



Ingeniería, investigación y tecnología

ISSN: 1405-7743

Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de
Ingeniería

Guillen, Daniel; Torres-García, Vicente; Olivares-Galván, Juan Carlos

Índice de bloqueo para mejorar la protección diferencial de
secuencia negativa de transformadores utilizando ATP/EMTP

Ingeniería, investigación y tecnología, vol. XXII, núm. 1, 2021, Enero-Marzo, pp. 01-13
Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería

DOI: <https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2021.22.1.001>

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=40471795001>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org



Índice de bloqueo para mejorar la protección diferencial de secuencia negativa de transformadores utilizando ATP/EMTP

Blocking index to improve negative sequence differential protection of power transformers using ATP/EMTP

Guillen Daniel

Tecnológico de Monterrey

Escuela de Ingeniería y Ciencias

Correo: guillenad@tec.mx

<https://orcid.org/0000-0001-9569-9691>

Torres-García Vicente

Universidad Nacional Autónoma de México

Departamento de Energía Eléctrica

Correo: vtg_1982@hotmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-7540-5331>

Olivares-Galván Juan Carlos

Universidad Autónoma Metropolitana

Departamento de Energía

Correo: jolivaresgalvan@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-1935-2669>

Resumen

En este trabajo se presenta un nuevo índice de bloqueo para mejorar el rendimiento de la protección diferencial del transformador basado en la secuencia negativa. Para garantizar la confiabilidad de cualquier red eléctrica, los esquemas de protección son una tarea primordial. Particularmente, los transformadores de potencia están sujetos a eventos transitorios de falla y no falla, tales como fallas entre espiras, corrientes de magnetización y sobreexcitación. En consecuencia, la protección del transformador debe funcionar correctamente bajo fenómenos transitorios. Para analizar las fallas internas y algunos eventos transitorios en transformadores, se implementa una protección diferencial de secuencia negativa mediante el uso del software ATP/EMTP. El esquema propuesto emplea un esquema de protección diferencial (87Q), el cual se basa principalmente en la diferencia angular entre secuencias negativas de las corrientes primarias y secundarias utilizando un relevador de ángulo de operación (ROA). Esta propuesta de protección introduce un índice de bloqueo para evitar el mal funcionamiento durante la energización del transformador, ya que se ha reportado que el ROA puede presentar un mal funcionamiento durante eventos transitorios. El nuevo índice introducido representa una distancia entre secuencias durante el período transitorio, lo que ayuda a discriminar las fallas internas de las corrientes de energización. En este sentido, los autores presentan una evaluación del índice de bloqueo introducido para evitar el mal funcionamiento, especialmente cuando la protección diferencial está funcionando en condiciones desbalanceadas, o en condiciones transitorias, como la corriente de energización. Con base en los resultados, la propuesta muestra un buen desempeño y su efectividad es demostrada bajo diferentes escenarios de falla.

Descriptores: Corrientes de magnetización, fallas internas, secuencia negativa, protección diferencial, relevador de ángulo de operación, transformador de potencia.

Abstract

This work introduces a new blocking index to improve the transformer differential protection performance based on the negative sequence. To ensure the reliability of any electrical network, the protection schemes are a primary task. Particularly, power transformer because these are subject to transient events such as turn-to-turn faults, magnetizing inrush currents, and overexcitation. In consequence, the transformer protection must operate properly under non-fault transient phenomena. To analyses internal faults and transient events in transformers, a negative sequence differential protection is implemented using ATP/EMTP software. The proposed scheme employs a differential protection scheme (87Q), which is mainly based on the angular difference between negative sequences of the primary and secondary currents by using a Relay Operating Angle (ROA). This improved protection introduces a blocking index to avoid incorrect operations during transformer energization because it has been reported that ROA may present false operations under transient events. The new introduced index represents a distance between sequences during the transient period, which helps to discriminate internal fault from inrush currents. In this sense, the authors present an evaluation of the introduced blocking index to avoid incorrect operations, especially when this protection is working under unbalanced conditions, or in non-fault transient conditions, such as magnetizing inrush current. Based on the results, the proposal presents good performance and its effectiveness is proved under different fault scenarios.

Keywords: Inrush current, internal fault, negative sequence, differential protection, relay operating angle, power transformer.

INTRODUCCIÓN

El suministro de energía y la continuidad de cualquier sistema eléctrico están ligados a sus sistemas de protección, los cuales deben ser capaces de detectar y aislar fallas lo antes posible. Lo anterior para evitar su propagación en la red eléctrica, ya que las fallas prolongadas pueden poner en riesgo otros equipos que forman parte de la red. Uno de los elementos principales de una red eléctrica es el transformador de potencia, que puede estar sujeto a fallas transitorias o permanentes. En este sentido, la protección diferencial de los transformadores presenta una mayor atención y ha sido considerada como la protección primaria para los transformadores de potencia (IEEE, 2008; Blackburn, 2006). En consecuencia, el daño de cualquier transformador de potencia puede afectar la confiabilidad de cualquier sistema eléctrico y, a su vez, puede provocar grandes pérdidas económicas asociadas a la interrupción del suministro de energía (Medeiros *et al.*, 2016; Behjat *et al.*, 2011). Por lo tanto, la protección del transformador debe ser rápida, confiable y eficiente para evitar su mal funcionamiento durante los fenómenos transitorios asociados con la respuesta transitoria de los sistemas de potencia.

La protección diferencial de transformadores se basa principalmente en la comparación de las corrientes primarias y secundarias que se presentan durante la operación continua del transformador. Lo anterior, se fundamenta con la Ley Corrientes de Kirchhoff (LCK).

Por consiguiente, para detectar fallas internas en transformadores es necesario que se cumpla el principio de la protección diferencial, donde las corrientes diferenciales resultantes deben superar el umbral de ajuste mínimo, y a su vez, ser mayores que la corriente de restricción para que se active la función de disparo de los interruptores correspondientes.

Idealmente, bajo condiciones normales de operación, se espera que la corriente diferencial presente una magnitud muy cercana a cero. En la práctica no ocurre así, es decir, estas corrientes adquieren un valor diferente de cero y pueden ser resultado de las siguientes causas: falla interna en el equipo o fallas que se encuentren dentro del área de cobertura de la protección diferencial, desbalance provocado por los transformadores de corriente (TCs), por efectos de saturación de los TCs ante escenarios de falla externas, corrientes de magnetización y sobreexcitación (Al-Harbawi, 2013). Bajo las condiciones mencionadas, se ha reportado que la protección diferencial de transformadores 87T presenta limitaciones para detectar corrientes de falla de baja magnitud por cortocircuitos entre espiras. Además, las corrientes de magnetización pueden ser causantes de

disparos en falso debido a la corriente diferencial que se origina.

