

**REVISIÓN DE LOS MÉTODOS PARA LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN PRESENCIA DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

JAVIER ARMANDO VARGAS VILLAMIZAR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2023**

**REVISIÓN DE LOS MÉTODOS PARA LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN PRESENCIA DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

JAVIER ARMANDO VARGAS VILLAMIZAR

Monografía presentada para optar al título de:
**ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

DIRECTOR
OSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA
Dr. CIENCIAS CON ÉNFASIS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2023

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

1	OBJETIVOS.....	16
1.1	OBJETIVO GENERAL.....	16
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2	MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	17
2.1	MÉTODOS SELECCIONADOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	17
2.1.1	Método 1 – Protección de alimentadores de distribución futuros usando elementos de sobrecorriente direccionales.....	19
2.1.2	Método 2 – Un nuevo esquema de protección de voltaje adaptativo para la red de distribución con generación distribuida.....	28
2.1.3	Método 3 – Análisis de la coordinación de dispositivos de protección con la aplicación de un SFCL debido a la aplicación de generación dispersa en un sistema de distribución de energía. 32	
2.1.4	Método 4 – Propuesta de un esquema de protección adaptativa para sistemas de distribución con generación distribuida.....	34
2.1.5	Método 5 – Esquema adaptativo de protección contra sobrecorriente para reconector direccional de ajuste dual y coordinación de fusibles en redes de distribución desequilibradas con generación distribuida.....	38
2.1.6	Método 6 – Metodología de optimización para la ubicación de generación distribuida en redes de distribución evaluando la coordinación de protecciones.	45
2.1.7	Método 7 – Una técnica de clasificación para la coordinación reconector-fusible en sistemas de distribución con generación distribuida.....	50

2.1.8	Método 8 – Análisis de los impactos de la colocación del limitador de corriente de falla superconductora (SFCL) en la expansión de la generación distribuida (GD).	54
2.1.9	Principales ventajas y limitaciones de los métodos revisados	58
3	<i>RECOMENDACIONES PARA LA METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA</i>	60
3.1	NORMATIVIDAD LOCAL – COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CON INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	60
3.2	PROPUESTA DE METODOLOGÍA A IMPLEMENTAR EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON LA INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA TENIENDO EN CUENTA LA NORMATIVA LOCAL	63
4	CONCLUSIONES	69

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Artículos seleccionados para revisión de métodos en los últimos 10 años publicados en revistas IEEE.</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 2. Principales ventajas y limitaciones de los métodos revisados.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 3. Métodos seleccionados y propuesta de orden de aplicación.</i>	<i>63</i>

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Diagrama de impedancia del elemento direccional de fase.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2. Elemento direccional del relé de fase I1 Vs V1.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3. Salida de un parque eólico con factor de potencia de uno.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 4. Disparo del relé con factor de potencia bajo.</i>	<i>23</i>
<i>Figura 5. Diagrama típico de impedancia de invasión de carga.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 6. Diagrama de invasión de carga para un control direccional seguro del alimentador.</i>	<i>25</i>
<i>Figura 7. Diagrama de impedancia de control direccional agregado para elemento de sobrecorriente direccional.</i>	<i>25</i>
<i>Figura 8. Control direccional agregado para elemento de sobrecorriente direccional: Ref. V1.</i>	<i>26</i>
<i>Figura 9. Control direccional agregado de alimentador para diagrama de impedancia del elemento de sobrecorriente direccional.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 10. Esquema de configuración de protección de voltaje adaptativo.</i>	<i>29</i>
<i>Figura 11. Esquema de protección de voltaje adaptativo.</i>	<i>30</i>
<i>Figura 12. Configuración esquemática de un circuito experimental para el análisis de la coordinación de protección en un sistema de distribución de energía con un SFCL.</i>	<i>33</i>
<i>Figura 13. Diagrama del esquema de protección adaptativo propuesto.</i>	<i>35</i>
<i>Figura 14. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto.</i>	<i>35</i>
<i>Figura 15. Metodología propuesta para la coordinación reconectador-fusible utilizando DSDR en redes de distribución - Parte 1.</i>	<i>39</i>
<i>Figura 16. Metodología propuesta para la coordinación reconectador-fusible utilizando DSDR en redes de distribución - Parte 2.</i>	<i>41</i>
<i>Figura 17. Metodología propuesta para la coordinación reconectador-fusible utilizando DSDR en redes de distribución - Parte 3.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 18. Metodología para establecer el porcentaje de coordinación con GD.</i>	<i>46</i>
<i>Figura 19. Diagrama de flujo de la metodología de optimización.</i>	<i>48</i>
<i>Figura 20. Mejora de la coordinación de la protección mediante la búsqueda de la mejor ubicación de GD.</i>	<i>51</i>

Figura 21. Mejora de la coordinación de protección al cambiar la configuración del reanectador..... 52

Figura 22. Procedimiento para el análisis de impactos de la ubicación de SFCL en la expansión de generación distribuida (GD). 57

Figura 23. Alimentador con protección fusible - reanectador considerando generación (Norma EPM)..... 62

Figura 24. Esquema de procedimiento propuesto para la coordinación de protecciones con la inclusión de generación distribuida de acuerdo con los métodos revisados (Parte 1). . 67

Figura 25. Esquema de procedimiento propuesto para la coordinación de protecciones con la inclusión de generación distribuida de acuerdo con los métodos revisados (Parte 2). . 68

ABREVIATURAS

GD	Generación distribuida (<i>Distributed generation</i>)
IED	Dispositivo electrónico inteligente (<i>Intelligent electronics devices</i>)
SFCL	Limitador de corriente de falla superconductor (<i>Superconducting fault current limiter</i>)
AP	Protección adaptativa (<i>Adaptive protection</i>)
DSDR	Reconectador direccional de doble ajuste
DN	Redes de distribución (<i>Distribution networks</i>)
CTI	Intervalo de tiempo de coordinación (<i>Coordination time Interval</i>)
MMT	Tiempo mínimo de fusión (<i>Minimum melting time</i>)
TCT	Tiempo total de despeje (<i>Total clearing time</i>)
PD	Dispositivos de protección (<i>Protective devices</i>)
TDS	Ajustes de tiempo dual (<i>Dual time-dial settings</i>)
FCT	Tiempo eliminación de falla (<i>Fault clearing time</i>)

