

Algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en análisis modal

Simón Torres Paz, Manuel A. Andrade Soto,
Ernesto Vázquez Martínez

Universidad Autónoma de Nuevo León, FIME,
Doctorado en Ingeniería Eléctrica,
simon.torres.paz@gmail.com, manuel.andradest@uanl.edu.mx,
evazquezmtz@gmail.com

RESUMEN

Este artículo trata sobre la selección de fase para disparos monopolares en líneas de transmisión basado en el análisis modal. El algoritmo utiliza la matriz de varianzas-covarianzas obtenida a partir de las mediciones de corriente y realiza el cálculo de valores y vectores propios derechos e izquierdos para identificar y seleccionar la fase fallada cuando ocurre una falla de línea a tierra. Se analizó el desempeño del algoritmo ante diversos casos de simulación en un sistema de potencia de prueba, considerando fallas simultáneas, acoplamiento mutuo entre líneas y resistencia de falla.

PALABRAS CLAVE

Selección de fase, Disparos Monopolares, Análisis modal, Falla de línea a tierra.

ABSTRACT

This paper deals with phase selection for single-pole tripping in transmission lines based on modal analysis. The algorithm uses a variance-covariance matrix built from current signal and computes the eigenvalues and the right and left eigenvectors to identify and select correctly the faulted phase when a single line to ground fault occurs. The performance of the algorithm was analyzed for many simulation cases in a test power system, considering simultaneous faults, mutual coupling between lines, and fault resistance.

KEYWORDS

Phase selection, Single-pole tripping, Modal analysis, Single-line-to-ground fault.

INTRODUCCIÓN

Una falla en la red de transmisión tiene un impacto significativo en la capacidad de transferencia de potencia del sistema eléctrico. Dejar fuera de servicio una línea de transmisión para liberar una falla eléctrica reduce drásticamente la capacidad de transferencia de potencia y puede ocasionar problemas con la estabilidad del sistema.¹ El índice más alto de fallas ocurre en líneas aéreas debido a su inherente

característica de estar expuestas a las condiciones atmosféricas, siendo en su mayoría fallas monofásicas de línea a tierra y de naturaleza transitoria.² Por esta razón una falla de línea a tierra puede ser despejada exitosamente solamente con la apertura de la fase fallada (disparo monopolar), permitiendo así que las fases sanas restantes continúen en servicio. En la figura 1 puede observarse la frecuencia con la que ocurren cada uno de los diferentes tipos de fallas.³

Frecuencia de Fallas Eléctricas

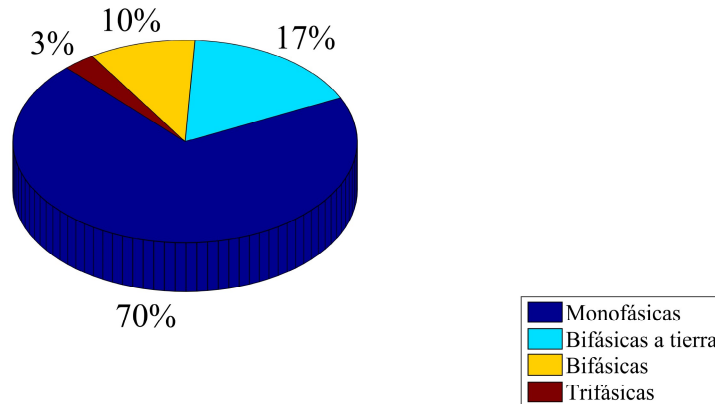


Fig. 1. Frecuencia de ocurrencia de fallas eléctricas.

Los disparos monopolares son utilizados para mejorar la estabilidad, la capacidad de transferencia de potencia, la confiabilidad y la disponibilidad de la red de transmisión durante y después de fallas monofásicas. Considerando el hecho que las fallas de línea a tierra (AG, BG, CG) ocurren con mayor frecuencia que los otros tipos de fallas (AB, BC, CA, ABG, BCG, CAG, ABC), el objetivo es diseñar un esquema de protección que permita identificar correctamente que ha ocurrido una falla monofásica, con el propósito de realizar un disparo monopolar en lugar de un disparo tripolar que tiene como consecuencia la pérdida completa de la línea de transmisión.⁴

Existen diversos enfoques para lograr la identificación del tipo de falla, actualmente los algoritmos de selección de fase fallada utilizados por relevadores comerciales están basados en componentes simétricas.^{5,6,7} Fundamentalmente estos algoritmos se basan en los siguientes aspectos:

- a) Ángulo de la relación de corrientes de secuencia negativa y secuencia positiva.
- b) Ángulo de la relación de corrientes de secuencia negativa y secuencia cero.

Los algoritmos de selección de fase basados en componentes simétricas son afectados principalmente por el acoplamiento mutuo entre líneas paralelas, por lo que desarrollar un algoritmo que sea inmune a los efectos de acoplamiento mutuo ayudaría a solucionar esta problemática. En este artículo se propone un nuevo algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en análisis modal; es un algoritmo de fácil implementación, tiene la capacidad de identificar la fase fallada aún en condiciones de fallas simultáneas en líneas paralelas y es inmune a los efectos de acoplamiento mutuo.

