de fase a fase a partir de la fórmula:

$$e^{-j\delta_B} = \frac{(1 + Z_{1B} Y_{1B})(Y_{1B} V_{B1}^{pre} - I_{B1}^{pre}) + Y_{1B} V_{B1}^{pre}}{(1 + Z_{1A} Y_{1A})(I_{A1}^{pre} - Y_{1A} V_{A1}^{pre}) - Y_{1A} V_{A1}^{pre}}$$

donde

30

V_{A1}^{pre} , V_{B1}^{pre} indican cantidades de secuencia positiva de avería previa (superíndice "pre" y subíndice "1") de tensión medida en los extremos A y B, respectivamente,

$I_{A1}^{pre}, I_{B1}^{pre}$ indican cantidades de secuencia positiva de avería previa (superíndice “pre” y subíndice “1”) de corriente medida de la línea de avería en los extremos A y B, respectivamente,

Z_{1A}, Y_{1A} – indican impedancia y admitancia de la sección de línea LA,

Z_{1B}, Y_{1B} – indican impedancia y admitancia de la sección de línea LB,

5

LA – es la parte de la línea entre la estación de línea A y bancos de condensadores en serie A

LB – es la parte de la línea entre la estación de línea A y bancos de condensadores en serie B,

· entonces tener en cuenta el modelo de líneas de parámetros distribuidos y resolver la fórmula:

$$d_B = (1 - p_{SC})d_{LB}$$

donde

10

$(1 - p_{SC})$ indica la distancia (p.u.) por unidad de longitud de línea total ℓ en la cual el banco de compensación SC&MOV está instalado alejado de la estación B,

d_{LB} – indica una distancia hipotética a la avería, expresada respecto a la longitud $(1 - p_{SC})\ell$ y cuyo valor se obtiene utilizando un procedimiento iterativo conocido resolviendo la fórmula de bucle de averías:

$$\sum_{i=0}^2 a_i (V_{Bi} \cosh(\gamma_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC})\ell) - Z_{ciL} I_{Bi} \sinh(\gamma_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC})\ell)) \cdot e^{j\delta_B} - R_{FB} \sum_{i=1}^2 \frac{a_{Fi} M_i}{\cosh(\gamma_{iL} (1 - d_{LB})(1 - p_{SC})\ell)} = 0$$

15

para una única línea

$$\sum_{i=0}^2 a_i (V_{Bi} \cosh(\gamma_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC})\ell) - Z_{ciL} I_{Bi} \sinh(\gamma_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC})\ell)) \cdot e^{j\delta_B} - R_{FB} \sum_{i=1}^2 \frac{a_{Fi} M_i}{\cosh(\gamma_{iL} (1 - d_{LB})(1 - p_{SC})\ell)} - a_{m0} d_{LB} (1 - p_{SC}) Z_{0m} I_{B\text{paral}_0} \cdot e^{j\delta_B} = 0$$

para línea de doble circuito

donde

20

R_{FB} indica la resistencia a la avería desconocida, cuyo valor se obtiene utilizando un procedimiento iterativo conocido resolviendo la fórmula de bucle de averías anterior,

M_1 - indica coeficientes numéricos para secuencias positivas y negativas,

a_1, a_2, a_0, a_{m0} - indican coeficientes de ponderación que dependen del tipo de avería obtenidos en la tabla 3

a_{F1}, a_{F2} indican los coeficientes de participación que dependen del tipo de avería obtenidos en la tabla 4,

Z_{0m} - impedancia de acoplamiento mutuo para secuencia cero,

25

$I_{B\text{paral}_0}$ - indica corriente de secuencia cero de la estación B medida en línea paralela sin avería,

· entonces se calcula una impedancia equivalente de un banco de compensación en una etapa de avería ($Z_{SC1_ph}^{SUB_B}$) utilizando la avería posterior de tensión y corrientes medidas y una impedancia equivalente de un banco de compensación en una avería previa Z_{SC1_pre} a partir de la siguiente ecuación presentada en la etapa 106b:

$$\underline{Z}_{SC1_pre} = \frac{\Delta V_{SC1}^{pre}}{I_{SC1_B}^{pre}}$$

donde:

$$\Delta V_{SC1}^{pre} = V_{SC1_B}^{pre} - V_{SC1_A}^{pre} e^{j\delta_A},$$

$$V_{SC1_A}^{pre} = \cosh(\gamma_{1L} p_{SC} \ell) \cdot V_{A1}^{pre} - Z_{c1L} \sinh(\gamma_{1L} p_{SC} \ell) \cdot I_{A1}^{pre},$$

$$5 \quad V_{SC1_B}^{pre} = \cosh(\gamma_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} - Z_{c1L} \sinh(\gamma_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre},$$

$$I_{SC1_B}^{pre} = -\frac{1}{Z_{c1L}} \sinh(\gamma_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} + \cosh(\gamma_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre}$$

para determinar el resultado final (d_B) que se selecciona en las siguientes etapas:

- 10 · en primer lugar se comprueba si las resistencias de avería (R_{FB}) son de valor positivo y, si no, entonces se rechaza la subrutina 11, después se comprueban las características "real" e: "imag" del circuito equivalente estimado de bancos de compensación SCs&MOVS y si se satisface la siguiente dependencia:

$$\text{real}(\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B}) > 0,$$

$$\text{imag}(\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B}) < 0$$

y

$$\text{imag}(\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B}) > \text{imag}(\underline{Z}_{SC1_pre}),$$

- 15 entonces la suposición de que la avería se ha producido entre la estación B y el banco SC&MOV es correcta y el resultado d_B indica la distancia a la avería.

Un relé de protección equipado con un localizador de averías FL que comprende medios para llevar a cabo las etapas de la reivindicación 1.

- 20 Un producto de programa de ordenador que comprende código de programa de ordenador que cuando se ejecuta en un dispositivo informático realiza las etapas de un procedimiento según la reivindicación 1.

- 25 La ventaja del procedimiento de acuerdo con la invención es la superación de todas las limitaciones e inconvenientes de los procedimientos conocidos, lo que significa que no es necesario conocer parámetros y el estado del banco de condensadores en serie ya que no se utilizan para determinar la distancia a la avería y la resistencia de la avería, es decir, solamente tiene que conocerse la posición en la cual están instalados los bancos de compensación. Adicionalmente, se mide la reactancia de condensadores en serie utilizando las mediciones de avería previa. El ángulo de sincronización se determina utilizando las mediciones de avería previa o, alternativamente, para averías fase a tierra únicas y averías fase a fase que son las averías más comunes utilizando las mediciones de avería posterior, y con estricta consideración del modelo de líneas de parámetros distribuidos, que permite una sincronización analítica precisa de las mediciones adquiridas asincrónicamente. Entonces, las distancias a la avería se calculan introduciendo la compensación para las capacitancias en derivación de la línea con el uso del modelo de líneas de parámetros distribuidos. La selección de la subrutina válida se realiza en base a un procedimiento de múltiples criterios que permite la identificación de resultados válidos fiables dentro de una amplia gama de condiciones de avería, incluso para resistencias de avería muy altas.

- 35 El procedimiento de acuerdo con la presente invención se explica en una realización mostrada en el dibujo, donde la figura 1 presenta un diagrama general de la red eléctrica para la implementación del procedimiento inventivo, la figura 2 un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia positiva de averías previas considerada para determinar el ángulo de sincronización, la figura 3 para avería FA un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia positiva - la parte que contiene el SC&MOV y la sección entre el

5 SC&MOV y la estación B, la figura 4 para avería FA un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia positiva - la parte que contiene el SC&MOV y la sección entre el SC&MOV y la estación A, la figura 5 - para avería FA un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia negativa - la parte que contiene el SC&MOV y la sección entre el SC&MOV y la estación B, la figura 6 - para avería FA un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia negativa - la parte que contiene el SC&MOV y la sección entre el SC&MOV y la estación A, la figura 7 - para avería FB un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia positiva - la parte que contiene el SC&MOV y la sección entre el SC&MOV y la estación B, la figura 8 - para avería FB un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia positiva - la parte que contiene el SC&MOV y la sección entre el SC&MOV y la estación B, la figura 9 - para avería FB un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia negativa - la parte que contiene el SC&MOV y la sección entre el SC&MOV y la estación A, la figura 10 - para avería FB un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia negativa - la parte que contiene el SC&MOV y la sección entre el SC&MOV y la estación B, la figura 11 un diagrama del circuito equivalente de la línea compensada en serie para la secuencia positiva de la avería previa, que se considera para la medición de la impedancia del banco de compensación, la figura 12 - un diagrama de flujo del ejemplo de un algoritmo de la posición de la avería de acuerdo con la presente invención.