RESUMEN

TITULO: Revisión de los métodos para la coordinación de protecciones en redes de distribución en presencia de generación distribuida.*

AUTORES: JAVIER ARMANDO VARGAS VILLAMIZAR.**

PALABRAS CLAVE: Generación distribuida, sistemas de distribución, coordinación de protecciones, relés de protección, reconector, fusibles.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo está enfocado en la revisión de métodos para la coordinación de protecciones en redes de distribución con la inclusión de generación distribuida. A raíz de los inconvenientes que se presentan en las redes de distribución, existen diferentes situaciones que pueden surgir al tener dos o más fuentes de generación de energía, tales como operación indebida de protecciones, aumento de la corriente de cortocircuito, pérdida de la confiabilidad del sistema y de la selectividad de los dispositivos de protección. Dada esta problemática, en el presente documento se realiza una revisión de métodos para la coordinación de protecciones en redes con generación distribuida tomando con principal fuente de consulta las publicaciones en revistas IEEE de los últimos 10 años. Entre la revisión se buscan métodos que estén al alcance de los operadores de red de la zona, además se realiza un análisis sobre las ventajas y limitaciones de cada uno de los métodos y a partir de esto, se seleccionan los métodos que se pueden aplicar a las redes de distribución existentes. A partir de esta revisión, se verifican las normas existentes en el entorno local y se determina una metodología

* Monografía

** Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Dr. Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

de aplicación de los métodos seleccionados, considerando las opciones que presentan cada uno y descartando a medida que se aplican y no se generan soluciones.

ABSTRACT

TITLE: Review of the methods for the coordination of protections in distribution networks in the presence of distributed generation.*

AUTHOR: JAVIER ARMANDO VARGAS VILLAMIZAR.**

KEY WORDS: Distributed generation, distribution systems, protection coordination, protection relays, recloser, fuses.

DESCRIPTION:

The present work is focused on the review of methods for the coordination of protections in distribution networks with the inclusion of distributed generation. As a result of the inconveniences that are presented in the distribution networks, there are different situations that can arise when having two or more sources of energy generation, such as improper operation of protections, increase in short-circuit current, loss of reliability of the system and the selectivity of the protection devices. Given this problem, in this document a review of methods for the coordination of protections in networks with distributed generation is carried out, taking as the main source of consultation the publications in IEEE journals of the last 10 years. Among the review, methods are sought that are within the reach of network operators in the area, an analysis is also carried out on the advantages and limitations of each of the methods and from this, the methods

* Monografía

** Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Dr. Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica.

that can be applied to the existing distribution networks. Based on this review, the existing standards in the local environment are verified and an application methodology of the selected methods is determined, considering the options presented by each one and discarding as they are applied, and no solutions are generated.

INTRODUCCIÓN

La llegada de la generación distribuida se ha convertido en un reto para los sistemas de distribución, dado que los dispositivos de protección actualmente instalados son unidireccionales y los esquemas de protección no están configurados para responder ante corrientes bidireccionales que aparecen por la inclusión de la generación distribuida. Para los operadores de red se convierte en un desafío realizar los ajustes a los dispositivos de protección para garantizar una red confiable y evitar salidas de los circuitos por disparos no deseados, además, afectando a la calidad del servicio de energía eléctrica.

Dentro de los inconvenientes que se pueden presentar ante la inclusión de la generación distribuida, se tiene: disparos falsos, incremento de la corriente de cortocircuito, pérdida de coordinación, cegamiento de protecciones y problemas con los reconectores al cambiar de fallas temporales a permanentes¹.

Con estos problemas que pueden ocurrir en presencia de generación distribuida, la motivación para esta monografía parte de realizar una revisión de los métodos que se han desarrollado en los últimos 10 años y están publicados en revistas IEEE para tener certeza de los métodos planteados y simulados por diferentes autores. De esta manera consignar los métodos que podrían llegar a aplicarse en los sistemas de distribución como parte de las soluciones disponibles actualmente, aunque es un tema bastante amplio y requiere de profundización para su adecuado desarrollo. Dentro de los métodos en estudio actualmente se encuentran las protecciones adaptativas de

1 TELUKUNTA, Vishnuvardhan; PRADHAN, Janmejaya; AGRAWAL, Anubha; SINGH, Manohar y GARUDACHAR, SRIVANI, Sankighatta. Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review. En: CSEE Journal of Power and Energy Systems. 2017, vol. 3, nro 4, p 2-3.

sobrecorriente y voltaje, metodologías para coordinación reconectador-fusible y fusible-fusible, además algoritmos de búsqueda para determinar los puntos óptimos de ubicación de generación distribuida y el estado en el que se encuentra la coordinación de protecciones y muchos más.

El documento se presenta de la siguiente manera, inicialmente se realiza la revisión de los métodos de coordinación de protecciones en revistas IEEE en los últimos 10 años (2012-2022), también se basa en un análisis de las limitaciones y ventajas de los métodos en revisión, seguidamente se presenta la normativa local y los métodos seleccionados para aplicar en el entorno local de sistemas de distribución. Teniendo estos métodos, se plantea una esquema propuesto de aplicación.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Revisar los métodos utilizados para la coordinación de protecciones en las redes de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida, a partir de artículos publicados en la IEEE en los últimos 10 años.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar los métodos desarrollados para la coordinación de protecciones en los sistemas de distribución, a partir de artículos publicados en revistas IEEE en los últimos 10 años.
- Comparar los métodos identificados de coordinación de protecciones en los sistemas de distribución, a partir de los resultados reportados en los artículos publicados en revistas IEEE en los últimos 10 años.
- Seleccionar los métodos aplicables a la coordinación de protecciones de este tipo de redes con generación distribuida en el entorno local considerando la normatividad vigente de los operadores de red.