DISPAROS MONOPOLARES

Un relevador de protección que ofrece la función de apertura monopolar es aquel que después de detectar una falla y establecer que se debe realizar una apertura, abrirá sólo el polo de la fase fallada para fallas de línea a tierra. Si la falla involucra más de una fase, se realizará la apertura tripolar. Para esto, es necesario que el interruptor cuente con circuitos de disparo separados. El disparo monopolar se complementa con un recierre automático, a fin de recuperar la fase una vez que la falla haya desaparecido. En general, los esquemas de disparos monopulares operan de acuerdo a los siguientes puntos:

- Cuando ocurre una falla de línea a tierra en una línea de transmisión energizada, se realiza la apertura de la fase fallada y después de un tiempo adecuado se ejecuta un recierre automático. Si la falla es liberada, el esquema de protección se restablece. Si la falla aún está presente cuando se realiza el recierre, el interruptor opera de manera tripolar sin tener en cuenta un nuevo recierre.
- Cuando se presenta una falla que no sea de línea a tierra en una línea de transmisión se efectúa una apertura tripolar.
- Si durante la energización de una línea de transmisión se presenta una falla de cualquier tipo, se realiza una apertura tripolar sin la consideración de un recierre automático.

Los esquemas de disparos monopulares son usualmente considerados para incrementar:

- a) Disponibilidad de una estación generadora aislada que es conectada a un centro de carga a través de una o dos líneas de transmisión.
- b) Confiabilidad de un sistema de transmisión con configuración mallada.

Los sistemas de potencia modernos han reducido sus niveles de redundancia y operan cerca de sus límites de seguridad. El uso de disparos tripolares para liberar una falla de línea a tierra puede causar una pérdida de sincronismo bajo ciertas condiciones de operación. Una apertura tripolar es necesaria para fallas que involucren más de una fase, sin embargo, para una falla de línea a tierra, es posible realizar sólo la apertura de la fase fallada y mantener las fases restantes conectadas.

Los esquemas de selección de fase sólo abren el polo del interruptor correspondiente a la fase fallada, permitiendo que la línea continúe transmitiendo potencia a través de las fases sanas durante el tiempo de apertura del polo. Esta transferencia de potencia reduce la posibilidad de pérdida de sincronismo.⁸

ALGORITMO PROPUESTO

El algoritmo está basado en el comportamiento de los valores y vectores propios derechos e izquierdos, calculados a partir de una matriz de varianzas-covarianzas construida con los valores de las corrientes incrementales de línea. Como se utilizan cantidades instantáneas, el algoritmo no requiere de una estimación fasorial, además su funcionamiento no se ve afectado por el acoplamiento mutuo entre líneas paralelas o la componente aperiódica exponencial decreciente

(componente CD), permitiendo una selección rápida y correcta de la fase fallada para fallas de línea a tierra en líneas de transmisión. En la figura 2 se presenta la estructura general del algoritmo propuesto para la identificación de la fase fallada a partir de las corrientes de entrada. Con el fin de enfatizar una condición de falla, y diferenciar en forma confiable entre el estado de falla y pre-falla, las corrientes secundarias instantáneas (i_a, i_b, i_c) son filtradas a través del filtro Delta,⁹ de manera que se obtienen las corrientes incrementales ($\Delta i_a, \Delta i_b, \Delta i_c$).

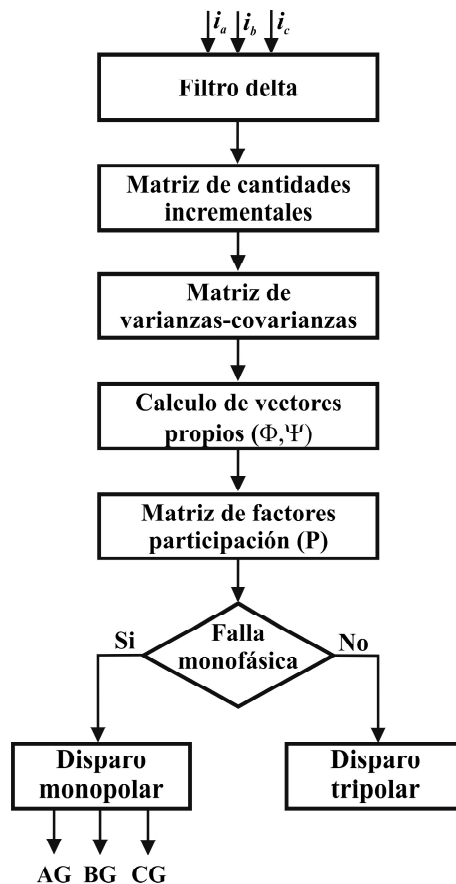


Fig. 2. Diagrama de bloques del algoritmo de detección de fase para disparo monopolar basado en análisis modal.

Después de eliminar la componente sinusoidal de estado estable de las corrientes de línea, se construye la matriz de cantidades incrementales, definida por (1), donde cada una de sus columnas representa k muestras por ciclo de las corrientes incrementales. A partir de la matriz de cantidades incrementales se obtiene la matriz de varianzas-covarianzas (Σ), donde los elementos de la diagonal principal contienen las varianzas de las variables ($\Delta i_a, \Delta i_b, \Delta i_c$), mientras que los elementos fuera de la diagonal contienen las covarianzas entre todos los pares posibles de variables. La matriz Σ esta definida por (2).

$$\Delta I_{(k,3)} = \begin{bmatrix} \Delta i_a^{(1)} & \Delta i_b^{(1)} & \Delta i_c^{(1)} \\ \Delta i_a^{(2)} & \Delta i_b^{(2)} & \Delta i_c^{(2)} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \Delta i_a^{(k)} & \Delta i_b^{(k)} & \Delta i_c^{(k)} \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \text{var}(\Delta i_a) & \text{cov}(\Delta i_a, \Delta i_b) & \text{cov}(\Delta i_a, \Delta i_c) \\ \text{cov}(\Delta i_b, \Delta i_a) & \text{var}(\Delta i_b) & \text{cov}(\Delta i_b, \Delta i_c) \\ \text{cov}(\Delta i_c, \Delta i_a) & \text{cov}(\Delta i_c, \Delta i_b) & \text{var}(\Delta i_c) \end{bmatrix} \quad (2)$$