Por otro lado, el uso de relevadores de protección basados en la secuencia negativa ha sido utilizado en la implementación de esquemas de protección. Por ejemplo, protección contra sobrecorriente (Al-Harbawi, 2013) y protección diferencial (Kasztenny *et al.*, 2015); principalmente porque no responde a escenario de corrientes balanceadas. En ambos esquemas se resaltan las propiedades y ventajas que presenta la secuencia negativa para detectar fallas entre fases y desbalanceadas, ganando sensibilidad y velocidad de operación. Por ejemplo en Kasztenny *et al.* (2015) se presenta un análisis del comportamiento de las corrientes de secuencia negativa en un esquema diferencial, donde se describe la principal ventaja que se adquiere, desde el punto de vista de sensibilidad, al implementarse el esquema de protección diferencial basado en secuencia negativa (87Q).

En relación con la sensibilidad de la protección diferencial para detectar escenarios de falla y evitar disparos en falso, se han desarrollado trabajos de investigación basados en el contenido de la componente de segunda armónica, con el propósito de bloquear el disparo durante las condiciones de energización y saturación de transformadores de corriente (Lin *et al.*, 2010; Glassburn, 1958). Para validar las ventajas de utilizar la secuencia negativa en la protección diferencial de transformadores, el autor Babiy *et al.* (2015) presenta los resultados de la implementación en el programa de PSCAD®/EMTDC™, donde se evalúa la rapidez y sensibilidad de la protección durante la detección de fallas internas (entre espiras) en transformadores. Posteriormente Gokaraju (2016) describe un prototipo de relevador que emplea corrientes y voltajes de secuencia negativa, mostrando sus cualidades respecto a la sensibilidad ante fenómenos como energización de transformadores, sobreexcitación, saturación y fallas externas. Silva & Antunes (2014) utiliza el programa ATP/EMTP para evaluar distintos escenarios de operación del transformador, como es la evaluación de las corrientes de secuencia negativa para fallas a tierra, con el fin de seleccionar ajustes adecuados para la protección 87T. En Oliveira & Cardoso (2017) se compara el desempeño de dos métodos para detectar fallas entre espiras (fallas internas) en transformadores con valores de corriente de baja magnitud; los métodos analizados se basan en corrientes de secuencia negativa y vectores espaciales. En este último trabajo, se concluye que la sensibilidad resultante de ambos métodos es muy similar y útil en la protección diferencial de transformadores.

En recientes años, Aleksey (2018) realizó un análisis de fallas internas en el transformador por medio de las componentes simétricas en el dominio del tiempo. El cálculo se realiza ante condiciones transitorias y no sinusoidales, principalmente para la detección de fallas entre espiras (fallas internas) en transformadores, y son implementadas en un algoritmo de relevador. De igual manera, otras técnicas de procesamiento de señales basadas en la transformada wavelet se han utilizado para detectar fallas internas y prevenir los disparos en falso de la protección diferencial ante condiciones de energización (Marques *et al.*, 2018).

En la literatura relacionada con la protección diferencial se muestra que hay un gran interés por la detección de fallas internas y por el análisis de los disparos en falso causados por las corrientes de energización, además de evaluar el funcionamiento de la protección diferencial cuando se presenta el fenómeno de saturación de TCs debido a fallas externas. Las metodologías van enfocadas principalmente a resolver estos problemas utilizando herramientas de procesamiento de señales. En este sentido, se puede inferir que las componentes de secuencia negativa juegan un papel muy importante para analizar estos tipos de fenómenos transitorios en transformadores, y pueden proporcionar información adicional para ganar sensibilidad y rapidez, que son características de la filosofía de un esquema de protección.

Por otro lado, se puede decir que las fallas internas en transformadores son las más difíciles de simular y representan alrededor de 70 % de las fallas totales (Silva & Antunes, 2014). Algunas fallas internas son difíciles de detectar debido a que las corrientes pueden presentar pequeñas magnitudes, en ocasiones imperceptibles por los relevadores de protección (fallas incipientes). Mientras que otras pueden ocasionar graves daños al transformador debido a las altas corrientes involucradas. En ambos casos, la protección diferencial debe ser capaz de detectar y operar cuando las fallas están dentro de la zona de protección. Por consiguiente, la configuración del relevador diferencial debe evaluarse y ajustarse antes de su puesta en servicio.

En ese sentido y con el propósito de contrarrestar las operaciones no deseadas durante condiciones transitorias, en este trabajo se propone un índice de bloque basado en las componentes de secuencia, considerando las corrientes primarias y secundarias del transformador, donde esta es la principal contribución del trabajo.

La ventaja inicial de esta propuesta es que se puede prescindir de las señales de tensión y se logra mejorar la respuesta de la protección ante condiciones transitorias.

Este trabajo está organizado de la siguiente manera: la siguiente sección presenta los fundamentos de la protección diferencial, así como la propuesta para mejorar la protección de secuencia negativa. Después se exponen los detalles del sistema de prueba utilizado para validar la propuesta. En la sección continua se muestran los resultados de condiciones típicas que pueden ser causa de una operación en falso y finalmente, se presentan las conclusiones de este trabajo después de una extensiva evaluación.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE SECUENCIA NEGATIVA

En esta sección se describen los conceptos básicos de la protección diferencial de secuencia negativa, específicamente la transformación del marco de referencia para las señales de corriente. También se describe la región de operación del relevador definida por el ángulo de operación y su ajuste.

El método de componentes simétricas ha sido ampliamente utilizado para analizar sistemas trifásicos desbalanceados y se basa en desarrollar redes de secuencia balanceadas para analizar sistemas trifásicos desbalanceados. Esta transformación permite estudiar el comportamiento de la red y sus elementos bajo condiciones de falla. Esta transformación se define por el sistema de ecuaciones siguiente (Das, 2011):

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = T_s \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Donde:

a = operador de rotación

T_s = matriz de transformación del dominio de fases al dominio de secuencias

I_a , I_b e I_c = fasores de corrientes en el marco de referencia abc

I_0 , I_1 e I_2 = corrientes en el marco de referencia 012

ÁNGULO DE OPERACIÓN

El principio de operación de la protección diferencial de secuencia negativa se basa en la magnitud de la diferencia angular de las corrientes de secuencia negativa. Es decir, la diferencia resultante de la comparación entre las corrientes del lado primario y las correspondientes al lado secundario del transformador. Para tal fin, la protección 87Q requiere de un ajuste determinado por

la corriente mínima (I_m) que activa la respuesta del relevador con base en la diferencia angular (ROA). Por ejemplo, la Figura 1 muestra la región de operación y bloqueo de la protección 87Q con base en el ajuste de I_m . La diferencia angular se define por la siguiente expresión (Silva & Antunes, 2014):

$$\Delta\delta = \delta_{2p} - \delta_{2s} \quad (2)$$

Donde:

- δ_{2p} = ángulo de la corriente de secuencia negativa correspondiente al lado primario
- δ_{2s} = ángulo de la corriente de secuencia negativa, definido por las corrientes del secundario

Finalmente, la detección de una falla interna se producirá cuando la corriente de ajuste I_m sea superada, es decir, que ambas corrientes (primarias y secundarias de secuencia negativa) sean mayores que la I_m ; entonces, se procede a evaluar la magnitud de la diferencia angular de acuerdo con la región de operación de la protección diferencial (ángulo de operación, también conocido como ROA, por sus siglas del inglés), la cual se define típicamente por el siguiente rango:

$$-60^\circ < \Delta\delta < 60^\circ \quad (3)$$

En caso de que la magnitud de secuencia negativa de una o ambas corrientes (primarias y secundarias) sea menor que I_m , el ángulo de operación se ajusta a 120° para evitar operaciones en falso, tal como se muestra en la Figura 1.