2 MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En este capítulo, se presentan los artículos seleccionados de la base de datos del IEEE para la revisión de los métodos de coordinación de protecciones en redes con generación distribuida. Estos artículos son seleccionados a partir de un rango máximo de 10 de años con el fin de obtener un buen análisis, métodos actualizados y recientes que han sido publicados o se encuentran en estudio.

2.1 MÉTODOS SELECCIONADOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A continuación, se presentan los artículos objeto de análisis y seguidamente la descripción de cada uno de los métodos de coordinación de protecciones en redes con generación distribuida.

Tabla 1. Artículos seleccionados para revisión de métodos en los últimos 10 años publicados en revistas IEEE.

Artículo	Título	Año
1	Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements ² .	2014
2	A New Adaptive Voltage Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generations ³	2013

2 JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, 6 p.

3 MA, Jing; MA, Wei; WANG Xi y WANG Zengping. A New Adaptive Voltage Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generations. En; Canadian Journal of Electrical And Computer Engineering. 2013, vol. 36, nro 4, 10 p.

3	Analysis on Protection Coordination of Protective Devices With a SFCL Due to the Application Location of a Dispersed Generation in a Power Distribution System ⁴	2012
4	Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation ⁵	2018
5	An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalance Distribution Networks With Distributed Generation ⁶	2022
6	Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination ⁷	2015
7	A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation ⁸	2012
8	Analysis of Impacts of Superconducting Fault Current Limiter (SFCL) Placement on Distributed Generation (DG) Expansion ⁹	2016

4 LIM, Sung-Hun y KIM, Jae-Chul. Analysis on Protection Coordination of Protective Devices With a SFCL Due to the Application Location of a Dispersed Generation in a Power Distribution System. En: IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2012, vol. 22, nro 3, 4 p.

5 NASCIMENTO, J., P.; BRITO, N., S., D. y SOUZA, B., A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. En: IEEE Latin America Transactions. 2018, vol. 16, nro 5, 6 p.

6 YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2022, vol. 58, nro 2, 12 p.

7 PEDRAZA, M., A.; REYES, D., R.; GOMEZ, C., A. y SANTAMARIA, F. Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination. En: IEEE Latin America Transactions. 2015, vol. 13, nro 5, 9 p.

8 NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A., Y. y ELSHARKAWY, M., A. A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. En: IEEE Transactions on Power Delivery. 2012, vol. 27, nro 1, 10 p.

9 YOUNGWOOK, Kim; HYUNG-CHUL, Jo y SUNG-KWAN, Joo. Analysis of Impacts of Superconducting Fault Current Limiter (SFCL) Placement on Distributed Generation (DG) Expansion. En: IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2016, vol. 26, nro 4, 5 p.

2.1.1 Método 1 – Protección de alimentadores de distribución futuros usando elementos de sobrecorriente direccionales¹⁰.

La llegada de la generación distribuida a los sistemas de distribución complica los flujos no radiales de potencia activa y reactiva. Este método consiste en implementar una protección de sobrecorriente direccional para garantizar seguridad y sensibilidad en los sistemas radiales de distribución, dado que una protección de sobrecorriente no direccional presenta limitaciones, pero a su vez la protección direccional representa riesgos al ser configurado de manera errónea. La única solución para reducir estos riesgos es adicionar la función de delimitación de carga.

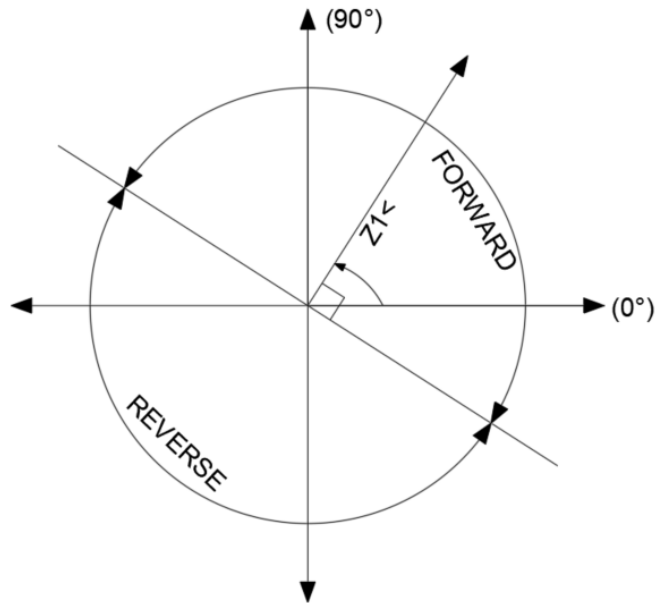
La función de la protección de sobrecorriente direccional se basa en actuar ante corrientes de falla en una dirección, en el caso de tener corrientes de falla en dos sentidos se debe verificar el ajuste y lo que se requiere proteger. Los autores plantean un ejemplo para analizar las posibles operaciones de la protección de sobrecorriente direccional ante un sistema de generación en la red de distribución, se usa un relé de alimentador de distribución común para la protección del alimentador.

El elemento se parametriza e inicia a cronometrar el disparo tan pronto como el elemento direccional indica avance, tanto en sentido hacia adelante como inverso (Figura 1)¹¹.

10 JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, 6 p.

11 Ibid., p. 3.

Figura 1. Diagrama de impedancia del elemento direccional de fase.



Fuente: JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 4.