A fin de eliminar el acoplamiento y diagonalizar Σ , considere la siguiente transformación modal:^{10,11}

$$\Lambda = \Psi \Sigma \Phi \quad (3)$$

donde Φ es la matriz de vectores propios derechos, Ψ es la matriz de vectores propios izquierdos, y Λ es la matriz de valores propios, asociados a Σ . Las matrices de vectores propios derechos e izquierdos y Λ están definidas por (4), (5) y (6), respectivamente.

$$\Phi = [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \phi_3] \quad (4)$$

$$\Psi = [\psi_1^T \quad \psi_2^T \quad \psi_3^T]^T \quad (5)$$

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_3 \end{bmatrix} \quad (6)$$

La matriz de factores de participación, definida por (7), es calculada utilizando los vectores propios derechos e izquierdos. La suma de los valores de todos los elementos de una fila o columna de \mathbf{P} es siempre igual a 1.¹⁰

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \phi_{11}\psi_{11} & \phi_{12}\psi_{21} & \phi_{13}\psi_{31} \\ \phi_{21}\psi_{12} & \phi_{22}\psi_{22} & \phi_{23}\psi_{32} \\ \phi_{31}\psi_{13} & \phi_{32}\psi_{23} & \phi_{33}\psi_{33} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Para determinar si existe una condición de falla en el sistema de potencia se observa el comportamiento de los valores propios asociados a la matriz de varianzas-covarianzas. Para identificar la fase fallada, se utiliza la matriz de factores de participación, la cual mide la participación relativa de las variables de estado ($\Delta i_a, \Delta i_b, \Delta i_c$) en cada uno de los modos ($\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$). Por ejemplo, para una falla de línea a tierra en la fase C, la variable Δi_c tendrá un factor de participación mayor que los relacionados con las variables Δi_a y Δi_b , en la columna correspondiente con el valor propio dominante. La figura 3 muestra el diagrama de bloques utilizado para la identificación de la fase fallada.

El incremento de los valores de corriente durante una falla en una línea transmisión provoca un incremento en la magnitud de los valores propios de la matriz de varianzas-covarianzas; un análisis del comportamiento de los valores propios durante la transición del estado de pre-falla a falla permitió establecer que existe una condición de falla cuando la magnitud del valor propio dominante sea mayor a tres veces su magnitud medio ciclo anterior. Una vez que se establece la condición de falla, se debe de identificar y seleccionar la fase fallada para realizar una apertura monopolar. Para lograr la identificación de la fase fallada se utilizan tres matrices **FAG**, **FBG** y **FCG**, las cuales están definidas por (8).

$$\mathbf{FAG} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad \mathbf{FBG} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad \mathbf{FCG} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (8)$$

La identificación de la fase fallada se realiza mediante la comparación de la columna de la matriz de factores de participación correspondiente al valor propio dominante con una constante igual a 0.3. Esta constante fue determinada en base a

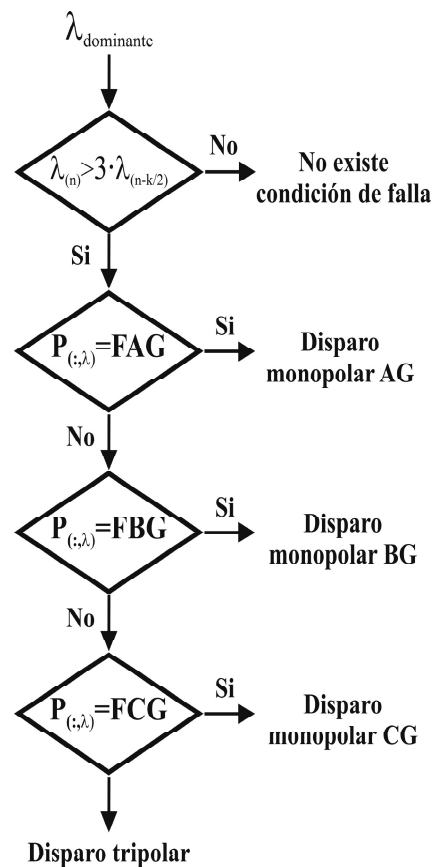


Fig. 3. Diagrama de bloques para la identificación de la fase fallada.

que la suma de filas o columnas de la matriz de factores de participación es igual a 1, debido a que \mathbf{P} es una matriz cuadrada de 3×3 , se determinó que la constante de 0.3 es adecuada para diferenciar la fase fallada del resto de las fases sanas.

Si el resultado de la comparación es igual a alguna de las matrices definidas por (8), entonces se selecciona a la fase correspondiente como la fase fallada.

SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de prueba que se muestra en la figura 4, fue implementado en PSCAD/EMTDC para la evaluación del algoritmo propuesto basado en el análisis modal. Este sistema está compuesto por dos fuentes equivalentes de Thevenin interconectadas por 3 secciones de líneas paralelas.

Cada par de líneas paralelas están sobre una misma estructura, teniendo interés principalmente en las líneas de transmisión identificadas como “Línea 1” y “Línea 2”, las cuales están protegidas por los relevadores R1, R2 y R3, R4, respectivamente.

Los parámetros del sistema de potencia se muestran en la tabla I, el arreglo de los conductores para cada par de líneas de transmisión se muestra en la figura 5. Téngase en cuenta que al utilizar este tipo de arreglo, se considera el efecto de acoplamiento mutuo entre las fases de una misma línea y el acoplamiento entre líneas paralelas, como es el caso de las líneas 1 y 2 de la figura 4.