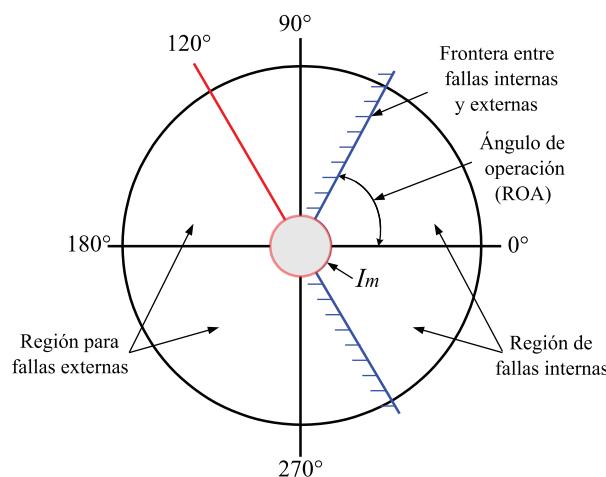


Figura 1. Zona de operación del relevador 87Q

MÉTODO PROPUESTO

En esta subsección se presenta el método propuesto cuyo objetivo es evitar disparos en falso durante condiciones transitorias. El índice de bloqueo consiste en determinar la distancia entre las componentes simétricas, principalmente, respecto a la componente de secuencia cero, ya que esta se presenta durante la energización del transformador y cuando este se expone a fallas internas. La idea general se fundamenta en la suposición de que una falla interna producirá una corriente de secuencia cero mucho mayor que una condición de energización. Además, la componente de secuencia cero puede o no aparecer en alguno de los devanados de transformador debido al tipo de conexión.

Para contrarrestar operaciones no deseadas, se propone medir la distancia que existe entre la componente de secuencia cero respecto a las componentes de secuencia negativa y positiva. Lo anterior con el objetivo de verificar que el desbalance resultante sea ocasionado por una falla interna, y que no sea resultado de las corrientes de magnetización, prescindiendo del uso de señales de tensión en el proceso de discriminación de la protección diferencial de secuencia negativa.

El índice de bloqueo propuesto se define por la expresión siguiente:

$$I_k = k \sqrt{I_{2p0p}^2 + I_{2s0p}^2 + I_{1p0p}^2 + I_{1s0p}^2} \quad (4)$$

Donde:

$$\begin{aligned} I_{2p0p} &= I_{2p} - I_{0p} \\ I_{2s0p} &= I_{2s} + I_{0p} \\ I_{1p0p} &= I_{1p} - I_{0p} \\ I_{1s0p} &= I_{1s} + I_{0p} \end{aligned}$$

Las variables I_{0p} , I_{1p} e I_{2p} corresponden a las componentes de secuencia cero, positiva y negativa de las corrientes del lado primario, respectivamente. Mientras que, I_{0s} , I_{1s} e I_{2s} son las componentes de secuencia correspondiente a las corrientes del lado secundario. Sin embargo, la componente I_{0p} e I_{0s} puede no ser considerada en el índice de bloqueo, dependiendo de la conexión del transformador. Para conexiones estrella-estrella la componente de referencia será I_{0p} . Mientras que para conexiones delta-estrella, la referencia será la componente correspondiente al devanado conectado en estrella.

Por otro lado, k representa un porcentaje de ajuste para determinar la distancia que existe entre la componente de secuencia cero y las componentes de secuen-

cia, positiva y negativa. En el presente trabajo, el valor de k es evaluado empíricamente y por consiguiente es recomendable un valor igual a 0.1, equivalente a 10 % de la distancia entre secuencias. De tal manera que, si durante la energización I_k es menor a un segundo ajuste Th (normalmente se recomiendan valores entre 1.1 y 1.2), se determina que se trata de una energización. En caso contrario, se confirma que se trata de una falla interna. Por consiguiente, el desempeño de la protección diferencial se mejora, resultado de la función adicional de bloqueo sin la necesidad de recurrir a las señales de tensión, reduciendo a su vez la cantidad de equipos que integran el esquema de protección.

En resumen, el algoritmo propuesto incluyendo la función de bloqueo se muestra en la Figura 2. El proceso de muestreo con ventana deslizante se realiza conforme a las frecuencias de muestreo recomendadas para los sistemas de medición y protección. Las señales muestreadas se pasan por una etapa de filtrado, generalmente un filtro antialiasing para eliminar las frecuencias superiores al valor definido por el teorema de Nyquist (Phadke & Thorp, 2009). Despues, se calculan los fasores de corriente por fase para posteriormente realizar la transformación del marco de referencia. Una vez que se obtienen las componentes de secuencia para las señales de corriente, en ambos lados del transformador, se procede a evaluar la condición del transforma-

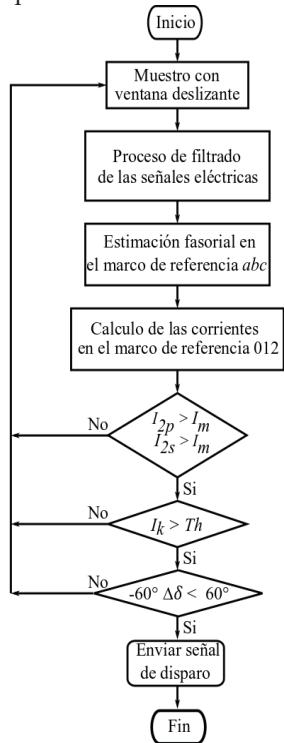


Figura 2. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para el relevador 87Q

dor siguiendo el método propuesto. El diagrama de flujo del algoritmo planteado y mostrado en la Figura 2 se implementó en el software libre ATP/EMTP, donde se simularon varios escenarios de falla con el objetivo de validar el algoritmo descrito.

SISTEMA DE PRUEBA

Con el propósito de analizar el algoritmo de protección planteado se utilizó una red de prueba considerando un nivel de tensión de 230 kV. La Figura 3 muestra el diagrama unifilar de la red prueba. El transformador tiene una capacidad nominal de 100 MVA, con tensiones nominales de 230/115 kV, y una conexión Ynd30. Mediante una línea de transmisión de 115 kV y 100 km de longitud, se alimenta una carga de 80 MVA con factor de potencia de 0.8 en atraso. Los parámetros del sistema equivalente, el transformador de potencia y de la línea de transmisión se muestran en la Tabla 1.

El comportamiento no lineal del transformador se muestra en la Figura 4, y la relación de puntos que describen dicha característica se observan en la Tabla 2.