20 El sistema de transmisión mostrado en la figura 1 consiste en una línea eléctrica compensada en serie que conecta dos estaciones de suministro eléctrico A y B. El condensador instalado en serie (condensador en serie SC) incluye un varistor de óxido metálico (varistor de óxido metálico MOV) conectado en paralelo (SC&MOV) que limita la tensión a través del condensador de una manera predefinida. La estación A está situada al principio de la línea, la estación B al final de esta línea. En la estación A existe un localizador de averías FL. El localizador de averías también puede disponerse en la estación B o en un lugar separado, el cual no se muestra en la figura 1. La posición de la avería se realiza con el modelo de líneas de parámetros distribuidos, modelos de averías y averías en bucle para componentes simétricos positivos, negativos y cero, y diferentes tipos de averías, aplicando coeficientes de participación adecuados que determinan la relación entre los componentes simétricos de la corriente de avería total cuando se estima la caída de tensión a través de la resistencia de la avería, definida como \underline{a}_{F1} , \underline{a}_{F2} , \underline{a}_{F0} y coeficientes de ponderación \underline{a}_1 , \underline{a}_2 , \underline{a}_0 , \underline{a}_{m0} que definen la parte de componentes individuales en el modelo del total del bucle de averías.

25 Al localizador de averías FL se le envían mediciones de corrientes trifásicas no sincronizadas de las estaciones A, B, y de tensiones trifásicas de la estación A y B. Al localizador de averías se le envía información acerca del tipo de avería y el momento en que se producen. Después se suponen dos puntos de avería hipotética y se calculan las distancias d_A y d_B entre el principio de la sección de línea determinada A y B y los puntos de avería (FA, FB) para determinar resultados válidos, es decir, consistentes con el caso de avería real, en las siguientes suposiciones:

30 - cálculo del ángulo de sincronización δ_A , la distancia d_A del principio de la línea en la estación A al punto de avería FA, resistencia de la avería R_{FA} e impedancia del banco de compensación en la etapa de averías $\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_A}$, impedancia del banco de compensación en el estado de avería previa \underline{Z}_{SC1_pre} , suponiendo que la avería se produjo en la sección de línea LA - etapas 103a, 104a, 105a, 106a, donde LA es la parte de la línea en la cual se produjo la avería entre la estación de línea A y el banco de condensadores,

35 - cálculo del ángulo de sincronización δ_B , la distancia d_B del principio de la línea en la estación B al punto de avería FB, resistencia de la avería R_{FB} e impedancia del banco de compensación en la etapa de averías $\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B}$, impedancia del banco de compensación en el estado \underline{Z}_{SC1_pre} , suponiendo que la avería se produjo en la sección de línea LB, donde LB es parte de la línea donde se produjo la avería entre la estación de línea B y el banco de condensadores, - etapas 103b, 104b, 105b, 106b.

Después, entre esas dos distancias a la avería d_A y d_B se seleccionan los resultados válidos - etapa 107.

45 Etapa 101. En las estaciones A y B se miden señales de entrada de corriente y tensión de fases individuales para condiciones de avería I_{A_a} , I_{A_b} , I_{A_c} , V_{A_a} , V_{A_b} , V_{A_c} , I_{B_a} , I_{B_b} , I_{B_c} , V_{B_a} , V_{B_b} , V_{B_c} y para condiciones de avería previa $I_{A_pre_a}$, $I_{A_pre_b}$, $I_{A_pre_c}$, $V_{A_pre_a}$, $V_{A_pre_b}$, $V_{A_pre_c}$, $I_{B_pre_a}$, $I_{B_pre_b}$, $I_{B_pre_c}$, $V_{B_pre_a}$, $V_{B_pre_b}$, $V_{B_pre_c}$ y en caso de corrientes de línea de doble circuito de la línea paralela sin avería I_{Aparal_a} , I_{Aparal_b} , I_{Aparal_c} , I_{Bparal_a} , I_{Bparal_b} , I_{Bparal_c} o solamente corrientes de secuencia cero I_{Aparal_0} , I_{Bparal_0} .

50 Etapa 102. En esta etapa se calculan los componentes simétricos de las corrientes de fase que se miden en las estaciones A y B, y de tensiones de fase medidas en las estaciones A y B para condiciones de avería previa y condiciones de avería. Los detalles de dicho cálculo son conocidos para los expertos en la materia.

Etapa 103a. En esta etapa se calcula un ángulo de sincronización δ_A tal como sigue:

- si existen averías de fase a tierra o averías fase a fase entonces a partir del análisis del flujo de corriente de avería total, figura 3, figura 4, figura 5, figura 6, en base a la suposición de que las averías se producen en la

sección de línea entre la estación A y condensador en serie y el dispositivo SC&MOV del varistor de óxido metálico se determina el ángulo de sincronización δ_A en el término $e^{j\delta_A}$ a partir de la fórmula:

$$[e^{j\delta_A}]_{\text{ph-g, ph-ph}} = \frac{\underline{a}_{F2}^{\text{I-SET}} \underline{I}_{SC2_B} - \underline{a}_{F1}^{\text{II-SET}} \underline{I}_{SC1_B}}{\underline{a}_{F1}^{\text{II-SET}} \underline{N}_{A1} - \underline{a}_{F2}^{\text{I-SET}} \underline{N}_{A2}} \quad (1)$$

donde:

5 el subíndice ph-g indica averías fase a tierra: a-g, b-g, c-g, y el subíndice ph-ph indica averías fase a fase a-b, b-c, c-a

$\underline{a}_{F2}^{\text{I-SET}}$, $\underline{a}_{F1}^{\text{II-SET}}$ indican los coeficientes que dependen del tipo de avería obtenidos en la Tabla 1,

$$\underline{I}_{SC1_B} = -\frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot \underline{V}_{B1} + \cosh(\underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot \underline{I}_{B1} \quad (2)$$

10 \underline{I}_{SC1_B} - indica la corriente de secuencia positiva de la estación B tras una transferencia analítica a los bancos de condensadores en serie SC&MOV,

$$\underline{I}_{SC2_B} = -\frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot \underline{V}_{B2} + \cosh(\underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot \underline{I}_{B2} \quad (3)$$

\underline{I}_{SC2_B} - indica la corriente de secuencia negativa de la estación B tras una transferencia analítica a los bancos de condensadores en serie SC&MOV,

$$\underline{N}_{A1} = \cosh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{I}_{A1} - \frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{V}_{A1}, \quad (4)$$

$$15 \quad \underline{N}_{A2} = \cosh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{I}_{A2} - \frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{V}_{A2}, \quad (5)$$

donde:

ℓ - indica la longitud de línea total,

p_{SC} - indica la distancia (p.u.) por longitud de unidad en la cual está instalado el banco de compensación (SC&MOV) alejado de la estación A,

$$20 \quad \underline{Z}_{c1L} = \sqrt{\frac{\underline{Z}'_{1L}}{\underline{Y}'_{1L}}} \text{ indica la impedancia característica de la línea para la secuencia positiva,}$$

$$\underline{\gamma}_{1L} = \sqrt{\underline{Z}'_{1L} \underline{Y}'_{1L}} \text{ indica la constante de propagación de la línea para la secuencia positiva,}$$

\underline{Z}'_{1L} , \underline{Y}'_{1L} - indican la impedancia de secuencia positiva y la admitancia de la línea por unidad de longitud.

25 Se consideró para la determinación de las cantidades de secuencia negativa según las ecuaciones (3) y (5) que los parámetros de línea de secuencia positiva y negativa son idénticos, como en la realidad. Para ambas secuencias se utilizan los parámetros de línea para la secuencia positiva (subíndice: 1). Esto también se aplica en las siguientes consideraciones.

30 Un análisis de las condiciones de contorno para los diferentes tipos de averías muestra que existe un cierto grado de libertad al determinar los coeficientes de participación que determinan la relación entre los componentes simétricos de la corriente de avería total cuando se estima la caída de tensión a través de la resistencia de la avería. Su selección depende de la preferencia adoptada del uso de componentes de secuencia individuales en función del tipo de avería. En el ejemplo presentado de la realización de la invención, para asegurar una alta precisión de la posición de la avería, la

caída de tensión a través de la resistencia de la avería se estima utilizando componentes de secuencia positiva y negativa.

Existen dos conjuntos alternativos de características (entre los otros posibles) de los coeficientes de participación para averías fase a tierra a-g, b-g, c-g, y fase a fase a-b, b-c, c-a, según se obtienen de la tabla 1.