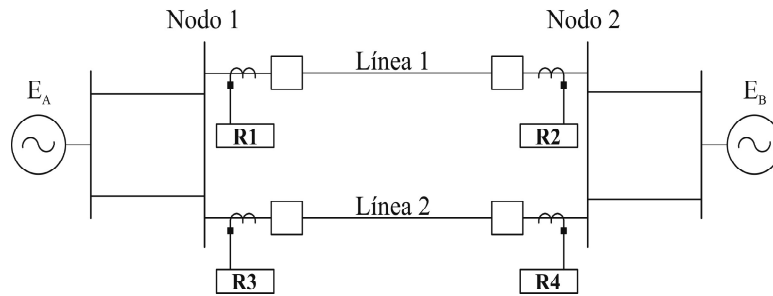


Fig. 4. Sistema de prueba.

Tabla I. Parámetros del Sistema de Potencia.

Voltaje nominal	230	kV
Longitud de las líneas 1 y 2	100	km
Impedancia de la fuente A	$Z_1 = 17.95 \angle 87.67^\circ$ $Z_0 = 14.9980 \angle 86^\circ$	Ω
Impedancia de la fuente B	$Z_1 = 3.887 \angle 69^\circ$ $Z_0 = 6.0280 \angle 9^\circ$	Ω
Impedancias de las líneas 1 y 2	$Z_1 = 4385.32^\circ$ $Z_0 = 150.9775 \angle 33^\circ$	Ω
Relación del TC	1500:5	
Relación del TP	2000:1	

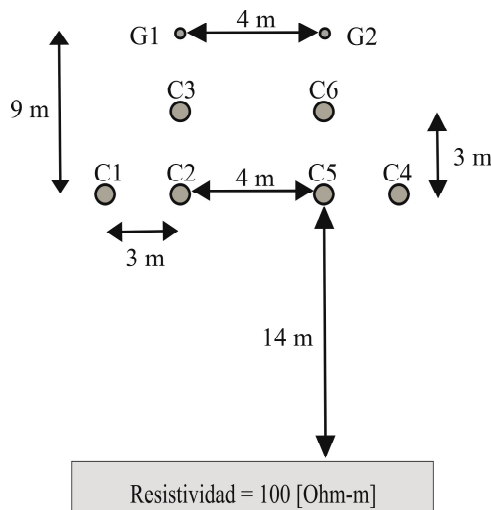


Fig. 5. Configuración de conductores de las líneas de transmisión.

RESULTADOS

Para la evaluación del desempeño del algoritmo se realizaron un total de 102 simulaciones en las que se consideraron cada uno de los 10 diferentes tipos de fallas eléctricas.

En la tabla II se presenta un resumen del número total de casos para la evaluación del desempeño del algoritmo en las que se consideraron el efecto del acoplamiento mutuo, distintos ángulos de inserción de falla, desbalances y diferentes valores de resistencia de falla.

Tabla II. Casos simulados para la evaluación del desempeño del algoritmo.

Tipo de falla	Ubicación de la falla (km)	Resistencia de falla (Ω)	Ángulo de inserción (grados)	Número de casos simulados
Falla monofásica AG	30, 60, 90	20, 50	0, 45, 90	18
Falla monofásica BG	30, 60, 90	10, 40	0, 60, 135	18
Falla monofásica CG	30, 60, 90	15, 30	90, 150, 210	18
Falla bifásica AB	60, 90	50, 70	0, 90	8
Falla bifásica BC	60, 90	35, 50	45, 135	8
Falla bifásica CA	60, 90	50, 60	210, 245	8
Falla bifásica a tierra ABG	90	40, 50	0, 90, 135	6
Falla bifásica a tierra BCG	90	50, 60	210, 245, 290	6
Falla bifásica a tierra CAG	90	30, 40	15, 75, 165	6
Falla trifásica ABC	90	40, 60	0, 90, 135	6

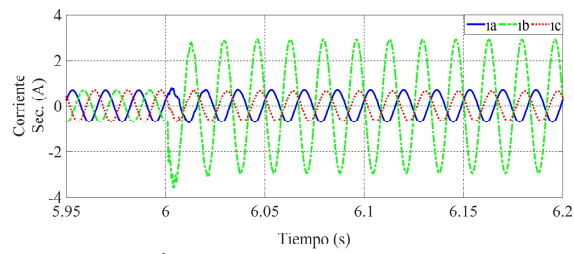
A continuación se presentan 3 casos para mostrar el desempeño del algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión. En el caso 1 se incluye una figura que contiene información gráfica de las corrientes secundarias instantáneas, los factores de participación asociados con el valor propio dominante y la respuesta de salida del algoritmo, mientras que en los casos 2 y 3 sólo se muestran las corrientes secundarias y la respuesta de salida del algoritmo para cada uno de los relevadores R1, R2, R3 y R4, respectivamente, los cuales están instalados en las líneas de transmisión 1 y 2 del sistema de potencia que se muestra en la figura 4.

A. Falla de línea a tierra.

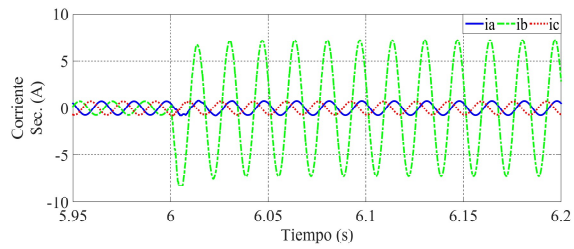
En este caso se simula una falla de línea a tierra (BG) al 90% de la línea protegida (línea 1) a partir de R1 con una resistencia de falla (R_f) de 15 Ω en el instante de tiempo igual a 6.0 s. La falla monofásica produce un incremento en las corrientes medidas de los secundarios de los transformadores de corriente instalados en los extremos de la línea fallada, como se muestra en las figuras 6a y 6b, produciendo que la fase B tenga un factor de participación mayor que el de las fases sanas. Los relevadores R1 y R2 seleccionan la fase B como la fase fallada de manera correcta. Debido al acoplamiento mutuo que existe entre las líneas de transmisión, se inducen corrientes de falla en la línea paralela (línea 2), sin embargo a pesar de este efecto no deseado, el algoritmo no opera, lo cual es correcto ya que no existe una falla en la línea paralela.