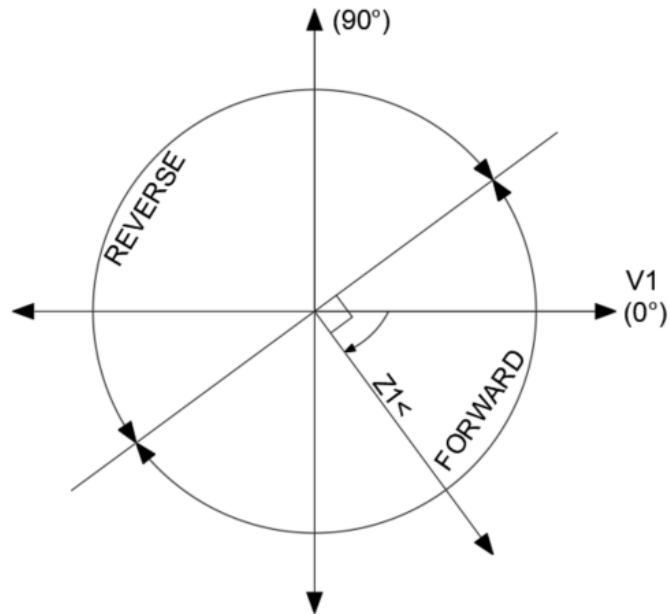
El elemento direccional del relé compara constantemente y realiza monitoreo de la impedancia de secuencia positiva ($Z1$) con respecto al ángulo de impedancia de línea ($Z1<$)¹². Cuando el ángulo de $Z1<$ es mayor a 90° se determina que la corriente fluye en sentido contrario.

Ahora, se presenta en la figura 2, el elemento direccional del relé utilizando como referencia el voltaje de secuencia positiva ($V1$) a 0° ¹³. En el momento en que la corriente de secuencia positiva ($I1$) pasa los 90° de $Z1<$, nuevamente determina que la corriente fluye en sentido contrario.

¹² JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 3.

¹³ Ibid., p. 3.

Figura 2. Elemento direccional del relé de fase I1 Vs V1.



Fuente: JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 4.

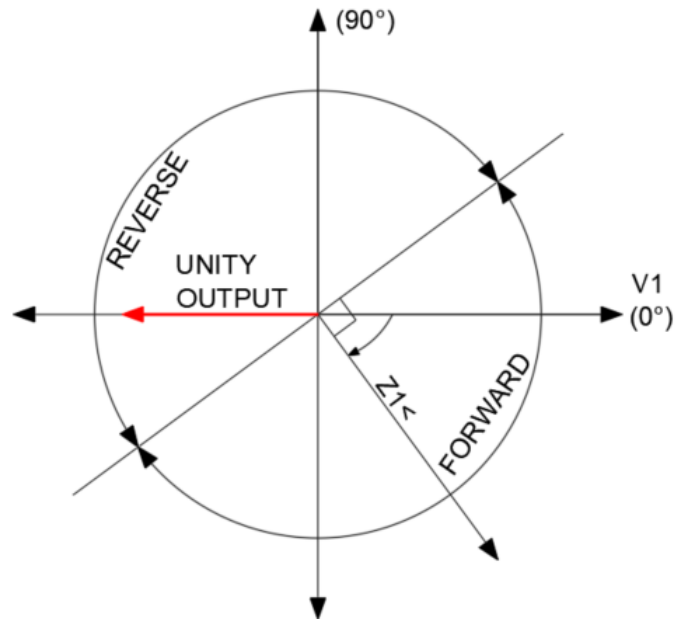
En un caso hipotético de salida de generación normal con un factor de potencia de uno, en un parque eólico (ver figura 3), y al aumentar la potencia reactiva y disminuir el factor de potencia, el relé de sobrecorriente direccional tradicional puede llegar a operar, la figura 4, detalla este caso y el cuadrante donde es más vulnerable.

De acuerdo con este escenario de posibles operaciones incorrectas del relé, los autores proponen una función de invasión de carga del relé para asegurar toda la gama de las posibles corrientes generadoras¹⁴.

¹⁴ JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 4.

La función de delimitación de carga en el relé está diseñada para bloquear los elementos de sobrecorriente para que no operen con carga. El relé monitorea la impedancia de secuencia positiva¹⁵.

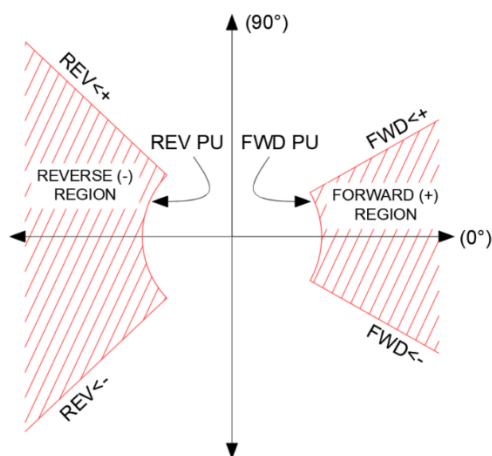
Figura 3. Salida de un parque eólico con factor de potencia de uno.



Fuente: JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 4.

15 JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 4.

Figura 5. Diagrama típico de impedancia de invasión de carga.

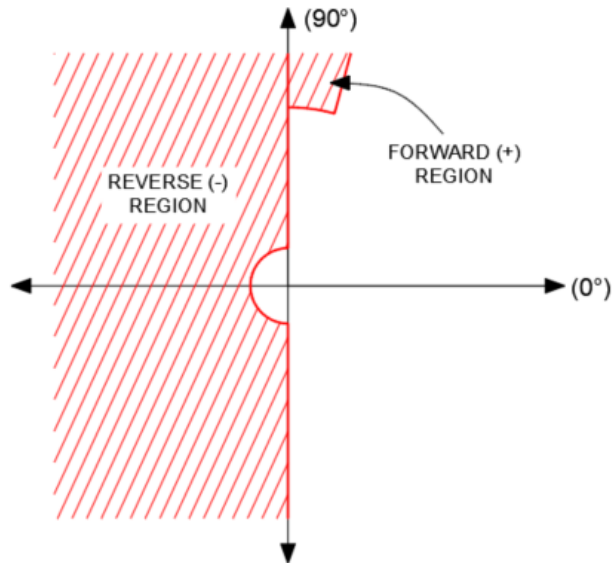


Fuente: JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 4.