5 Tabla 1. Averías fase a tierra y averías fase a fase – dos conjuntos alternativos de coeficientes de participación

AVERÍA	CONJUNTO I		CONJUNTO II	
	$\underline{a}_{F1}^{I-SET}$	$\underline{a}_{F2}^{I-SET}$	$\underline{a}_{F1}^{II-SET}$	$\underline{a}_{F2}^{II-SET}$
a-g	0	3	3	0
b-g	0	$3\underline{a}$	$3\underline{a}^2$	0
c-g	0	$3\underline{a}^2$	$3\underline{a}$	0
a-b	0	$1-\underline{a}$	$1-\underline{a}^2$	0
b-c	0	$\underline{a}-\underline{a}^2$	$\underline{a}^2-\underline{a}$	0
c-a	0	\underline{a}^2-1	$\underline{a}-1$	0
$\underline{a}=\exp(j2\pi/3)$				

A diferencia de los tipos de avería citados anteriormente, la otra situación es para el resto de tipos de avería (fase a fase a tierra y averías simétricas trifásicos). Esto está así ya que para estas averías restantes no existen conjuntos alternativos de coeficientes de participación para la secuencia positiva y negativa - según se obtiene en la tabla 2.

10 Tabla 2. Conjunto de coeficientes de participación para averías fase a fase a tierra y averías trifásicas.

AVERÍA	\underline{a}_{F1}	\underline{a}_{F2}
a-b-g, a-b-c a-b-c-g	$1-\underline{a}^2$	$1-\underline{a}$
b-c-g	$\underline{a}^2-\underline{a}$	$\underline{a}-\underline{a}^2$
c-a-g	$\underline{a}-1$	\underline{a}^2-1

El tipo de avería se indica por los símbolos: a-g, b-g, c-g , a-b, b-c, c-a, a-b-g, a-b-c, a-b-c-g, b-c-g, c-a-g donde las letras a, b, c indican fases individuales, y la letra g indica la conexión a tierra (tierra), el índice 1 indica el componente secuencia positivo, el índice 2 el componente negativo.

15 Si no existen averías fase a tierra y ni averías fase a fase, entonces el ángulo de sincronización δ_A en el término $e^{j\delta_A}$ del análisis del flujo de corriente para las condiciones de avería previa (figura 2) utilizando el modelo de líneas de parámetros distribuidos se calcula a partir de la fórmula:

$$e^{j\delta_A} = \frac{(1 + \underline{Z}_{1B} \underline{Y}_{1B})(\underline{Y}_{1B} \underline{V}_{B1}^{pre} - \underline{I}_{B1}^{pre}) + \underline{Y}_{1B} \underline{V}_{B1}^{pre}}{(1 + \underline{Z}_{1A} \underline{Y}_{1A})(\underline{I}_{A1}^{pre} - \underline{Y}_{1A} \underline{V}_{A1}^{pre}) - \underline{Y}_{1A} \underline{V}_{A1}^{pre}}$$

donde:

$$\underline{Z}_{1A} = P_{SC} \ell \underline{A}_{1sh_p} \underline{Z}'_{1L}$$

$$\underline{Y}_{1A} = 0.5 p_{SC} \ell \underline{A}_{1th_p} \underline{Y}'_{1L} ,$$

$$\underline{Z}_{1B} = (1 - p_{SC}) \ell \underline{A}_{1sh_1-p} \underline{Z}'_{1L} ,$$

$$\underline{Y}_{1B} = 0.5(1 - p_{SC}) \ell \underline{A}_{1th_1-p} \underline{Y}'_{1L} ,$$

$$\underline{A}_{1sh_p} = \frac{\sinh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell)}{\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell} ,$$

$$\underline{A}_{1th_p} = \frac{\tanh(0.5 \underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell)}{0.5 \underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell} ,$$

$$\underline{A}_{1sh_1-p} = \frac{\sinh(\underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell)}{\underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell} ,$$

$$\underline{A}_{1th_1-p} = \frac{\tanh(0.5 \underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell)}{0.5 \underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell} ,$$

5

$\underline{V}_{A1}^{pre}, \underline{V}_{B1}^{pre}$ - indican las cantidades de la secuencia positiva de avería previa (superíndice “pre” y subíndice “1”) de tensión medida en los extremos A y B, respectivamente,

10 $\underline{I}_{A1}^{pre}, \underline{I}_{B1}^{pre}$ indican las cantidades de la secuencia positiva de avería previa (superíndice “pre” y subíndice “1”) de corriente medida en los extremos A y B, respectivamente,

Etapa 104a. Habiendo determinado el ángulo de sincronización δ_A , y en consecuencia el operador de sincronización $e^{j\delta_A}$, se multiplican los fasores de las señales de la estación A por este operador. Esto garantiza una referencia común para los fasores de las señales adquiridas asincrónicamente en ambos extremos de la línea.

15 Considerando el modelo de líneas de parámetros distribuidos, se aplica el siguiente modelo de bucle de averías generalizado, cubriendo diferentes tipos de avería, lo que se refleja con el uso de los coeficientes apropiados de ponderación: coeficientes \underline{a}_j y de participación: \underline{a}_{Fi} , que dependen tanto de un tipo de avería, donde $i=0,1,2$ e indican el componente simétrico i -ésimo, donde $\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{a}_0, \underline{a}_{m0}$ son los coeficientes de ponderación obtenidos en la tabla 3 y $\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}$ son los coeficientes de participación obtenidos en la tabla 4.

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (\underline{V}_{Ai} \cosh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell) - \underline{Z}_{ciL} \underline{I}_{Ai} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell)) \cdot e^{j\delta_A}$$

$$- R_{FA} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} \underline{M}_i}{\cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - d_{LA}) p_{SC} \ell)} = 0$$

20

(7)

para línea única,

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (\underline{V}_{Ai} \cosh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell) - \underline{Z}_{ciL} \underline{I}_{Ai} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell)) \cdot e^{j\delta_A}$$

$$- R_{FA} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} \underline{M}_i}{\cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - d_{LA}) p_{SC} \ell)} - \underline{a}_{m0} d_{LA} p_{SC} \underline{Z}_{0m} \underline{I}_{Apara1_0} \cdot e^{j\delta_A} = 0$$

(8)

para línea de doble circuito

donde:

d_{LA} indica la distancia hipotética desconocida a la avería [p.u.], expresada en relación a la longitud ($p_{SC} \ell$) de la sección de línea entre la estación A y el banco de condensadores en la serie,

R_{FA} - indica la resistencia de la avería desconocida,

5

$$\underline{M}_1 = \cosh(\gamma_{IL} p_{SC} \ell) \underline{I}_{A1} e^{j\delta_A} - \frac{\sinh(\gamma_{IL} p_{SC} \ell) \underline{V}_{A1} e^{j\delta_A}}{\underline{Z}_{c1L}} - \frac{\sinh(\gamma_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot \underline{V}_{B1}}{\underline{Z}_{c1L}} + \cosh(\gamma_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot \underline{I}_{B1}$$

$$\underline{M}_2 = \cosh(\gamma_{IL} p_{SC} \ell) \underline{I}_{A2} e^{j\delta_A} - \frac{\sinh(\gamma_{IL} p_{SC} \ell) \underline{V}_{A2} e^{j\delta_A}}{\underline{Z}_{c1L}} - \frac{\sinh(\gamma_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot \underline{V}_{B2}}{\underline{Z}_{c1L}} + \cosh(\gamma_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot \underline{I}_{B2}$$

$\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{a}_0, \underline{a}_{m0}$ - indican los coeficientes de ponderación que dependen del tipo de avería obtenidos en la tabla 3,

$\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}$ - indican los coeficientes de participación que dependen del tipo de avería obtenidos en la tabla 4,

\underline{Z}_{0m} - impedancia de acoplamiento mutuo para la secuencia cero,

10

\underline{I}_{Aparal_0} - indica la corriente de secuencia cero de la estación A medida en línea paralela sin avería

Tabla 3. Coeficientes de ponderación para composición de tensión y corriente de bucle de averías

AVERÍA	\underline{a}_1	\underline{a}_2	\underline{a}_0	\underline{a}_{m0}
a-g	1	1	1	1
b-g	$-0.5 - j0.5\sqrt{3}$	$0.5 + j0.5\sqrt{3}$	1	1
c-g	$0.5 + j0.5\sqrt{3}$	$-0.5 - j0.5\sqrt{3}$	1	1
a-b, a-b-g a-b-c, a-b-c-g	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0	0
b-c, b-c-g	$-j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$	0	0
c-a, c-a-g	$-1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$-1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0	0
\underline{a}_{m0} - utilizado en caso de líneas de doble circuito para compensación de acoplamiento mutuo.				

Tabla 4. Coeficientes de participación utilizados para el cálculo de la corriente de avería total

AVERÍA	\underline{a}_{F1}	\underline{a}_{F2}	\underline{a}_{F0}
a-g	0	3	0
b-g	0	$1.5 + j1.5\sqrt{3}$	0
c-g	0	$-1.5 - j1.5\sqrt{3}$	0
a-b	0	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c	0	$j\sqrt{3}$	0
c-a	0	$-1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-g	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c-g	$-j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$	0
c-a-g	$-1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$-1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-c	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$ ^{*)}	0
a-b-c-g			
^{*)} - $\underline{a}_{F2} \neq 0$, sin embargo, los componentes de secuencia negativa no están presentes en las señales			

5 La resolución de la ecuación (7) o (8) en la parte real/imaginaria permite resolverla para las incógnitas: d_{LA} y R_{FA} . Como ejemplo, puede aplicarse para ello el procedimiento iterativo de Newton-Raphson. Este procedimiento requiere establecer los valores de partida para los valores buscados. Estos valores pueden establecerse en: 0,5 [p.u.] para d_{LA} y 0 para R_{FA} .