El circuito eléctrico equivalente incluye a los transformadores de corriente, los cuales forman parte del esquema de protección diferencial, ya que reducen las corrientes a niveles más accesibles para su manipulación. El modelo utilizado del transformador de potencia y de los TCs considera el comportamiento no lineal del núcleo ferromagnético, esto con el fin de representar los efectos de la componente de corriente directa y las corrientes armónicas generadas por la energización, las cuales contribuyen al fenómeno de saturación (CIGRE, Brochure 39, 1990; Neves & Dommel, 1995). Por ejemplo, en la Figura 5 se muestra un escenario durante la energización de un transformador, donde se puede observar la diferencia que existe entre la corriente medida en alta tensión y la corriente medida (corriente de baja tensión escalada al lado primario) por el TC.

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Este trabajo aborda el uso de un modelo de relevador 87Q considerando una nueva función de bloqueo. El modelo del relevador propuesto se implementó en el

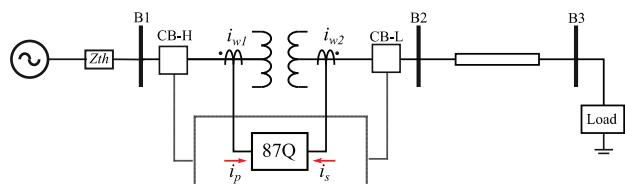


Figura 3. Circuito equivalente del sistema de potencia

Tabla 1. Datos del sistema de prueba

Equipo	Secuencia	R	X	B
Fuente de 230 kV	Cero	86.4545 Ω	432.2726 Ω	-
	Positiva	34.5818 Ω	172.9091 Ω	-
Transformador	Cero	0.9065 Ω	31.7271 Ω	-
	Positiva	0.9065 Ω	31.7271 Ω	-
Línea de transmisión	Cero	0.3747 Ω/km	1.2507 Ω/km	3.4109 μS/km
	Positiva	0.1221 Ω/km	0.5027 Ω/km	2.0358 μS/km

Tabla 2. Relación V-I de la inductancia no lineal del transformador

I [A]	V [kV]
0.4008	40.8892
1.1017	77.3104
2.2159	104.0895
4.5184	126.1510
6.9932	136.2734
14.7378	148.0181
45.9905	159.0954
136.0375	167.1660
281.0170	178.6327

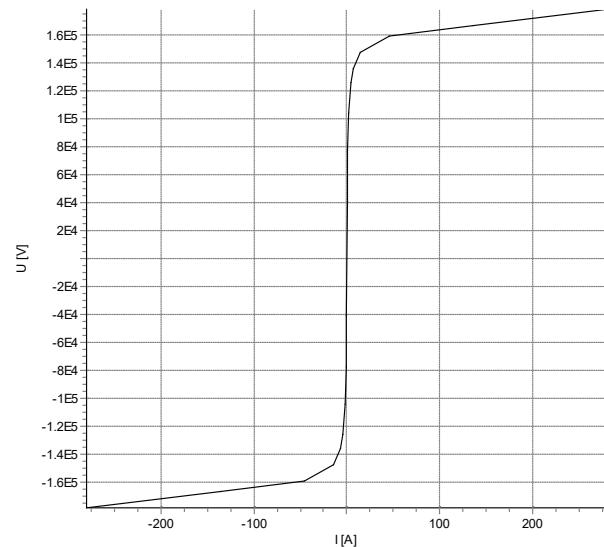


Figura 4. Característica no lineal del transformador

programa ATP/EMTP (Høidalen, 1995; Alternative Transients Program (ATP), 1987). Para evaluar la respuesta del relevador implementado, se evalúan sus características considerando escenarios de diferentes eventos relacionados con el transformador de potencia, que incluyen la simulación de energización, ocurrencia de fallas internas y externas, así como el incremento súbito de carga. Además, se consideró una frecuencia de muestreo de 3.84 kHz. El algoritmo de estimación fasorial utilizado es el filtro de Fourier. A fin de evaluar la respuesta de la función de bloqueo propuesta, se simularon diferentes escenarios de falla. Los resultados más relevantes se resumen en los siguientes casos de estudio.

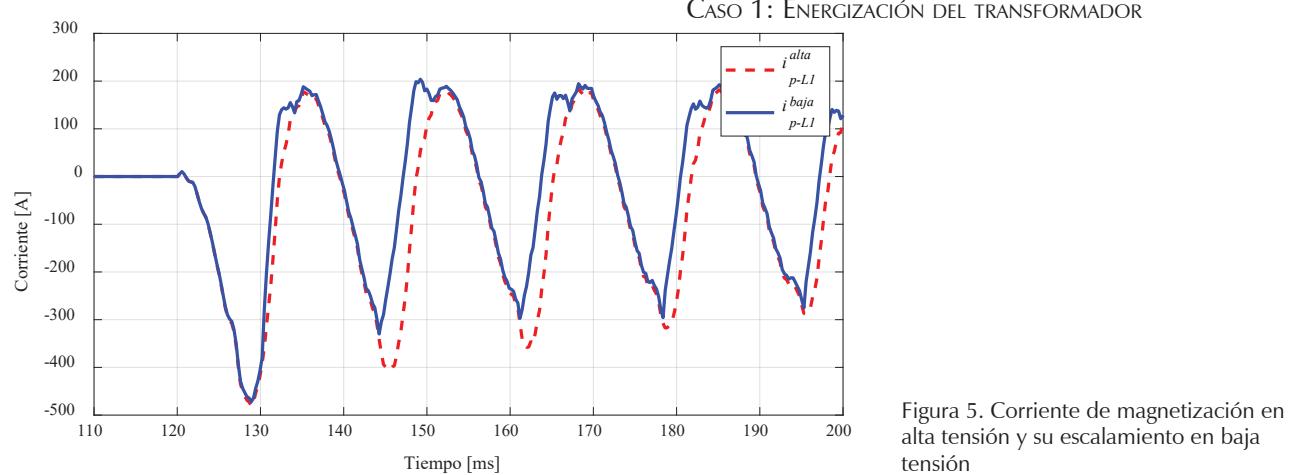


Figura 5. Corriente de magnetización en alta tensión y su escalamiento en baja tensión

La energización del transformador es una condición transitoria durante la cual la corriente de magnetización puede alcanzar magnitudes de hasta 10 veces la corriente nominal (Horowitz & Phadke 2008). Esta corriente generalmente se manifiesta en el lado primario del transformador, dando lugar a una corriente diferencial debido a la rama de magnetización del transformador. Esta corriente es transitoria y se desvanece de acuerdo con las características del sistema, principalmente por el factor de amortiguamiento. Ante esta condición, se debe asegurar que la protección diferencial no genere disparos en falso. En este sentido, la propuesta presentada se analiza para demostrar que el funcionamiento de la protección 87Q, mejora considerando el índice de bloqueo propuesto, sin la necesidad de recurrir a las señales de tensión.

Las Figuras 6a y 6b muestran los primeros ciclos de la corriente de magnetización (inrush) en el transformador en el lado de alta y la corriente medida en el lado de baja, respectivamente. Las corrientes que se muestran corresponden a las corrientes que se obtienen por los TCs. De estas figuras se puede apreciar una diferencia entre magnitudes de corrientes primarias y secundarias, la cual puede ser la causa de una operación en falso.