Se permite establecer ángulos tanto positivos como negativos para estar dentro del rango de ajuste de la región inversa, para lograr bloquear completamente toda la región negativa ($REV_{<+}=90^\circ$ y $REV_{<-}=270^\circ$). La región hacia adelante no se desactiva, luego, se establece un ángulo positivo para la región de generación ($FWD_{<+}=90^\circ$ y $FWD_{<-}=85^\circ$), ver figura 6.

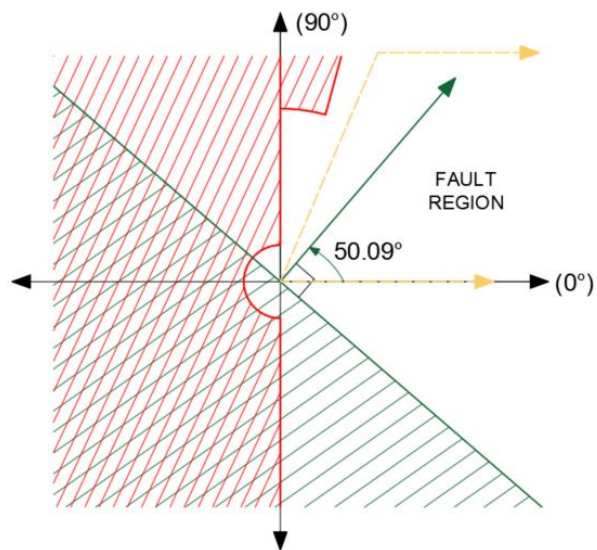
En sentido hacia adelante, la configuración de la carga directa (FWD PU) se realiza en la máxima para evitar bloqueos ante cualquier evento y/o falla, así mismo, la configuración de carga inversa (REV PU) se realiza al 120% de la configuración de la carga directa, para de esta manera garantizar que no opere en condiciones de generación normal.

Figura 6. Diagrama de invasión de carga para un control direccional seguro del alimentador.



Fuente: JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 5.

Figura 7. Diagrama de impedancia de control direccional agregado para elemento de sobrecorriente direccional.

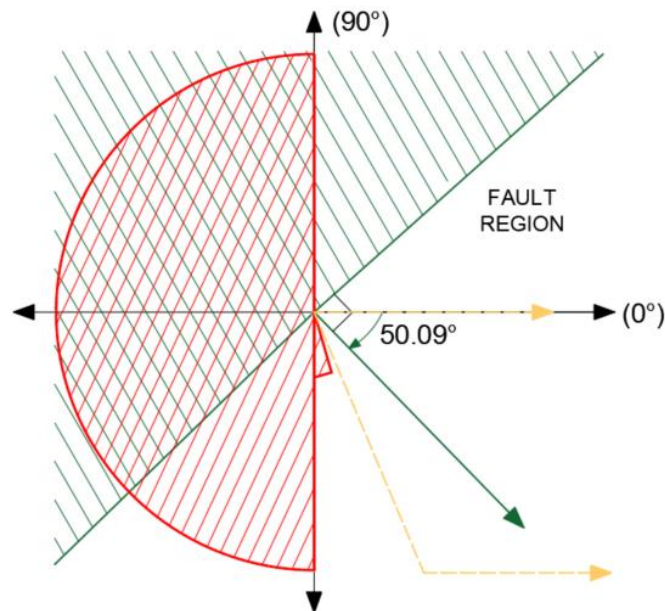


Fuente: JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 5.

Una vez combinado (Fig. 9) con el elemento direccional (Ver figura 7), se espera que las impedancias de fallas oscilen entre 0° y 85° .

De igual manera, se realiza supervisión del elemento de sobreintensidad direccional con referencia a la tensión de secuencia positiva (V_1)¹⁷, (Ver figura 8).

Figura 8. Control direccional agregado para elemento de sobrecorriente direccional: Ref. V1.



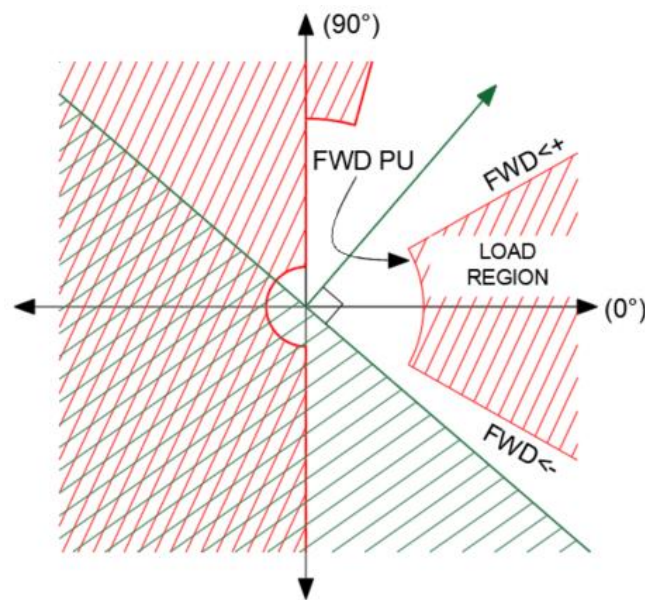
Fuente: JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 5.

Finalmente, se tiene el control direccional propuesto (Ver figura 9), dado que este ajuste solo aplica para fallas trifásicas balanceadas, el impacto en la sensibilidad es despreciable, en cambio la seguridad se aumenta, además los elementos de protección de sobrecorriente contra fallas a tierra no se ve afectado¹⁸.

17 JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 5.

18 Ibid., p. 5.

Figura 9. Control direccional agregado de alimentador para diagrama de impedancia del elemento de sobrecorriente direccional.



Fuente: JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2014, vol. 50, nro 2, p. 5.

Dentro de las limitaciones que presenta este método de implementar protección de sobrecorriente direccional, como bien lo comentan los autores, los cambios bruscos de potencia reactiva y un bajo factor de potencia, pueden llegar a incitar a operar el relé en un evento que no debe realizar su trabajo, quiere decir que, bajo ciertas condiciones de operación, no garantiza seguridad y confiabilidad ante este escenario este método.