B. Falla de fase C de la línea 1 contra la fase A de la línea 2.

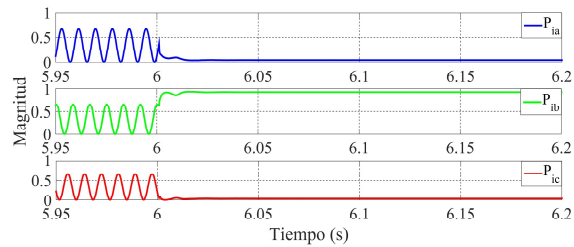
En ese escenario se simula una falla bifásica entre la fase C de la línea 1 y la fase A de la línea 2 de la figura 4. La falla ocurre en el instante de tiempo igual a 5.006777 s con una $R_f=0 \Omega$. En las figuras 7c y 7d se observa que el algoritmo



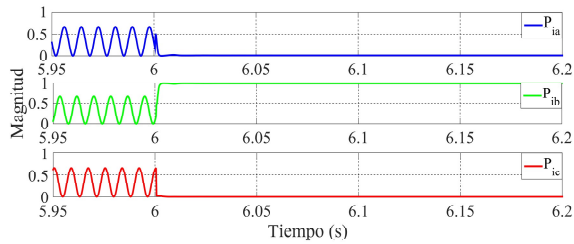
a) Corrientes secundarias en línea 1 - R1



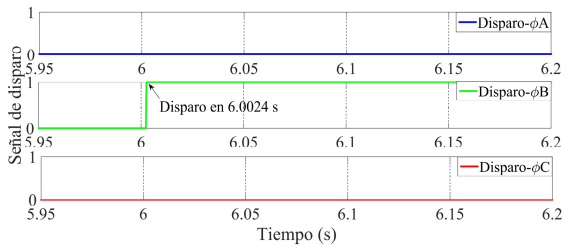
b) Corrientes secundarias en línea 1 - R2



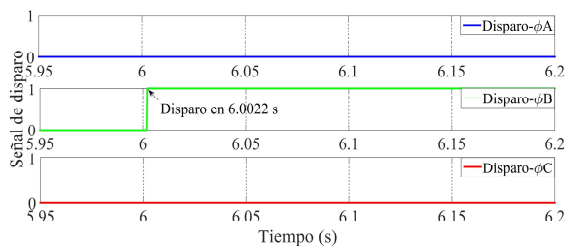
c) Factores de participación asociados con - R1



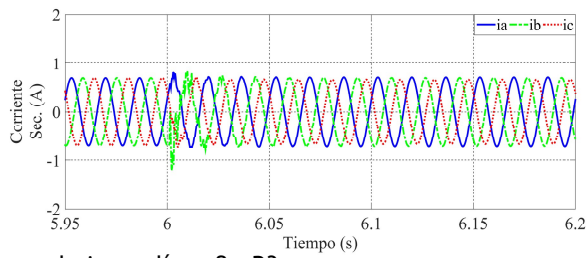
d) Factores de participación asociados con - R2



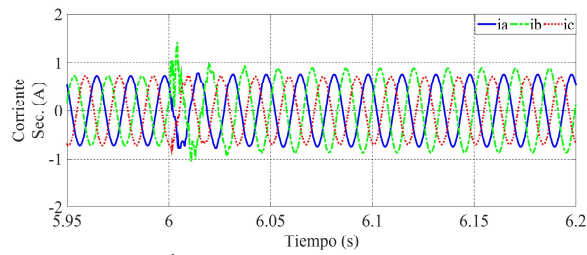
e) Respuesta de salida del algoritmo - R1



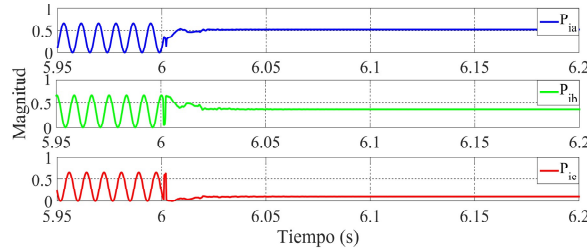
f) Respuesta de salida del algoritmo - R2



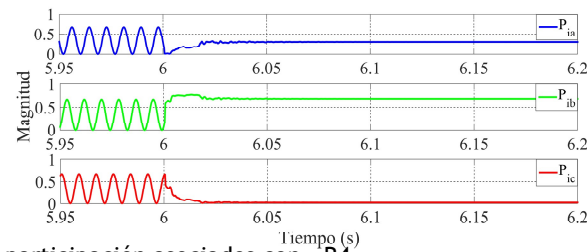
g) Corrientes secundarias en línea 2 - R3



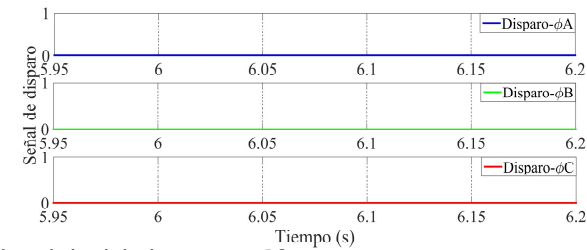
h) Corrientes secundarias en línea 2 - R4