El comportamiento de las corrientes en el dominio de secuencias se muestran en la Figura 7, donde se comparan las magnitudes de secuencia negativa respecto al ajuste I_m , tal como se observa en la Figura 7a. Posteriormente, se procede a verificar la respuesta del ROA para

definir si el evento corresponde a una falla interna. Lo anterior se puede observar en la Figura 7c, donde claramente se observa que $\Delta\delta$ entra en la región de operación, dando lugar a una operación en falso. Sin embargo, el desempeño del esquema diferencial de secuencia negativa se logra mejorar cuando agregamos la nueva función de bloqueo. En este caso, I_k se compara con el umbral o segundo ajuste Th . En la Figura 7b, se observa que I_k no sobrepasa el valor de Th , por lo tanto, se asegura que la protección diferencial no produzca una operación en falso ante esta condición transitoria. Por consiguiente, la propuesta presentada ofrece mayor seguridad y confiabilidad durante la operación de la protección. Es de resaltarse, que la discriminación de corrientes transitorias se identifica adecuadamente sin necesidad de recurrir a las señales de tensión.

CASO 2: FALLA INTERNA (ENTRE FASES)

Con el objetivo de analizar la respuesta del algoritmo propuesto se simuló una falla interna entre fases. Este tipo de fallas es una condición que se puede llegar a presentar por la degradación del aislamiento entre devanados. La magnitud de corriente de falla dependerá de la ubicación de la misma a lo largo de los devanados respecto a tierra, y de los devanados involucrados (Oliveira & Cardoso, 2017). Ante estos escenarios de falla interna, la protección diferencial debe garantizar la

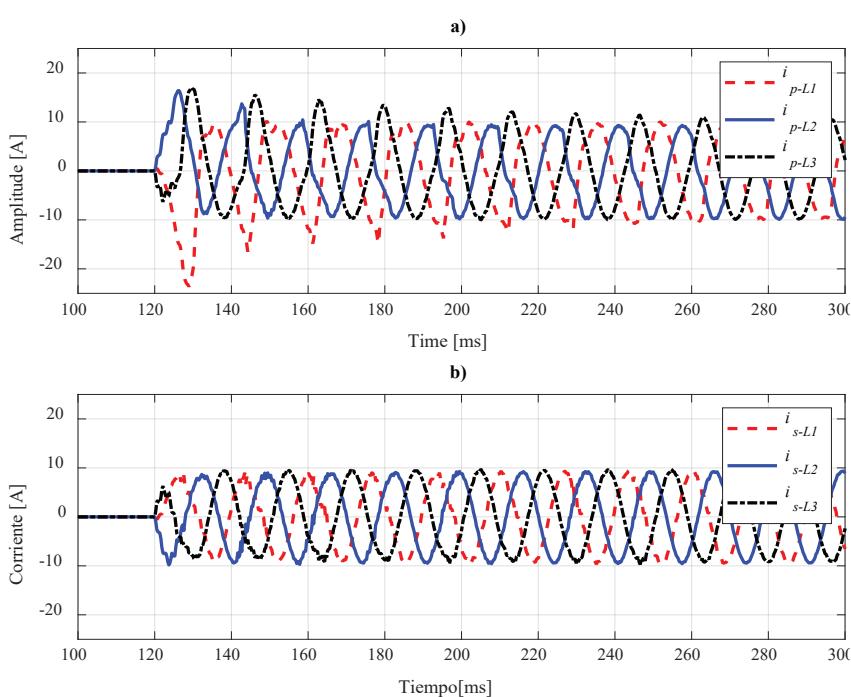


Figura 6. Formas de onda durante la energización del transformador:
a) corrientes primarias, b) corrientes secundarias

operación correctamente, a fin de evitar la propagación de la falla a otros elementos del sistema de potencia.

Las Figuras 8a y 8b muestran el comportamiento de las corrientes registradas por los TCs ante este tipo de falla, tanto en el lado primario como en el secundario, respectivamente. Además, se puede observar el periodo de falla, que ocurre en un tiempo igual a 600 ms, y después es liberada en 715 ms.

El resultado del esquema diferencial implementado se puede observar en Figura 9a, donde se muestran las corrientes de secuencia negativa y su comportamiento respecto al ajuste I_m . Como puede observarse, las magnitudes de corriente sobrepasan el umbral establecido, lo cual es indicativo de la presencia de un desbalance que aún no es identificado o asociado a una condición de falla. Por consiguiente, se procede a evaluar I_k para

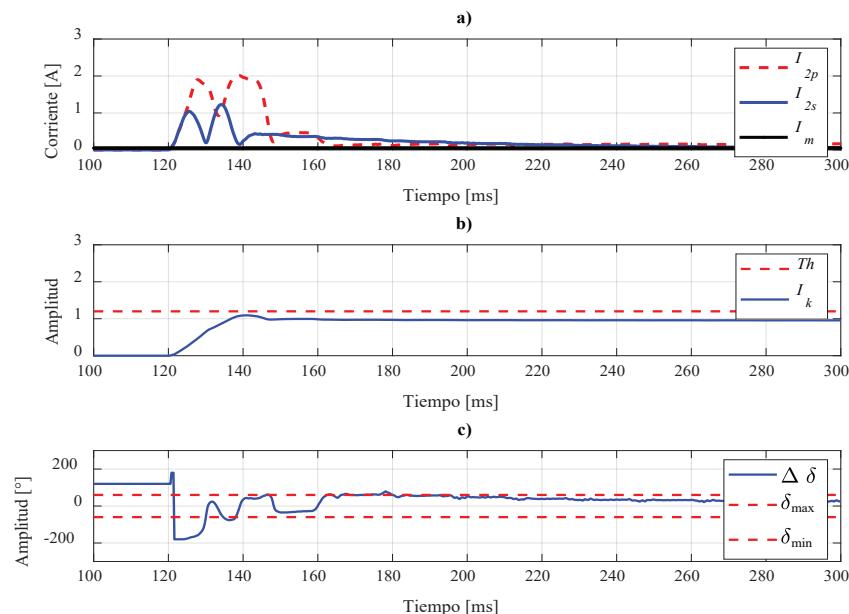


Figura 7. Resultados del algoritmo para el caso 1: a) magnitudes de corriente de secuencia negativa, b) distancia entre componentes de secuencias I_k y c) respuesta del ROA