Las ventajas que tiene este método implementado el ajuste respectivo de posibles ángulos de carga de generación, pasaría a ser un método confiable, garantizando seguridad, confiabilidad y sensibilidad al momento de operar, el cual puede llegar a implementarse en puntos donde se conecten generadores distribuidos y de esta manera, garantizar una correcta coordinación de protecciones de manera selectiva.

2.1.2 Método 2 – Un nuevo esquema de protección de voltaje adaptativo para la red de distribución con generación distribuida¹⁹.

En este método se propone un esquema de protección de voltaje adaptativo implementando dispositivos electrónicos inteligentes (IED) realizando una protección principal y de respaldo. Se basa en el análisis de la relación entre la diferencia de voltaje de fase antes y después de la falla y la corriente de fase. También se compara con la protección de voltaje tradicional²⁰.

La configuración del esquema de protección de voltaje adaptativo es la siguiente:

- Los IED se instalan en ambos extremos de las líneas del generador distribuido y la fuente del sistema.
- Para los demás ramales, los IED se instalan solo en la barra del lado donde se encuentra la fuente del sistema conectada.
- Los sensores de dirección están instalados en ambos extremos de las líneas entre el generador distribuido y la fuente del sistema, esto, para evitar corrientes inversas y una operación indebida, ocasionada por corrientes de fallas producidas por el generador²¹.

A continuación, se presenta el esquema de configuración de voltaje adaptativo, teniendo en cuenta los ítems de la configuración, se pueden visualizar los IED al inicio y final de las líneas en los puntos entre la fuente y el generador incluyendo el sensor

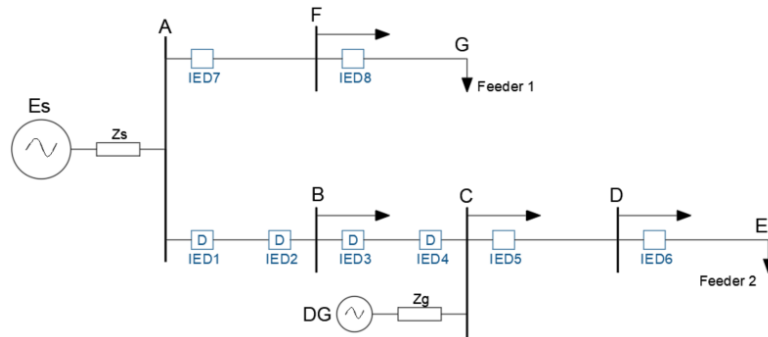
19 MA, Jing; MA, Wei; WANG Xi y WANG Zengping. A New Adaptive Voltage Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generations. En; Canadian Journal of Electrical And Computer Engineering. 2013, vol. 36, nro 4, 10 p.

20 Ibid., p. 1.

21 Ibid., p. 2-3.

de dirección de la corriente, además, los que no se encuentran dentro de este rango, quedan solo con IED al inicio de la línea.

Figura 10. Esquema de configuración de protección de voltaje adaptativo.



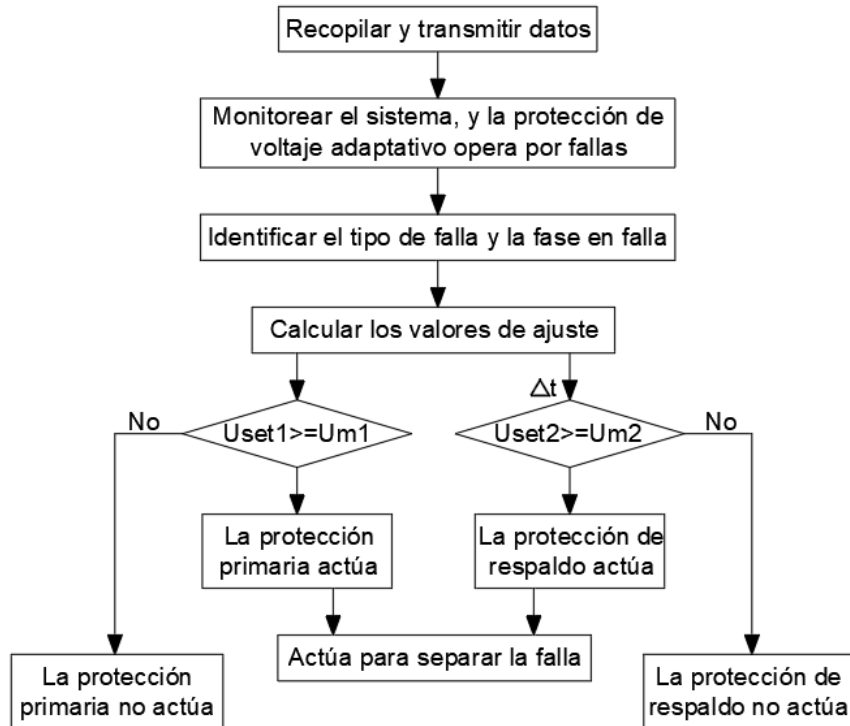
Fuente: MA, Jing; MA, Wei; WANG Xi y WANG Zengping. A New Adaptive Voltage Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generations. En; Canadian Journal of Electrical And Computer Engineering. 2013, vol. 36, nro 4, p. 3.

El principio de comunicación entre IED es el siguiente: el IED de protección principal de una línea se encarga de transmitir los datos a su IED de protección de respaldo y así sucesivamente conforme la red y el sistema en el cual se implemente²².

A continuación, se presentan los pasos del esquema de protección de voltaje adaptativo.

22 MA, Jing; MA, Wei; WANG Xi y WANG Zengping. A New Adaptive Voltage Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generations. En; Canadian Journal of Electrical And Computer Engineering. 2013, vol. 36, nro 4, p. 3.

Figura 11. Esquema de protección de voltaje adaptativo.