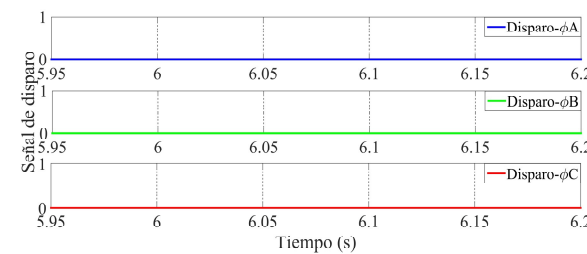
i) Factores de participación asociados con - R3



j) Factores de participación asociados con - R4



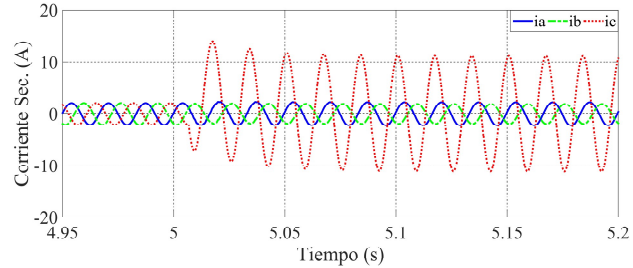
k) Respuesta de salida del algoritmo - R3



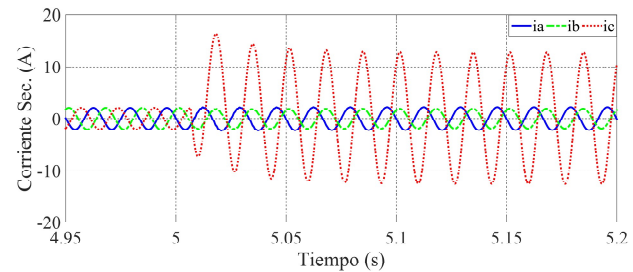
l) Respuesta de salida del algoritmo - R4

Fig. 6. Falla de línea a tierra en línea de transmisión 1.

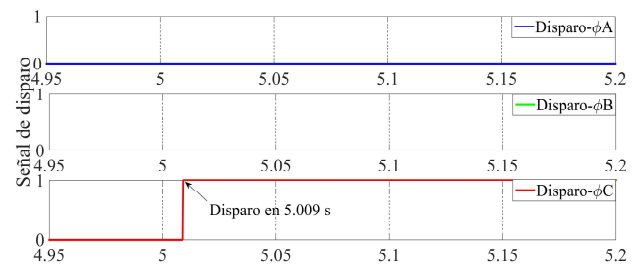
selecciona correctamente la fase C como la fase fallada, mientras que las figuras 7g y 7h muestran que la fase fallada es la fase A. Por lo tanto, se realizan dos disparos monopolares, uno en la línea 1 correspondiente a la fase C y el otro en la línea 2 correspondiente a la fase A.



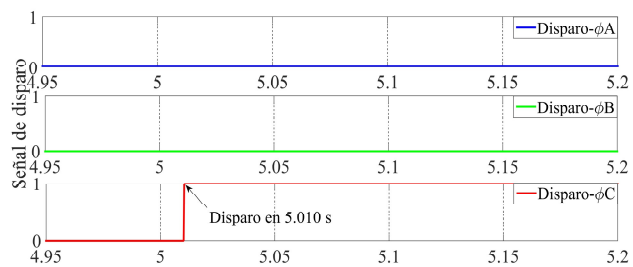
a) Corrientes secundarias en línea 1 - R1



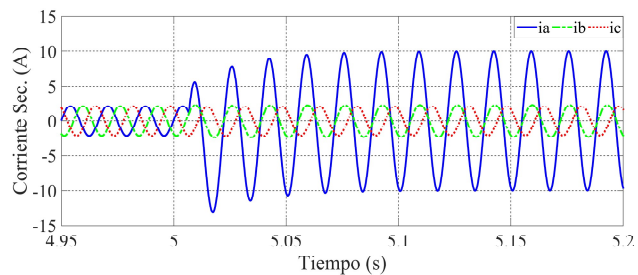
b) Corrientes secundarias en línea 1 - R2



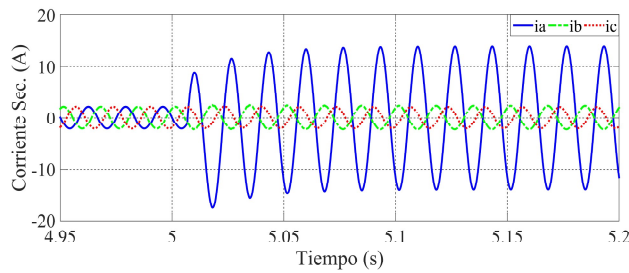
c) Respuesta de salida del algoritmo - R1



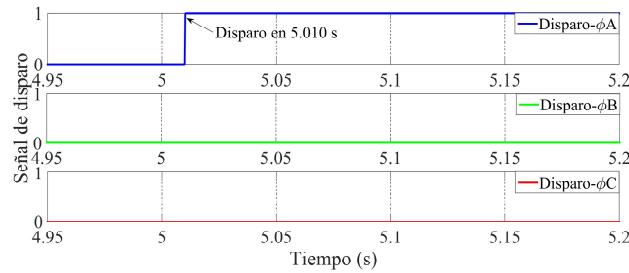
d) Respuesta de salida del algoritmo - R2



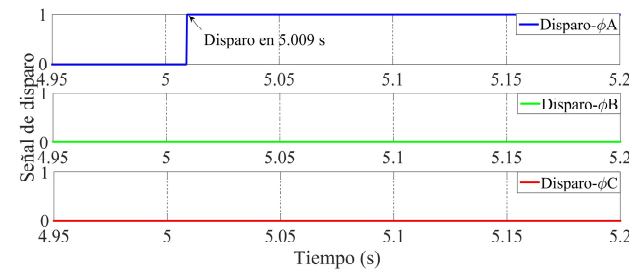
e) Corrientes secundarias en línea 2 - R3



f) Corrientes secundarias en línea 2 - R4



g) Respuesta de salida del algoritmo - R3



h) Respuesta de salida del algoritmo - R4

Fig. 7. Falla bifásica entre líneas 1 y 2.