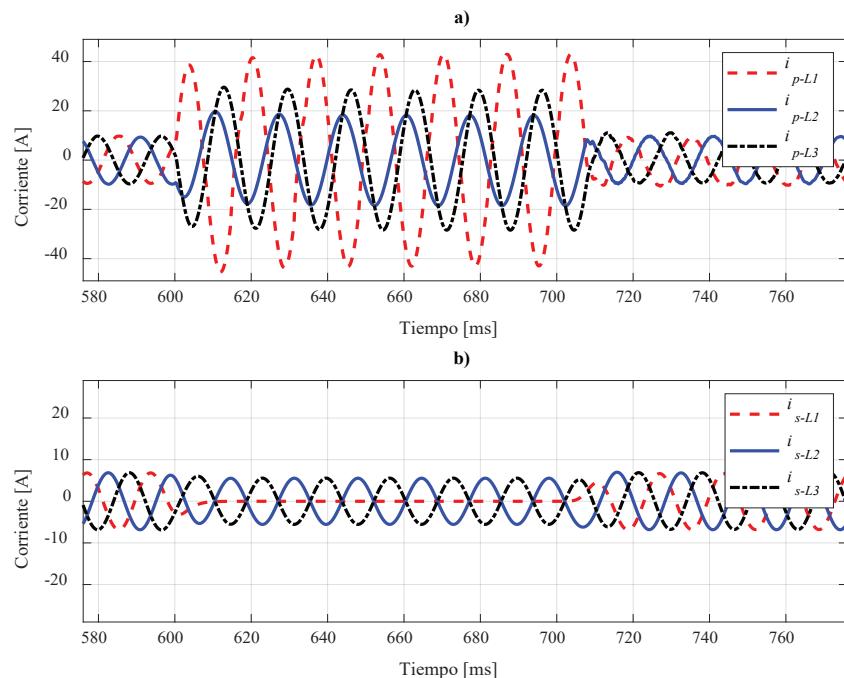


Figura 8. Formas de onda para falla interna: a) corrientes primarias, b) corrientes secundarias

determinar si se trata de una condición de falla. La Figura 9b muestra el comportamiento de I_k , donde se puede apreciar que se supera el umbral Th , y como resultado de este proceso se procede a evaluar la respuesta de ROA a fin de discriminar entre evento transitorio o condición de falla interna. Finalmente, la Figura 9c muestra que la diferencia angular entre fases cae dentro de la región de operación, indicando que se trata de una condición de falla interna.

CASO 3: FALLA EXTERNA (UNA FASE A TIERRA)

Las fallas que involucran una fase y tierra son una de las fallas más comunes que pueden llegar a presentarse en cualquier sistema eléctrico. Es por esta razón que se considera una falla fuera del área de cobertura de la protección diferencial (falla externa). La falla fue simulada a la mitad de la línea de transmisión, cuyas señales medidas se muestran en la Figura 10. Se puede observar que las señales de corriente presentan cambios importantes tanto en el lado primario como en el lado secundario del transformador. Además, de la Figura 10a y 10b se observa que las magnitudes tanto primarias como secundarias, vistas por los TCs son muy similares en magnitud.

Para asegurar el correcto funcionamiento del esquema diferencial, se analiza el comportamiento de las señales de corriente mediante el cambio de marco de referencia, es decir, las corrientes de secuencia negativa. Estas se pueden ver en la Figura 11a, mostrando que sus magnitudes son mayores al ajuste de I_m . Entonces,

se procede a verificar el comportamiento de I_k respecto al ajuste Th , el cual se muestra en la Figura 11b, donde se alcanza a observar que el umbral es superado. Entonces, para asegurarse de que este evento corresponde a una condición de falla interna, es necesario evaluar la respuesta del ROA, cuyos resultados se muestran en la Figura 11c. En esta última figura, se observa que la diferencia angular resultante permanece fuera de la región de operación. Por consiguiente, se determina que este evento es resultado de una falla externa y, por lo tanto, el relevador no debe operar porque la diferencia angular se mantiene fuera de la zona de operación, tal como se muestra en la Figura 11c.

CASO 4: INCREMENTO DE CARGA

El fenómeno de incremento de carga es directamente proporcional al incremento de corriente y generalmente se asocia a una conexión súbita a través de una commutación. En este trabajo se consideró la inserción de una carga ligeramente desbalanceada con el fin de evaluar el efecto de las corrientes de secuencia negativa. De modo que, se espera que este fenómeno no induzca una operación en falso en la protección diferencial.

Las Figuras 12a y 12b muestran la gráfica de las corrientes primaria y secundaria del transformador, vistas por los TCs, respectivamente. En estas figuras se observa que las corrientes son similares en magnitud. A los 7s se simula el incremento de carga considerando desbalance en la misma, por consiguiente, se espera la aparición de las componentes de secuencia negativa y

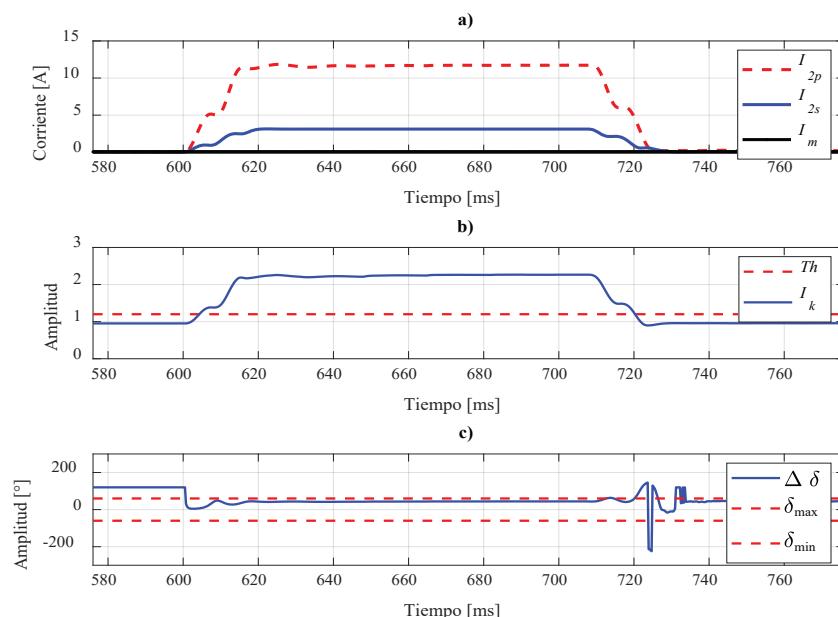


Figura 9. Resultados del algoritmo para el caso 2: a) magnitudes de corriente de secuencia negativa, b) distancia entre componentes de secuencias I_k y c) respuesta del ROA