Fuente: MA, Jing; MA, Wei; WANG Xi y WANG Zengping. A New Adaptive Voltage Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generations. En; Canadian Journal of Electrical And Computer Engineering. 2013, vol. 36, nro 4, p. 5.

Δt : Retardo de tiempo de la protección de respaldo.

La fase en falla se selecciona utilizando el selector de componente de falla modal y conforme con esto, se realizan los ajustes para la falla primaria y de respaldo. La operación de la protección primaria debe suceder (Condición $U_{set1} \geq U_{m1}$), cuando ocurren fallas en la línea que está protegiendo, si no, inmediatamente (condición $U_{set2} \geq U_{m2}$) debe operar y supervisar la protección de respaldo.

Este método dentro de sus ventajas tiene una fundamental la cual es la implementación de IED's y dado que son dispositivos electrónicos inteligentes, permiten medir corrientes y valores de tensión en simultáneo, además, funciones

como comunicación, protección, medición mejorada entre otras. Conforme con las simulaciones y resultados obtenidos por los autores de este método, se elimina el impacto de la generación distribuida en la red, dado que al implementar este método comparado con la protección de tensión tradicional, permite para una protección primaria de tensión adaptativa cubrir el 90% de longitud de la línea asociada y la protección adaptativa de respaldo de tensión cubrir hasta el 80% de la longitud de la línea, permitiendo así obtener selectividad para la protección de relés²³.

Otra de sus ventajas es su adaptabilidad, es decir, se pueden realizar ajustes de acuerdo con la operación del sistema, garantizando un rendimiento confiable²⁴ y de esa manera obtener selectividad entre protecciones, para evitar salidas de generadores o gran cantidad de carga por operación indebida de las mismas, también importante resaltar el tema de tener protección primaria y de respaldo, esto se refleja en seguridad para la red eléctrica, así como sensibilidad al momento de operar con los ajustes debidos.

Como limitante se encuentra el tema de costos para los operadores de red, dado que, en cada punto donde se conecte un generador distribuido a la red de distribución, se debe instalar entre la fuente y este generador IED's en cada extremo de las línea adyacentes entre los mismos, de tal manera que se garantice la configuración del método, así mismo, cada vez que se conecten generadores distribuidos, estar en revisión constantemente de dichos ajustes en cada uno de los puntos dado para dicha conexión, porque de lo contrario, se estaría incurriendo en que se presenten eventos de salidas y operaciones indebidas entre protecciones por corrientes en doble sentido, bajando índices de calidad en el servicio y afectando la confiabilidad del sistema.

23 MA, Jing; MA, Wei; WANG Xi y WANG Zengping. A New Adaptive Voltage Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generations. En; Canadian Journal of Electrical And Computer Engineering. 2013, vol. 36, nro 4, p. 7.

24 Ibid., p. 9.

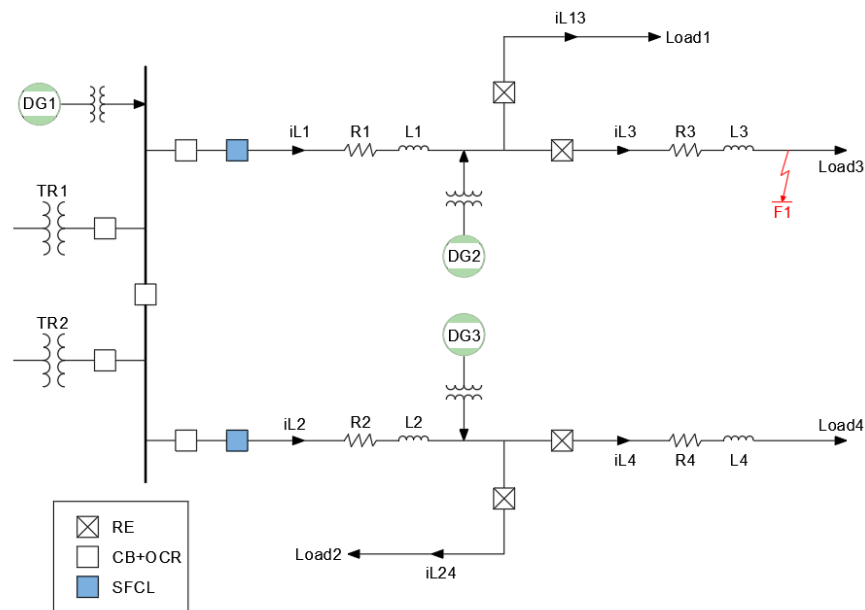
2.1.3 Método 3 – Análisis de la coordinación de dispositivos de protección con la aplicación de un SFCL debido a la aplicación de generación dispersa en un sistema de distribución de energía²⁵.

Este método se basa en implementar limitadores de corriente de falla superconductores (SFCL) para reducir incidencias en los relés de sobrecorriente y en los reconectadores.

La figura 12, presenta un sistema de distribución con inclusión de SFCL, se tienen tres generadores distribuidos, uno en el barraje principal, el GD número 2 y 3 en la mitad de cada ramal. Se presentan dos ramales con protección al inicio de relé de sobrecorriente y con reconectadores en la derivación de cada ramal.

²⁵ LIM, Sung-Hun y KIM, Jae-Chul. Analysis on Protection Coordination of Protective Devices With a SFCL Due to the Application Location of a Dispersed Generation in a Power Distribution System. En: IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2012, vol. 22, nro 3, 4 p.

Figura 12. Configuración esquemática de un circuito experimental para el análisis de la coordinación de protección en un sistema de distribución de energía con un SFCL.



Fuente: LIM, Sung-Hun y KIM, Jae-Chul. Analysis on Protection Coordination of Protective Devices With a SFCL Due to the Application Location of a Dispersed Generation in a Power Distribution System. En: *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. 2012, vol. 22, nro 3, p. 2.