Tras terminar la resolución de (7) o (8), la distancia a la avería d_A [p.u.], que está relacionada con la longitud total de la línea ℓ , entre las estaciones A y B, se calcula como:

$$d_A = p_{SC} d_{LA} \tag{9}$$

10 donde d_{LA} es el resultado de la última solución iterativa de la ecuación (7) o (8).

Etapa 105a. En esta etapa se calcula la impedancia equivalente de un banco de compensación en una etapa de avería utilizando los valores de avería posterior de la tensión y corriente medida.

$$\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_A} = \frac{\Delta \underline{V}_{SC_ph}^{SUB_A}}{\underline{I}_{SC_ph}^{SUB_A}} \tag{10}$$

donde:

$$15 \quad \Delta \underline{V}_{SC_ph}^{SUB_A} = \underline{a}_{1_} \Delta \underline{V}_{SC_1}^{SUB_A} + \underline{a}_{2_} \Delta \underline{V}_{SC_2}^{SUB_A} + \underline{a}_{0_} \Delta \underline{V}_{SC_0}^{SUB_A} ,$$

$$\underline{I}_{SC_ph}^{SUB_A} = \underline{a}_{1_} \Delta \underline{I}_{SC_1}^{SUB_A} + \underline{a}_{2_} \Delta \underline{I}_{SC_2}^{SUB_A} + \underline{a}_{0_} \underline{I}_{SC_0}^{SUB_A} ,$$

$\Delta V_{SC_ph}^{SUB_A}$, $I_{SC_ph}^{SUB_A}$ - indican las cantidades de la fase de tensión y de corrientes

calculadas a partir de componentes simétricos i-ésimos de la caída de tensión y el componente i-ésimo de la corriente que entra en el banco SC&MOV, ignorando las capacitancias en derivación de la línea:

- 5 - en caso de avería fase a tierra única: fase con avería
 - en caso de avería entre fases: cualquiera de las fases con avería,

$\Delta V_{SC_i}^{SUB_A} = V_{Bi} - V_{Ai} e^{j\delta_A} - Z_{iL} I_{Bi} + d_A (Z_{iL} I_{Ai} e^{j\delta_A} + Z_{iL} I_{Bi})$ indica el componente simétrico i-ésimo de la caída de tensión a través de los SCs&MOVs,

$$I_{SC_i}^{SUB_A} = I_{Bi} \text{ - indica el componente simétrico i-ésimo de la corriente que}$$

- 10 entra en el banco SC&MOV, ignorando las capacitancias en derivación de la línea

a_1 , a_2 , a_0 - coeficientes complejos que dependen del tipo de avería que se selecciona de manera que, en el caso de:

- 15 - avería fase a tierra único - fase con avería, tal como por ejemplo para una avería a-g se determina la impedancia equivalente de SC&MOV en la fase 'a',
 - avería entre fases - cualquiera de las fases con avería, tal como por ejemplo para una avería a-b se determina la impedancia equivalente de SC&MOV en la fase 'a'.

Etapa 106a. En esta etapa se calcula la impedancia equivalente del banco de compensación en la etapa de avería previa:

$$20 \quad Z_{SC1_pre} = \frac{\Delta V_{SC1}^{pre}}{I_{SC1_B}^{pre}} \quad (11)$$

donde:

$$\Delta V_{SC1}^{pre} = V_{SC1_B}^{pre} - V_{SC1_A}^{pre} e^{j\delta_A},$$

$$V_{SC1_A}^{pre} = \cosh(\gamma_{iL} p_{SC} \ell) \cdot V_{A1}^{pre} - Z_{c1L} \sinh(\gamma_{iL} p_{SC} \ell) \cdot I_{A1}^{pre},$$

$$V_{SC1_B}^{pre} = \cosh(\gamma_{iL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} - Z_{c1L} \sinh(\gamma_{iL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre},$$

$$25 \quad I_{SC1_B}^{pre} = -\frac{1}{Z_{c1L}} \sinh(\gamma_{iL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} + \cosh(\gamma_{iL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre}.$$

Etapa 103b. En esta etapa se calcula el ángulo de sincronización tal como sigue:

si existen averías fase a tierra o averías fase a fase entonces a partir del análisis del flujo de corriente de avería total (figura 7, figura 8, figura 9, figura 10), en base a la suposición de que las averías se producen en la sección de línea entre la estación B y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico SC&MOV determinando el ángulo de sincronización δ_B en el término $e^{j\delta_B}$ a partir de la fórmula:

$$30 \quad [e^{j\delta_B}]_{ph-g, ph-ph} = \frac{a_{F2}^{I-SET} I_{SC2_A} - a_{F1}^{II-SET} I_{SC1_A}}{a_{F1}^{II-SET} N_{B1} - a_{F2}^{I-SET} N_{B2}} \quad (12)$$

donde:

$\underline{a}_{F2}^{I-SET}$, $\underline{a}_{F1}^{II-SET}$ - indican los coeficientes que dependen del tipo de avería obtenido en la tabla 1,

$$\underline{I}_{SC1_A} = -\frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{V}_{A1} + \cosh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{I}_{A1}, \quad (13)$$

5 \underline{I}_{SC1_A} - indica la corriente de secuencia positiva de la estación A después de transferencia analítica a los bancos de condensadores de la serie SC&MOV,

$$\underline{I}_{SC2_A} = -\frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{V}_{A2} + \cosh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{I}_{A2}, \quad (14)$$

\underline{I}_{SC2_A} - indica la corriente de secuencia negativa de la estación A tras una transferencia analítica a los bancos de condensadores en serie SC&MOV,

$$\underline{N}_{B1} = \cosh(\underline{\gamma}_{1L} (1-p_{SC}) \ell) \cdot \underline{I}_{B1} - \frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{1L} (1-p_{SC}) \ell) \cdot \underline{V}_{B1}, \quad (15)$$

$$10 \quad \underline{N}_{B2} = \cosh(\underline{\gamma}_{1L} (1-p_{SC}) \ell) \cdot \underline{I}_{B2} - \frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{1L} (1-p_{SC}) \ell) \cdot \underline{V}_{B2}, \quad (16)$$

donde:

ℓ - indica longitud total de la línea,

p_{SC} - indica la distancia (p.u.) a la cual el banco de compensación (SCs&MOVs) está instalado alejado de la estación A,

$$\underline{Z}_{c1L} = \sqrt{\frac{\underline{Z}'_{1L}}{\underline{Y}'_{1L}}} - \text{indica la impedancia característica de la línea para la secuencia positiva},$$

$$15 \quad \underline{\gamma}_{1L} = \sqrt{\underline{Z}'_{1L} \underline{Y}'_{1L}} \text{ indica la constante de propagación de la línea para la secuencia positiva},$$

\underline{Z}'_{1L} , \underline{Y}'_{1L} - indican la impedancia de la secuencia positiva y la admitancia de la línea por unidad de longitud.

20 Se consideró para determinar las cantidades de secuencia negativa según las ecuaciones (14) y (16) que los parámetros de línea de secuencia negativa y positiva son idénticos, como en la realidad. Para ambas secuencias se utilizan los parámetros de línea para la secuencia positiva (subíndice: 1). Esto también se aplica en las siguientes consideraciones: - si no existen averías fase a tierra ni averías fase a fase entonces determinar el ángulo de sincronización δ_B para las averías fase a tierra y las averías fase a fase en el término $e^{j\delta_B}$ a partir de la fórmula (6).

Etapa 104b. Habiendo determinado el ángulo de sincronización δ_B , y en consecuencia el operador de sincronización $e^{j\delta_B}$, se multiplican los fasores de las señales desde el extremo B por este operador. Esto asegura una referencia común para los fasores de señales adquiridas asincrónicamente en ambos extremos de la línea.

25 Considerando el modelo de líneas de parámetros distribuidos, se aplica el siguiente modelo de bucle de averías generalizado, que cubre diferentes tipos de averías, lo que se refleja con el uso de los coeficientes apropiados de ponderación: \underline{a}_i y coeficientes de participación: \underline{a}_{F1} , ambos dependientes de un tipo de la avería, donde \underline{a}_1 , \underline{a}_2 , \underline{a}_0 , \underline{a}_{m0} son los coeficientes de ponderación obtenidos en la tabla 3 y \underline{a}_{F1} , \underline{a}_{F2} son los coeficientes de participación obtenidos en la tabla 4.