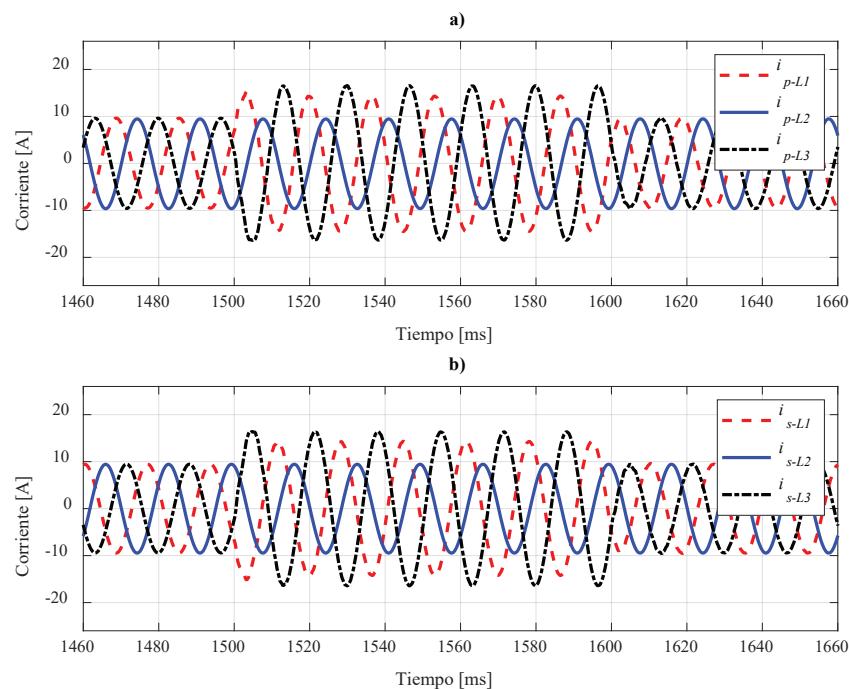


Figura 10. Formas de onda para falla externa: a) corrientes primarias, b) corrientes secundarias

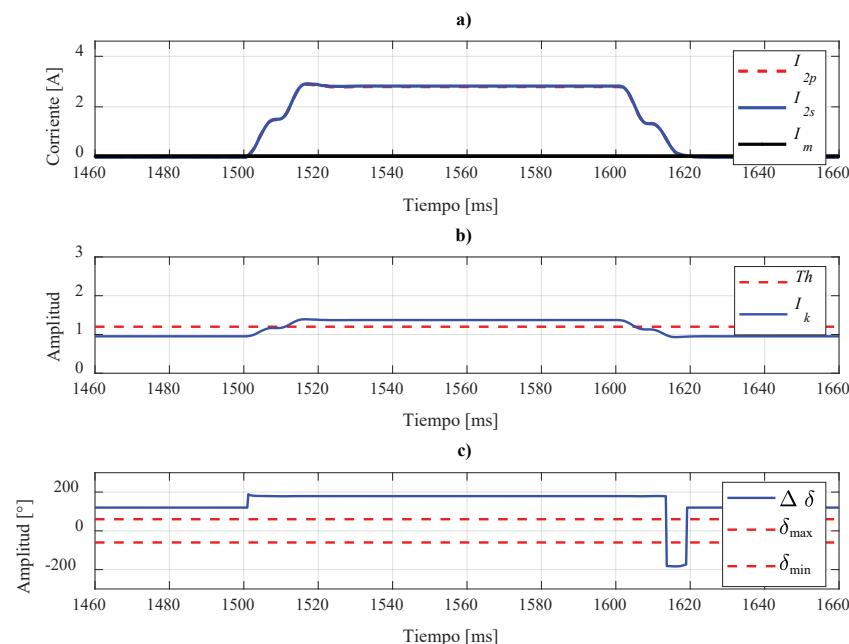


Figura 11. Resultados del algoritmo para el caso 3: a) magnitudes de corriente de secuencia negativa, b) distancia entre componentes de secuencias l_k y Th, c) respuesta del ROA

cero. Por lo que es necesario evaluar la respuesta del esquema propuesto ante esta condición transitoria con el objetivo de asegurarse que el algoritmo no dispare debido al desbalance ocasionado por la carga.

Por otro lado, la Figura 13a muestra las magnitudes de las corrientes de secuencia negativa, tanto para el lado primario como para el secundario. Donde a su vez,

se alcanza a observar que las magnitudes de corriente superan el primer ajuste definido por I_m (Figura 13a). Sin embargo, de acuerdo con la Figura 13b, no se logra superar el segundo umbral Th , lo que significa que la protección no debe operar. De igual forma, al analizar la diferencia angular se observa que esta no ingresa a la zona de operación. Lo anterior se puede ver en la Figu-

ra 13c. Finalmente, se comprueba que el esquema propuesto incrementa la confiabilidad de la protección diferencial de secuencia negativa.

Después de evaluar una gran cantidad de escenarios de falla, se comprobó que la protección diferencial de secuencia negativa es capaz de operar adecuadamente bajo el esquema propuesto, cumpliendo de esta manera con la filosofía de protecciones, como son segu-

ridad, confiabilidad, selectividad y simplicidad. El algoritmo propuesto garantiza la operación adecuada ante condiciones transitorias y es fácil de implementar.

CONCLUSIONES

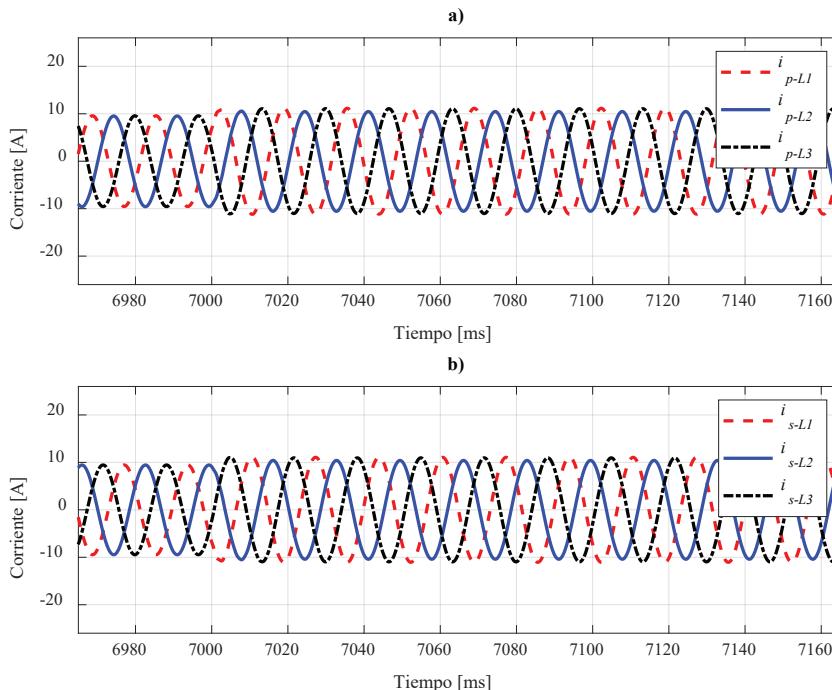


Figura 12. Formas de onda para el caso 4: a) corrientes primarias, b) corrientes secundarias