C. Falla bifásica a tierra.

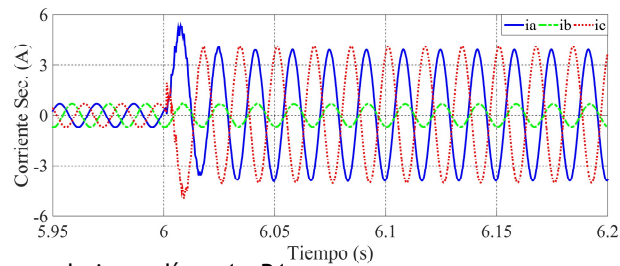
En el caso de ocurrir una falla que no sea de fase a tierra, se debe realizar una apertura tripoar. En este caso se muestra el desempeño del algoritmo ante una falla bifásica a tierra (CAG), que ocurre al 90% de la línea protegida a partir de R1 con una $R_f=0\Omega$ en el instante de tiempo igual a 6.0 s. De la figura 8 se observa que R1 y R2 operan de manera tripolar debido a la falla bifásica a tierra en la línea protegida. También se observa que R3 y R4 no operan ya que no existe una falla en la línea paralela.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

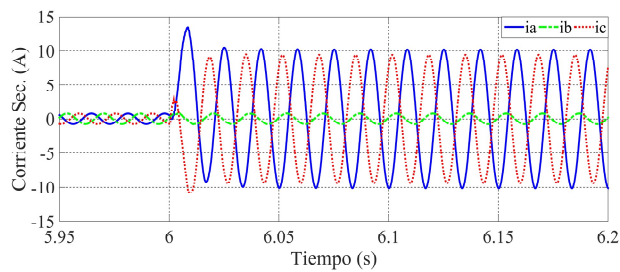
Los escenarios mencionados en la sección anterior muestran de manera gráfica que el algoritmo es capaz de identificar y seleccionar la fase fallada para fallas de línea a tierra. En la tabla III se describen distintos escenarios de fallas a tierra; las fallas fueron simuladas en distintos instantes de tiempo respecto a la onda de voltaje (esto modifica la polaridad y magnitud de la componente de CD en la corriente de falla), en distintos puntos de la línea de transmisión y con diferentes valores de la resistencia de falla. En todos los casos, la respuesta del algoritmo fue correcta, se disparó la fase fallada en el caso de fallas monofásicas y se realizó apertura tripolar para una falla distinta a la monofásica.

Tabla III. Distintos escenarios de falla a tierra simulados.

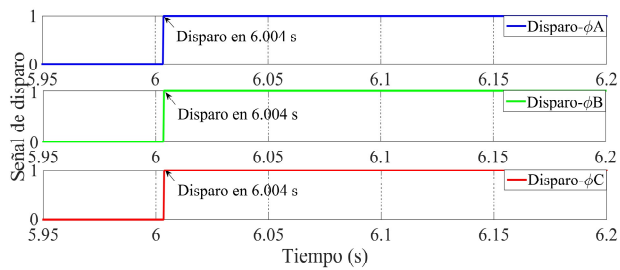
Tipo de Falla	Instante de inserción de falla	Ubicación de la falla en línea 1	Resistencia de falla	Tiempo de operación
AG	5.8875 s	90 km	50	3.891 ms
AG	5.8854 s	90 km	50	2.575 ms
AG	5.8875 s	90 km	20	3.091 ms
BG	4.9559	90 km	10	3.410 ms
BG	4.9573	60 km	40	2.822 ms
BG	4.9573 s	60 km	10	2.522 ms
CG	6.2036 s	90 km	30	3.001 ms
CG	6.1984 s	90 km	30	2.556 ms
CG	6.2039 s	90 km	15	2.801 ms



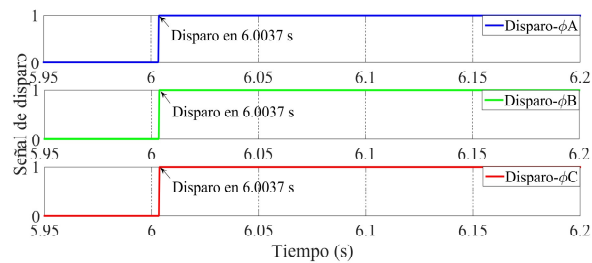
a) Corrientes secundarias en línea 1 - R1



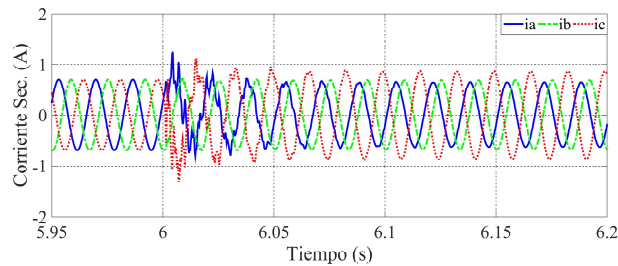
b) Corrientes secundarias en línea 1 - R2