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (\underline{V}_{Bi} \cosh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC}) \ell) - \underline{Z}_{c1L} \underline{I}_{Bi} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC}) \ell)) \cdot e^{j\delta_B} - R_{FB} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} \underline{M}_i}{\cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - d_{LB}) (1 - p_{SC}) \ell)} = 0 \quad (17)$$

para una única línea,

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (\underline{V}_{Bi} \cosh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC}) \ell) - \underline{Z}_{c1L} \underline{I}_{Bi} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC}) \ell)) \cdot e^{j\delta_B} - R_{FB} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} \underline{M}_i}{\cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - d_{LB}) (1 - p_{SC}) \ell)} - \underline{a}_{m0} d_{LB} (1 - p_{SC}) \underline{Z}_{0m} \underline{I}_{B\text{paral}_0} \cdot e^{j\delta_B} = 0 \quad (18)$$

para una línea de doble circuito

5 donde:

d_{LB} - indica la distancia hipotética desconocida a la avería [p.u.], expresada en relación a la longitud $((1 - p_{SC}) \ell)$ de la sección de línea entre la estación B y el banco de condensadores de serie,

R_{FB} - indica la resistencia de la avería desconocida,

$$\underline{M}_1 = \cosh(\underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \underline{I}_{B1} e^{j\delta_B} - \frac{\sinh(\underline{\gamma}_{1L} (1 - p_{SC}) \ell) \underline{V}_{B1} e^{j\delta_B}}{\underline{Z}_{c1L}} - \frac{\sinh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{V}_{A1}}{\underline{Z}_{c1L}} + \cosh(\underline{\gamma}_{1L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{I}_{A1}$$

$$\underline{M}_2 = \cosh(\underline{\gamma}_{2L} (1 - p_{SC}) \ell) \underline{I}_{B2} e^{j\delta_B} - \frac{\sinh(\underline{\gamma}_{2L} (1 - p_{SC}) \ell) \underline{V}_{B2} e^{j\delta_B}}{\underline{Z}_{c1L}} - \frac{\sinh(\underline{\gamma}_{2L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{V}_{A2}}{\underline{Z}_{c1L}} + \cosh(\underline{\gamma}_{2L} p_{SC} \ell) \cdot \underline{I}_{A2}$$

$\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{a}_0, \underline{a}_{m0}$ - indican los coeficientes de ponderación que dependen del tipo de avería obtenidos en la tabla 3,

$\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}$ - indican los coeficientes de participación que dependen del tipo de avería obtenidos en la tabla 4,

\underline{Z}_{0m} - impedancia de acoplamiento mutuo para la secuencia cero,

$\underline{I}_{B\text{paral}_0}$ - indica la corriente de secuencia cero de la estación B medida en línea paralela.

15 La resolución de la ecuación (17) o (18) en la parte real/imaginaria permite resolverla para las incógnitas: d_{LB} y R_{FB} . Como ejemplo, puede aplicarse para ello el procedimiento iterativo de Newton-Raphson. Este procedimiento requiere establecer los valores de partida para los valores buscados. Estos valores pueden establecerse en: 0,5 [p.u.] para d_{LB} y 0 para R_{FB} .

20 Tras terminar la resolución de (17) o (18), la distancia a la avería d_B [p.u.], que está relacionada con la longitud total de la línea ℓ , entre las estaciones A y B, se calcula como:

$$d_B = (1 - p_{SC}) d_{LB} \quad (19)$$

donde d_{LB} es el resultado de la última solución iterativa de (17) o (18).

Etapa 105B. La impedancia equivalente del banco de compensación en la etapa de avería se calcula utilizando los valores de avería posterior de la tensión y la corriente medida:

$$\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B} = \frac{\Delta \underline{V}_{SC_ph}^{SUB_B}}{\underline{I}_{SC_ph}^{SUB_B}} \quad (20)$$

5 donde:

$$\Delta \underline{V}_{SC_ph}^{SUB_B} = \underline{a}_1 \Delta \underline{V}_{SC_1}^{SUB_B} + \underline{a}_2 \Delta \underline{V}_{SC_2}^{SUB_B} + \underline{a}_0 \Delta \underline{V}_{SC_0}^{SUB_B},$$

$$\underline{I}_{SC_ph}^{SUB_B} = \underline{a}_1 \Delta \underline{I}_{SC_1}^{SUB_B} + \underline{a}_2 \Delta \underline{I}_{SC_2}^{SUB_B} + \underline{a}_0 \underline{I}_{SC_0}^{SUB_B},$$

10 $\Delta \underline{V}_{SC_ph}^{SUB_B}$, $\underline{I}_{SC_ph}^{SUB_A}$ - indican las cantidades de la fase de tensión y corrientes calculadas a partir de componentes simétricos i-ésimos de caída de tensión y un componente simétrico i-ésimo de la corriente que entra en el banco SC&MOV, ignorando las capacitancias en derivación de la línea:

- en caso de avería fase a tierra única: fase con avería
- en caso de avería entre fases: cualquiera de las fases con avería,

\underline{a}_1 , \underline{a}_2 , \underline{a}_0 – indican coeficientes complejos que dependen del tipo de avería, que se seleccionan de manera que en caso de:

- 15
- avería fase a tierra única: fase con avería, como por ejemplo para una avería a-g se determina la impedancia equivalente de SC&MOV en la fase 'a',
 - avería entre fases: cualquiera de las fases con avería, como por ejemplo para una avería a-b se determina la impedancia equivalente de SC&MOV en la fase 'a',

20 $\Delta \underline{V}_{SC_i}^{SUB_B} = \underline{V}_{Ai} - \underline{V}_{Bi} e^{j\delta_B} - Z_{iL} I_{Bi} + d_B (Z_{iL} I_{Ai} + Z_{iL} I_{Bi} e^{j\delta_B})$ indica la caída de tensión a través de los SC&MOVs para el componente simétrico i-ésimo,

$\underline{I}_{SC_i}^{SUB_B} = \underline{I}_{Ai}$ indica el componente simétrico i-ésimo de la corriente que entra en el banco de SC&MOV, ignorando las capacitancias en derivación de la línea.

Etapa 106b. En esta etapa se calcula la impedancia equivalente del banco de compensación en la etapa de avería previa como en la etapa 106a.

25 Etapa 107. En esta etapa se genera la selección de resultados finales.

En primer lugar, se comprueba si la subrutina particular I y la subrutina II dan la distancia a la avería en el intervalo de la sección y si la resistencia de la avería es de valor positivo. Si no, (si la distancia a la avería determinada queda fuera del intervalo de la sección y/o la resistencia de la avería es negativa) entonces dicha subrutina se rechaza.

Después se comprueban las características del circuito equivalente R-C estimado.

30 Si se satisface la siguiente dependencia:

$$\text{real}(\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_A}) > 0,$$

$$\text{imag}(\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_A}) < 0$$

y

$$\text{imag}(Z_{SC1_ph}^{SUB_A}) > \text{imag}(Z_{SC1_pre})$$

que indica que la avería se ha producido entre la estación A y el banco de SC&MOV, y los resultados:

d_A - distancia a la avería (p.u.), contada de la estación A al punto de avería F (figura 1),

R_{FA} - resistencia de la avería,

5 son los resultados válidos, es decir, consistentes con el caso de avería real.

Si se satisfacen dependencias contrarias, que significa que:

$$\text{real}(Z_{SC1_ph}^{SUB_B}) > 0,$$

$$\text{imag}(Z_{SC1_ph}^{SUB_B}) < 0$$

$$\text{y } \text{imag}(Z_{SC1_ph}^{SUB_B}) > \text{imag}(Z_{SC1_pre}),$$

10 que indica que la avería se ha producido entre la estación B y el banco SC&MOV, y los resultados:

d_B - distancia a la avería (p.u.), contada de la estación B al punto de avería F (figura 1),

R_{FB} - resistencia de la avería,

son los resultados válidos, es decir, consistentes con el caso de avería real.