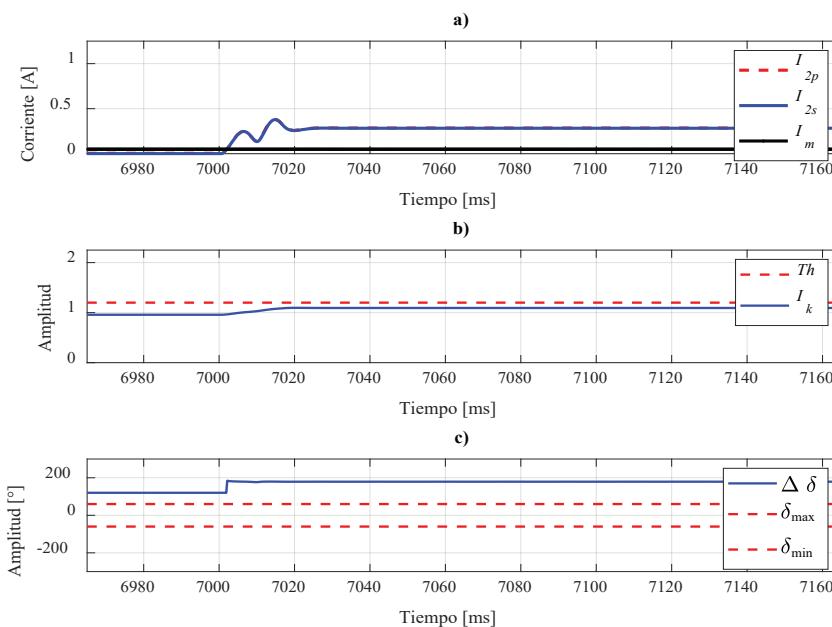


Figura 13. Resultados del algoritmo para el caso 4: a) magnitudes de corriente de secuencia negativa, b) distancia entre componentes de secuencias I_k y c) respuesta del ROA

En este trabajo se describió una propuesta para mejorar el desempeño de una protección diferencial de transformadores utilizando un esquema diferencial de secuencia negativa. El análisis y la implementación de la protección se desarrolló en el programa libre ATP/EMTP. Mediante este programa de simulación se realizaron una gran variedad de simulaciones de eventos relacionados con la energización, falla interna, falla externa, entre otros. Lo anterior con la finalidad de evaluar la confiabilidad, rapidez y selectividad del esquema propuesto. Esta idea se basó en la evaluación de tres ajustes: umbral de la magnitud de corriente de secuencia negativa I_m ; umbral de distancia para determinar la separación entre las componentes de secuencia Th , y el umbral de la diferencia angular ROA definido por las corrientes primarias y secundarias. Con base en los resultados obtenidos, la operación correcta de la protección se concreta sí y solo sí se cumplen las tres condiciones anteriormente mencionadas.

En este sentido, la propuesta descrita genera mayor confiabilidad debido a que otorga una mayor sensibilidad ante corrientes de energización. Además, se obtiene una mejor selectividad debido a que garantiza el envío de las señales de disparo a los interruptores de potencia, únicamente cuando la falla ocurre dentro del transformador o cuando se encuentra dentro de la zona de protección del mismo. En este sentido, la propuesta contribuye a la mejora de las características funcionales de economía y simplicidad, prescindiendo de las señales de tensión, lo cual reduce la cantidad de equipo eléctrico involucrado. Como trabajo futuro, los autores recomiendan un análisis más extenso donde se consideren energización de transformadores conectados en paralelo y analizar diferentes tipos de conexiones. Así mismo, la propuesta analizada puede ser implementada y adaptada en esquemas de protección existentes.

AGRADECIMIENTOS

El autor Torres V. agradece al proyecto PAPIIT IA106429 por el apoyo en el desarrollo de esta investigación.

REFERENCIAS

- Aleksey, D. I. (2018). Transformer fault analysis using instantaneous symmetrical components. In Proc. 2018 IEEE Conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering, 641-644. Moscow, Russia.
- Al-Harbawi, Y. Z. (2013). *An advance course in power system protection*. Polonia: Institute of Electrical Power Engineering.
- Alternative Transients Program (ATP). (1987). Rule book. Canadian/American EMTP user group.
- Babiy M., Gokaraju R. & García J. C. (2015). Turn-to-turn fault detection in transformers using negative sequence currents. In Proc. 2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference, 158-163, Winnipeg, MB, Canada. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2011.6070187>
- Behjat V., Vahedi A., Setayeshmehr A. & Borsi H. (2011). Diagnosing shorted turns on the windings of power transformers based upon online FRA using capacitive and inductive couplings. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4), 2123-2133. DOI: [10.1109/TPWRD.2011.2151285](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2151285)
- Blackburn J. L. (2006). *Protective relaying principles and applications*. USA: CRC Press.
- CIGRE, Brochure 39. (1990). Guidelines for representation of network elements when calculating transients. CIGRE-Working Group 33-02.
- Das, J. C. (2011). *Power system analysis: Short-circuit load flow and harmonics*. Florida: CRC Press.
- Elnewehi, A. F., Schweitzer, E. O. & Feltis, M. W. (1993). Negative-sequence overcurrent element application and coordination in distribution protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(3), 915-924. <https://doi.org/10.1109/61.252618>
- Glassburn R. L. (1958). A transformer differential relay with second-harmonic restraint. *IEEE Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 77(3), 913-918. <https://doi.org/10.1109/AIEEPAS.1958.4500059>
- Gokaraju D. Z. (2016). Prototype of a negative-sequence turn-to-turn fault detection scheme for transformers. Presented at the IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meeting. Boston, MA, USA.
- Horowitz S. H. & Phadke A. G. (2008). *Power system relaying*. A John Wiley and Sons.
- Høidalen, H. K. (1995). ATPDraw version 6.2 for Windows. Graphical pre-processor to ATP/EMTP.
- IEEE. (2008). IEEE Guide for Protecting Power Transformers.
- Kasztreny B., Fischer N. & Altuve H. (2015). Negative-sequence differential protection-principles, sensitivity, and security. In Proc. 68th Annual conference for protective relay engineers, 364-378. TX, USA. <https://doi.org/10.1109/CPRE.2015.7102180>
- Lin, X., Huang J., Zeng L. & Q. Bo Z. (2010). Analysis of electromagnetic transient and adaptability of second-harmonic restraint based differential protection of UHV power transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(4), 2299-2307. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2050343>
- Marques, J. P. & Cardoso, J. G., Peres de Morais, A. (2018). New methodology for identification of sympathetic inrush for a power transformer using wavelet transform. *IEEE Latin America Transactions*, 16(4), 1158-1163. <https://doi.org/10.1109/tla.2018.8362151>
- Medeiros, R. P., Costa, F. B. & Silva, K. M. (2016). Power transformer differential protection using the boundary discrete wavelet transform. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(5), 2083-2095. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2015.2513778>

Neves, W. & Dommel, W. (1995). Saturation curves of delta-connected transformers from measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10(3), 1432-1437. <https://doi.org/10.1109/61.400926>

Oliveira L. & Cardoso A. J. (2017). Comparing power transformer turn-to-turn faults protection methods: Negative sequence component versus space vector algorithms. *IEEE Transaction on Industry Applications*, 53(3), 2817-2825. DOI:10.1109/TIA-D-15-7303704

Phadke A. G. & Thorp J. S. (2009). *Computer Relaying for power systems*. England: A John Wiley and Sons.

Silva, K. & Antunes, K. (2014). Evaluation of power transformer differential protection using the ATP software. *IEEE Latin America Transactions* 12(2), 161-168. DOI:10.1109/TLA.2014.6749533