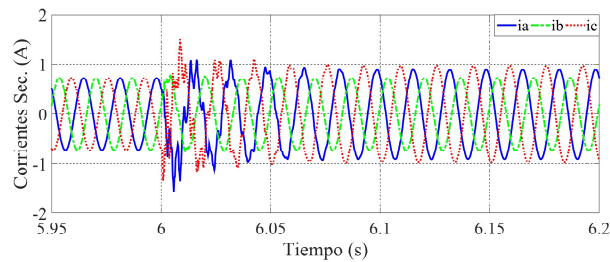
c) Respuesta de salida del algoritmo - R1



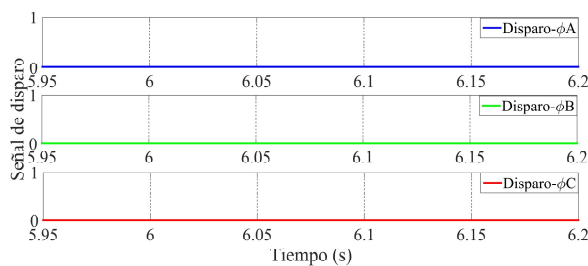
d) Respuesta de salida del algoritmo - R2



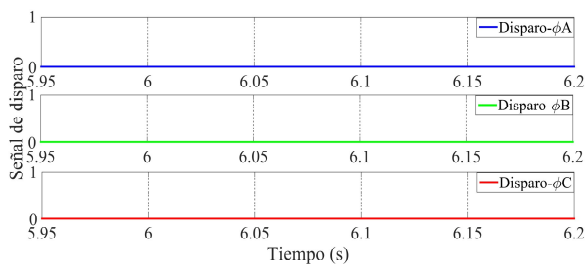
e) Corrientes secundarias en línea 2 - R3



f) Corrientes secundarias en línea 2 - R4



g) Respuesta de salida del algoritmo - R3



h) Respuesta de salida del algoritmo - R4

Fig. 8. Falla bifásica a tierra en línea de transmisión 1.

CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un nuevo algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en el análisis modal. Los valores instantáneos de las corrientes secundarias de los TC's son filtradas y organizadas en la matriz de cantidades incrementales, donde cada una de sus columnas representa k muestras por ciclo de las corrientes incrementales de línea. A partir de la matriz de cantidades incrementales se obtiene la matriz de varianzas-covarianzas. Se aplica el análisis modal para obtener los valores propios y los factores de participación asociados para identificar y seleccionar la fase fallada. La selección de la fase fallada se realiza mediante la comparación de la

columna correspondiente al valor propio dominante de la matriz de participación con una constante de 0.3, determinada sobre la base de que la suma de filas o columnas de la matriz de factores de participación es igual a 1.

Una ventaja del análisis modal es que la magnitud del valor propio dominante permite diferenciar entre un estado de pre-falla y falla, por lo que no es necesaria una función de detección de fallas.

El algoritmo de detección de fase basado en el análisis modal es capaz de identificar y seleccionar la fase fallada para fallas de línea a tierra sin importar la ubicación en donde ocurre la falla en la línea de transmisión con o sin el efecto de acoplamiento mutuo entre líneas paralelas. Así mismo, el algoritmo es inmune al efecto de la resistencia de falla y no es afectado en el caso de fallas simultáneas.

Se realizaron 102 casos de simulación en un sistema de potencia considerando el efecto de acoplamiento mutuo entre líneas de transmisión, desbalances, asimetrías y diferentes valores de resistencia de falla. En todos los casos, el algoritmo propuesto identificó correctamente entre fallas de fase a tierra (disparo monopolar) y otros tipos de fallas (disparo tripolar). El tiempo de operación promedio para la selección de la fase fallada es de 3 ms, que es menor comparado con los algoritmos utilizados actualmente en relevadores comerciales.

REFERENCIAS

1. E. Godoy, A. Celaya, H. J. Altuve, N. Fischer and A. Guzmán, "Tutorial on Single-Pole Tripping and Reclosing", proceedings of the 39th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2012.
2. AREVA, Network Protection & Automation Guide, Barcelona, Cayfosa, 2005.
3. F. Calero and D. Hou, "Practical Considerations For Single-Pole-Trip Line-Protection Schemes", proceedings of the 31st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2004.
4. B. Kasztenny, B. Campbell and J. Mazareeuw, "Phase Selection for Single-Pole Tripping- Weak Infeed Conditions and Cross-Country Faults", proceedings of the 27th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2000.
5. E. Rosolowski and J. Izykoski, "Phase Algorithm in Symmetrical Components Co-Ordinates for Double-Circuit Series Compensated Lines", publish in Computational Problems of Electrical Engineering Journal, Vol. 1, No. 1, 2011.
6. D. Costello and K. Zimmerman, "Determining the Faulted Phase", proceedings of the 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, March 2010.
7. D.O. Koval and A.A. Chowdhury, "Assessment of Transmission Line Common Mode, Station Originated and Fault Types Forced Outage Rates", Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 2009.
8. V.H. Serna, J.C. Rivera, H.E. Prado, H.J. Altuve, D. Sánchez and J. Gallegos, "Transmission Line Single-Pole Tripping: Field Experience in the Western

Transmission Area of Mexico”, Proceedings of the 37th Annual Western Protective Relay Conference, October 2010.

9. G. Benmouyal y J. Roberts, “Superimposed Quantities: Their True Nature and Application in Relays”, Schweitzer Engineering Laboratories, 1999.
10. P. Kundur, “Power System Analysis”, McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering, 1999.
11. H. K. Khalil, “Nonlinear Systems”, Prentice Hall, 2002.