Se observa que la selección de d_A o d_B depende del estado y/o valor del condensador en serie.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para localizar averías en líneas eléctricas compensadas en serie con medición no sincronizada en dos extremos en el que una distancia a la avería y una resistencia de la avería se determinan mediante la medición de valores de tensiones y corrientes en las estaciones (A) y (B), antes y después de que se produzca la avería, caracterizado por el hecho de que se realizan dos suposiciones: una si la avería se produjo en la sección de línea (LA) entre la estación (A) y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico (SC&MOV), y la otra si la avería se produjo en la sección de línea (LB) entre la estación (B) y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico (SC&MOV) y

- si la avería se produjo en la sección de línea (LA) entre la estación (A) y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico (SC&MOV) la distancia para la localización de la avería (d_A) se determina en una subrutina I en las siguientes etapas:

· determinación de un ángulo de sincronización (δ_A) en el término ($e^{j\delta_A}$) para un tipo conocido de avería que son averías fase a tierra o averías fase a fase, a partir de la fórmula:

$$[e^{j\delta_A}]_{\text{ph-g, ph-ph}} = \frac{\underline{a}_{F2}^{\text{I-SET}} \underline{I}_{\text{SC2_B}} - \underline{a}_{F1}^{\text{II-SET}} \underline{I}_{\text{SC1_B}}}{\underline{a}_{F1}^{\text{II-SET}} \underline{N}_{A1} - \underline{a}_{F2}^{\text{I-SET}} \underline{N}_{A2}}$$

donde:

el subíndice ph-g indica averías fase a tierra: a-g, b-g, c-g, y el subíndice ph-ph indica averías fase a fase a-b, b-c, c-a,

$\underline{a}_{F2}^{\text{I-SET}}$, $\underline{a}_{F1}^{\text{II-SET}}$ indican los coeficientes que dependen del tipo de avería,

$\underline{I}_{\text{SC1_B}}$ indica la corriente de secuencia positiva de la estación B tras una transferencia analítica a bancos de condensadores en serie SC&MOV,

$\underline{I}_{\text{SC2_B}}$ indica la corriente de secuencia negativa de la estación B tras una transferencia analítica a bancos de condensadores en serie SC&MOV,

\underline{N}_{A1} , \underline{N}_{A2} - indican respectivamente los coeficientes que dependen de corrientes y tensión de secuencia positiva y negativa tomadas en la estación A así como parámetros de la línea,

o

para las averías que no son averías de fase a tierra o averías de fase a fase a partir de la fórmula:

$$e^{j\delta_A} = \frac{(1 + \underline{Z}_{1B} \underline{Y}_{1B})(\underline{Y}_{1B} \underline{V}_{B1}^{\text{pre}} - \underline{I}_{B1}^{\text{pre}}) + \underline{Y}_{1B} \underline{V}_{B1}^{\text{pre}}}{(1 + \underline{Z}_{1A} \underline{Y}_{1A})(\underline{I}_{A1}^{\text{pre}} - \underline{Y}_{1A} \underline{V}_{A1}^{\text{pre}}) - \underline{Y}_{1A} \underline{V}_{A1}^{\text{pre}}}$$

donde

$\underline{V}_{A1}^{\text{pre}}$, $\underline{V}_{B1}^{\text{pre}}$ indican cantidades de secuencia positiva de avería previa (superíndice "pre" y subíndice "1") de tensión medida en los extremos A y B, respectivamente,

$\underline{I}_{A1}^{\text{pre}}$, $\underline{I}_{B1}^{\text{pre}}$ indican cantidades de secuencia positiva de avería previa (superíndice "pre" y subíndice "1") de corriente medida de la línea de avería en los extremos A y B, respectivamente,

\underline{Z}_{1A} , \underline{Y}_{1A} - indican impedancia y admitancia de la sección de línea LA,

\underline{Z}_{1B} , \underline{Y}_{1B} - indican impedancia y admitancia de la sección de línea LB,

LA - es la parte de la línea entre la estación de línea A y bancos de condensadores en serie

A

LB – es la parte de la línea entre la estación de línea A y bancos de condensadores en serie B,

· entonces tener en cuenta el modelo de líneas de parámetros distribuidos y resolver la fórmula:

5

$$d_A = p_{SC} d_{LA},$$

donde:

p_{SC} - indica la distancia (p.u.) por unidad de longitud de línea total ℓ en la cual está instalado el banco de compensación SC&MOV alejado de la estación A,

10

d_{LA} - indica una distancia hipotética a la avería, expresada respecto a la longitud $p_{SC} \ell$ y cuyo valor se obtiene utilizando un procedimiento iterativo conocido resolviendo la fórmula de bucle de averías:

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (V_{-Ai} \cosh(\gamma_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell) - Z_{ciL} I_{-Ai} \sinh(\gamma_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell)) \cdot e^{j\delta_A} - R_{FA} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} \underline{M}_i}{\cosh(\gamma_{iL} (1 - d_{LA}) p_{SC} \ell)} = 0$$

para línea única

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (V_{-Ai} \cosh(\gamma_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell) - Z_{ciL} I_{-Ai} \sinh(\gamma_{iL} d_{LA} p_{SC} \ell)) \cdot e^{j\delta_A} - R_{FA} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} \underline{M}_i}{\cosh(\gamma_{iL} (1 - d_{LA}) p_{SC} \ell)} - \underline{a}_{m0} d_{LA} p_{SC} Z_{0m} I_{Aparal_0} \cdot e^{j\delta_A} = 0$$

15

para línea de doble circuito

en la cual:

R_{FA} - indica la resistencia a la avería desconocida, cuyo valor se obtiene utilizando un procedimiento iterativo conocido resolviendo la fórmula de bucle de averías anterior,

20

$\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{a}_0, \underline{a}_{m0}$ - indica coeficientes de ponderación que dependen del tipo de avería obtenidos en la Tabla 3,

\underline{M}_1 - indica coeficientes numéricos para secuencias positivas y negativas,

$\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}$ indican los coeficientes de participación que dependen del tipo de avería obtenidos en la Tabla 4,

Z_{0m} - impedancia de acoplamiento mutuo para secuencia cero,

25

I_{Aparal_0} - indica corriente de secuencia cero de la estación A medida en línea paralela sin avería,

· entonces se calcula una impedancia equivalente de un banco de compensación en una etapa de avería ($Z_{SC1_ph}^{SUB_A}$) utilizando la avería posterior de tensión y corrientes medidas y una impedancia equivalente de un banco de compensación en una avería previa (Z_{SC1_pre}) a partir de una ecuación tal como la siguiente:

$$Z_{SC1_pre} = \frac{\Delta V_{SC1}^{pre}}{I_{SC1_B}^{pre}}$$

donde:

$$\Delta V_{SC1}^{pre} = V_{SC1_B}^{pre} - V_{SC1_A}^{pre} e^{j\delta_A},$$

$$V_{SC1_A}^{pre} = \cosh(\gamma_{IL} p_{SC} \ell) \cdot V_{A1}^{pre} - Z_{c1L} \sinh(\gamma_{IL} p_{SC} \ell) \cdot I_{A1}^{pre}$$

5

$$V_{SC1_B}^{pre} = \cosh(\gamma_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} - Z_{c1L} \sinh(\gamma_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre}$$

$$I_{SC1_B}^{pre} = -\frac{1}{Z_{c1L}} \sinh(\gamma_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} + \cosh(\gamma_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre},$$

para determinar el resultado final (d_A) que se selecciona en las siguientes etapas:

en primer lugar se examina si las resistencias de la avería (R_{FA}) son de valor positivo y, si no, entonces se rechaza la subrutina I

10

después se comprueban las características “real” e “imag” del circuito equivalente estimado de bancos de compensación SCs&MOVS y si cada una satisface la siguiente dependencia:

$$\text{real}(Z_{SC1_ph}^{SUB_A}) > 0$$

$$\text{imag}(Z_{SC1_ph}^{SUB_A}) < 0$$

y

15

$$\text{imag}(Z_{SC1_ph}^{SUB_A}) > \text{imag}(Z_{SC1_pre})$$

entonces

la suposición de que la avería se ha producido entre la estación (A) y el banco (SC&MOV) es correcta y el resultado (d_A) indica la distancia a la avería,

20

- si la avería se produjo en la sección de línea (LB) entre la estación (B) y el condensador en serie y el dispositivo de varistor de óxido metálico (SC&MOV), la distancia (d_B) para la localización de la avería se determina en una subrutina II en las siguientes etapas:

· determinación de un ángulo de la sincronización (δ_B) en el término ($e^{j\delta_B}$) para un tipo conocido de avería que son averías fase a tierra o averías fase a fase, a partir de la fórmula:

$$[e^{j\delta_B}]_{ph-g, ph-ph} = \frac{a_{F2}^{I-SET} I_{SC2_A} - a_{F1}^{II-SET} I_{SC1_A}}{a_{F1}^{II-SET} N_{B1} - a_{F2}^{I-SET} N_{B2}}$$

25

donde:

a_{F2}^{I-SET} , a_{F1}^{II-SET} indican los coeficientes que dependen del tipo de avería,

I_{SC1_A} indica corriente de secuencia positiva de la estación A tras transferencia analítica a bancos de condensadores en serie SC&MOV,

30

I_{SC2_A} indica corriente de secuencia negativa de la estación A tras transferencia analítica a bancos de condensadores en serie SC&MOV,

N_{B1}, N_{B2} – indican los coeficientes que dependen de corrientes y tensión de secuencia positiva y negativa tomadas en la estación B respectivamente así como parámetros de la línea, o

para las averías que no son averías de fase a tierra o averías de fase a fase a partir de la fórmula:

$$e^{-j\delta_B} = \frac{(1 + \underline{Z}_{1B} \underline{Y}_{1B})(\underline{Y}_{1B} V_{B1}^{pre} - I_{B1}^{pre}) + \underline{Y}_{1B} V_{B1}^{pre}}{(1 + \underline{Z}_{1A} \underline{Y}_{1A})(\underline{I}_{A1}^{pre} - \underline{Y}_{1A} V_{A1}^{pre}) - \underline{Y}_{1A} V_{A1}^{pre}}$$

donde

$V_{A1}^{pre}, V_{B1}^{pre}$ indican cantidades de secuencia positiva de avería previa (subíndice “pre” y subíndice “1”) de tensión medida en los extremos A y B, respectivamente,

$I_{A1}^{pre}, I_{B1}^{pre}$ indican cantidades de secuencia positiva de avería previa (subíndice “pre” y subíndice “1”) de corriente medida de la línea de avería en los extremos A y B, respectivamente,

$\underline{Z}_{1A}, \underline{Y}_{1A}$ – indican impedancia y admitancia de la sección de línea LA,

$\underline{Z}_{1B}, \underline{Y}_{1B}$ – indican impedancia y admitancia de la sección de línea LB,

LA – es la parte de la línea entre la estación de línea A y bancos de condensadores en serie A

LB – es la parte de la línea entre la estación de línea A y bancos de condensadores en serie B,

· entonces tener en cuenta el modelo de líneas de parámetros distribuidos y resolver la fórmula:

$$d_B = (1 - p_{SC}) d_{LB}$$

donde

$(1 - p_{SC})$ indica la distancia (p.u.) por unidad de longitud de línea total ℓ en la cual está instalado el banco de compensación SC&MOV alejado de la estación B,

d_{LB} - indica una distancia hipotética a la avería, expresada respecto a la longitud $(1 - p_{SC}) \ell$ y cuyo valor se recibe utilizando un procedimiento iterativo conocido resolviendo la fórmula de bucle de averías:

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (V_{Bi} \cosh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC}) \ell) - \underline{Z}_{ciL} I_{Bi} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC}) \ell)) \cdot e^{j\delta_B} - R_{FB} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} \underline{M}_i}{\cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - d_{LB}) (1 - p_{SC}) \ell)} = 0$$

para una única línea

$$\sum_{i=0}^2 \underline{a}_i (V_{Bi} \cosh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC}) \ell) - \underline{Z}_{ciL} I_{Bi} \sinh(\underline{\gamma}_{iL} d_{LB} (1 - p_{SC}) \ell)) \cdot e^{j\delta_B} - R_{FB} \sum_{i=1}^2 \frac{\underline{a}_{Fi} \underline{M}_i}{\cosh(\underline{\gamma}_{iL} (1 - d_{LB}) (1 - p_{SC}) \ell)} - \underline{a}_{m0} d_{LB} (1 - p_{SC}) \underline{Z}_{0m} I_{B\text{paral}_0} \cdot e^{j\delta_B} = 0$$

para línea de doble circuito

donde:

R_{FB} indica la resistencia a la avería desconocida, cuyo valor se obtiene utilizando un procedimiento iterativo conocido resolviendo la fórmula de bucle de averías anterior,

\underline{M}_1 – indica coeficientes numéricos para secuencias positivas y negativas,

$\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{a}_0, \underline{a}_{m0}$ - indican coeficientes de ponderación que dependen del tipo de avería obtenidos en la Tabla 3,

$\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}$ indican los coeficientes de participación que dependen del tipo de avería obtenidos en la Tabla 4,

\underline{Z}_{0m} - impedancia de acoplamiento mutuo para secuencia cero,

\underline{I}_{Bparal_0} - indica corriente de secuencia cero de la estación B medida en línea paralela sin avería,

· entonces se calcula una impedancia equivalente de banco de compensación en una etapa de avería ($\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B}$) utilizando la avería posterior de tensión y corrientes medidas y una impedancia equivalente de un banco de compensación en una avería previa \underline{Z}_{SC1_pre} a partir de la siguiente ecuación presentada en la etapa 106b:

$$\underline{Z}_{SC1_pre} = \frac{\Delta V_{SC1}^{pre}}{I_{SC1_B}^{pre}}$$

donde:

$$\Delta V_{SC1}^{pre} = V_{SC1_B}^{pre} - V_{SC1_A}^{pre} e^{j\delta_A},$$

$$V_{SC1_A}^{pre} = \cosh(\underline{\gamma}_{IL} p_{SC} \ell) \cdot V_{A1}^{pre} - \underline{Z}_{c1L} \sinh(\underline{\gamma}_{IL} p_{SC} \ell) \cdot I_{A1}^{pre},$$

$$V_{SC1_B}^{pre} = \cosh(\underline{\gamma}_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} - \underline{Z}_{c1L} \sinh(\underline{\gamma}_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre},$$

$$I_{SC1_B}^{pre} = -\frac{1}{\underline{Z}_{c1L}} \sinh(\underline{\gamma}_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot V_{B1}^{pre} + \cosh(\underline{\gamma}_{IL} (1 - p_{SC}) \ell) \cdot I_{B1}^{pre},$$

para determinar el resultado final (d_B) que se selecciona en las siguientes etapas:

· en primer lugar se comprueba si las resistencias de la avería (R_{FB}) son de valor positivo y, si no, entonces se rechaza la subrutina II, después se comprueban las características “real” e “imag” del circuito equivalente estimado de bancos de compensación SCs&MOVS y si se satisface la siguiente dependencia:

$$\text{real}(\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B}) > 0,$$

$$\text{imag}(\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B}) < 0$$

y

$$\text{imag}(\underline{Z}_{SC1_ph}^{SUB_B}) > \text{imag}(\underline{Z}_{SC1_pre}),$$

entonces la suposición de que la avería se ha producido entre la estación B y el banco SC&MOV es correcta y el resultado (d_B) indica la distancia a la avería.

2. Relé de protección equipado con un localizador de averías (FL) que comprende medios adaptados para llevar a cabo el procedimiento de la reivindicación 1.

3. Producto de programa de ordenador que comprende código de programa de ordenador que, cuando se ejecuta en un dispositivo informático, realiza las etapas de un procedimiento según la reivindicación 1.

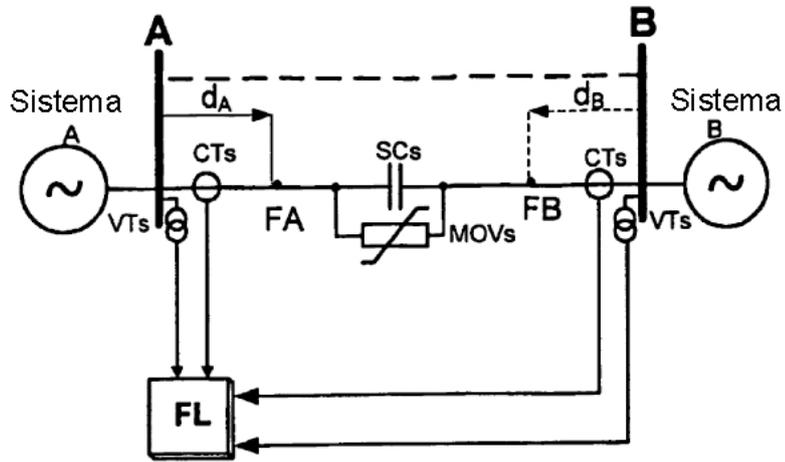


Fig.1

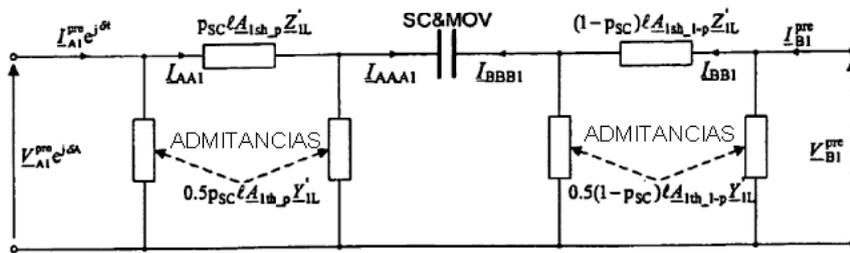
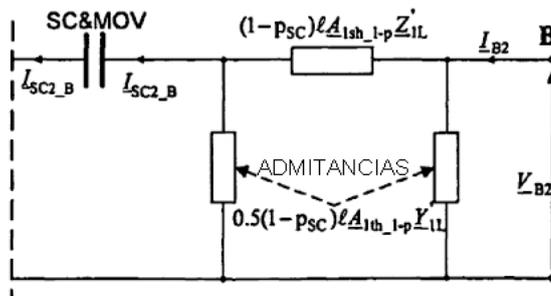
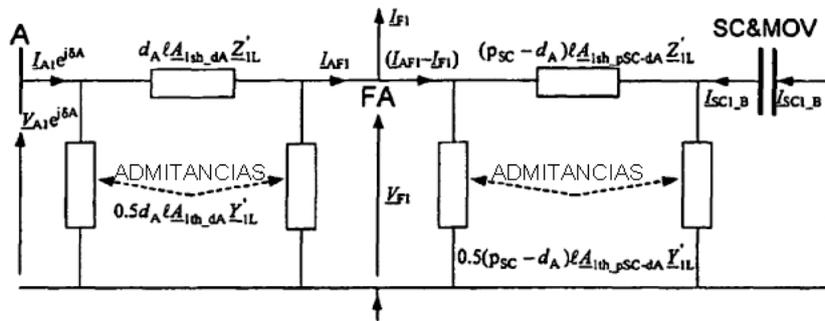
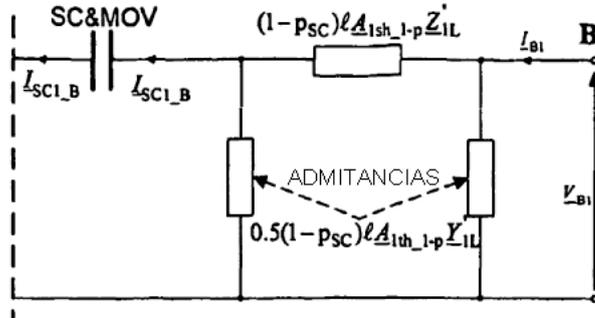


Fig.2



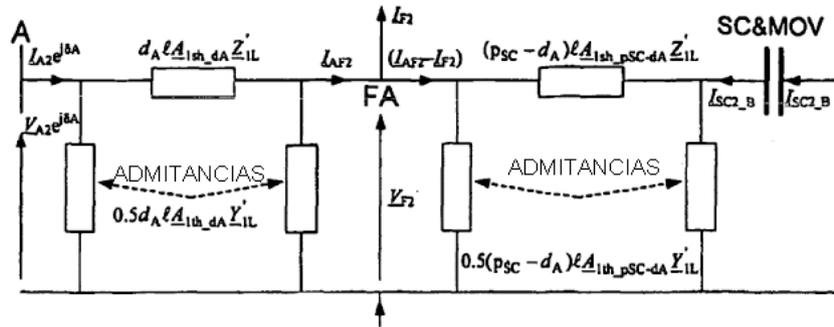


Fig.6

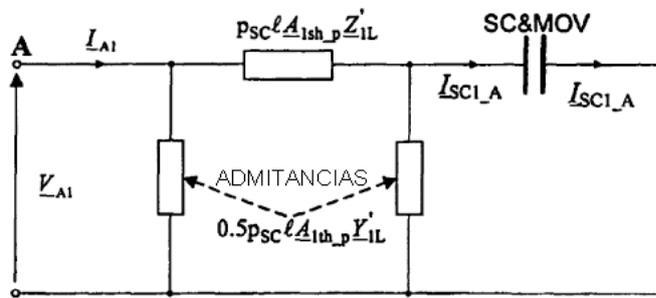


Fig.7

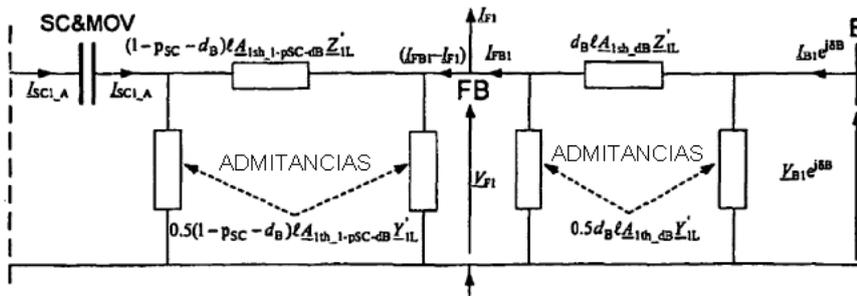


Fig.8

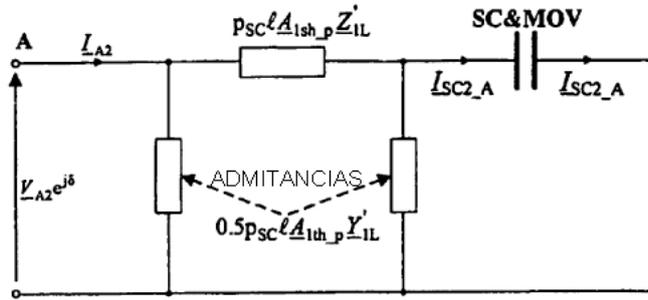


Fig.9

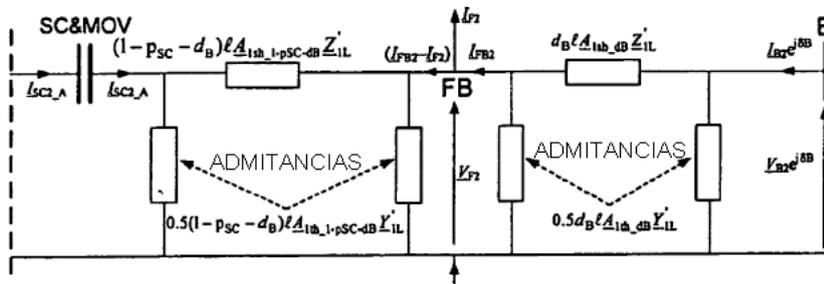


Fig.10.

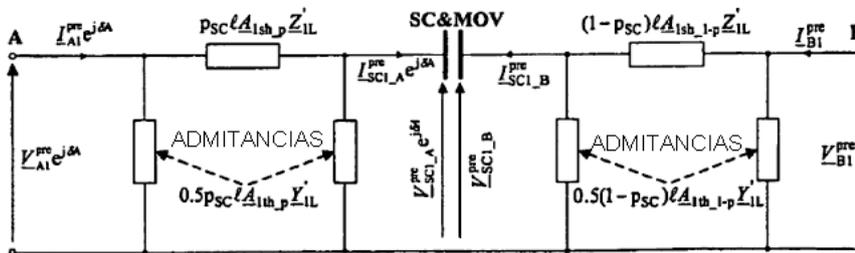


Fig.11

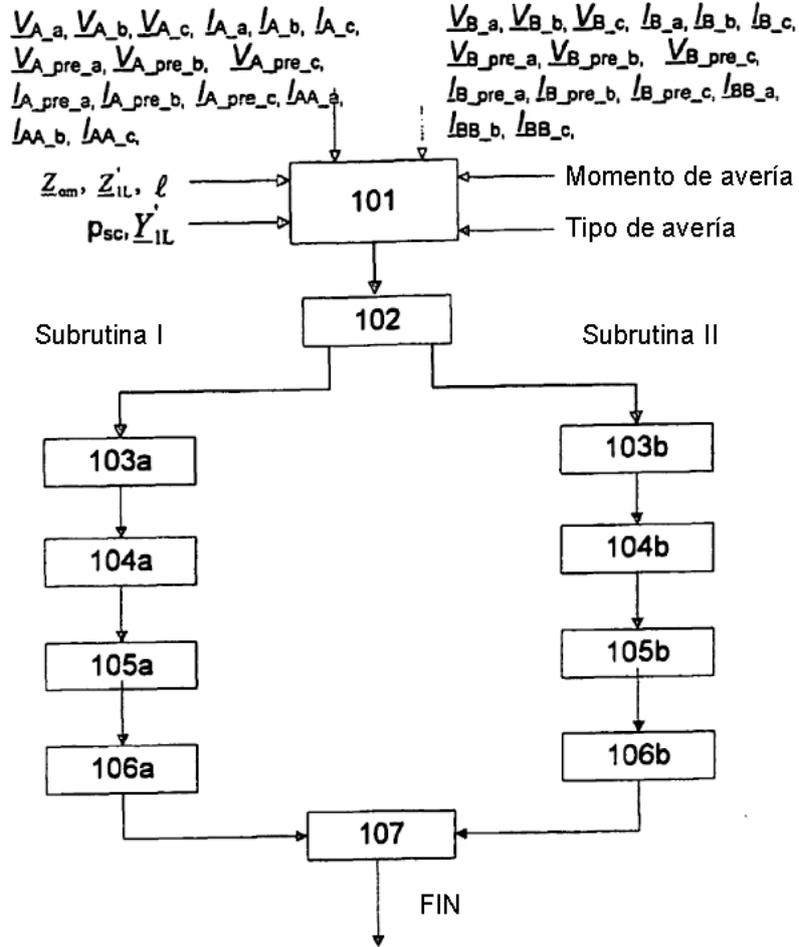


Fig.12