Una vez realizados los análisis para este método, los autores deducen conforme con los resultados, que la operación de los dispositivos de protección se ven afectados por la ubicación donde se conecten generadores distribuidos, esto implicaría una coordinación de protecciones que no sería efectiva, valorando que el SFCL es un limitador, pero no garantiza completa seguridad, dado que reduce los tiempos de operación en las protecciones aguas arriba. Dentro de los estudios realizados con limitadores de corriente SFCL las aplicaciones son muy pocas y rara vez han progresado²⁶.

26 LIM, Sung-Hun y KIM, Jae-Chul. Analysis on Protection Coordination of Protective Devices With a SFCL Due to the Application Location of a Dispersed Generation in a Power Distribution System. En: *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. 2012, vol. 22, nro 3, p. 1.

Para este método, en las conclusiones los autores aspiran a que, en un futuro, la implementación de limitadores de corriente SFCL crezca y mejore los resultados positivamente. Como limitación se tendría que es un método el cual no está demostrado completamente que garantice confiabilidad y seguridad para los sistemas de distribución, además, depende de donde se ubique el generador distribuido, en un caso hipotético en un alimentador grande y con el avance de las energías limpias, la cantidad de los generadores distribuidos a conectar cada vez será mayor y prácticamente se propende a conectar al punto más cercano de la instalación.

Dentro de las ventajas que posiblemente con un funcionamiento efectivo daría, sería garantizar que no ocurran disparos indebidos y/o operaciones inadecuadas, también protegería los dispositivos de protección ante corrientes altas de cortocircuito que pueden llegar a superar los límites para los cuales están diseñados y que están configurados para liberar fallas transitorias y no permanentes, como por ejemplo los reconectores en las derivaciones de los ramales.

2.1.4 Método 4 – Propuesta de un esquema de protección adaptativa para sistemas de distribución con generación distribuida²⁷.

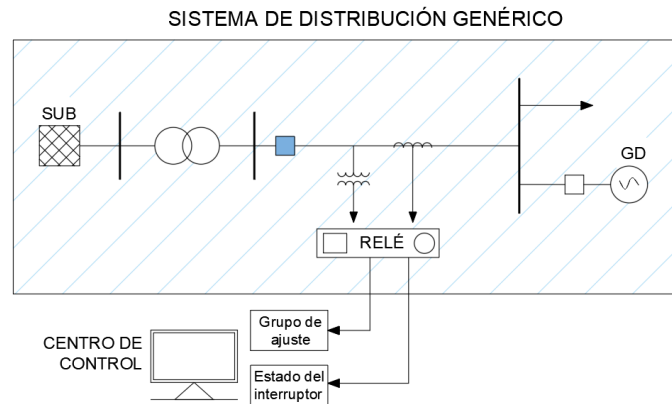
El método se implementa mediante un algoritmo que selecciona automáticamente los ajustes de protección previamente calculados y colocados intencionalmente en los slots que son los que almacenan las configuraciones de los relés asociados al evento que corresponda²⁸.

27 NASCIMENTO, J., P.; BRITO, N., S., D. y SOUZA, B., A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. En: IEEE Latin America Transactions. 2018, vol. 16, nro 5, 6 p.

28 Ibid., p. 1.

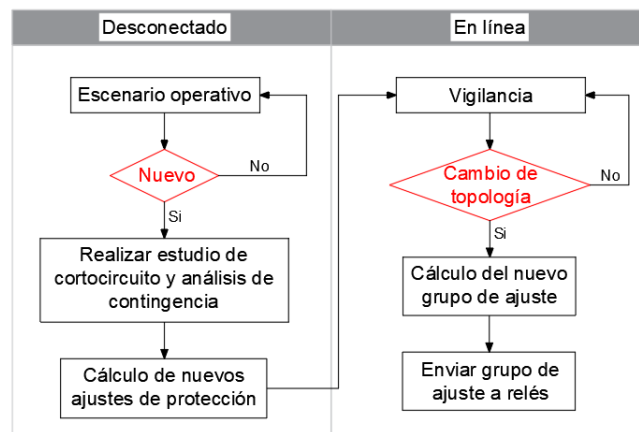
Dentro del esquema que proponen los autores, buscan mejorar la confiabilidad del sistema con este método y sin alterar o comprometer la velocidad con la que operan las protecciones. A continuación, en la figura 13 se presenta el esquema del sistema de protección propuesto y en la figura 14 el algoritmo planteado.

Figura 13. Diagrama del esquema de protección adaptativo propuesto.



Fuente: NASCIMENTO, J., P.; BRITO, N., S., D. y SOUZA, B., A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. En: IEEE Latin America Transactions. 2018, vol. 16, nro 5, p. 3.

Figura 14. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto.



Fuente: NASCIMENTO, J., P.; BRITO, N., S., D. y SOUZA, B., A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. En: IEEE Latin America Transactions. 2018, vol. 16, nro 5, p. 3.

De acuerdo con la figura 14, el algoritmo propuesto fue realizado en dos modos de operación. El primero cuando se encuentra desconectado y el segundo en línea (Operativo)²⁹. En el estado desconectado se tienen los escenarios operativos incluyendo los generadores distribuidos, se analiza si existen nuevos escenarios operativos y si no existen nuevos escenarios, retorna a los escenarios operativos planteados inicialmente. De lo contrario, realiza el análisis de cortocircuito y de contingencias posibles, luego, se determinan y ajustan los nuevos valores de protección para cada uno de los escenarios posibles en presencia de GD.

Para el modo en línea, el sistema se encuentra en monitoreo constante del estado de los interruptores automáticos que se encargan de proteger a los generadores distribuidos del sistema³⁰. En el caso que cambie la topología del sistema, el algoritmo calcula los nuevos ajustes de protección y envía a cada relé su ajuste para garantizar la coordinación de protecciones.

El algoritmo aplica la siguiente lógica (1) para acceder al grupo de ajuste:

$$G_{aj} = \sum_{N=1}^i D_{GD} \quad (1)$$

G_{aj} = *Generadores distribuidos del sistema.*

D_{GD} = *Estado de los interruptores automáticos*

Los relés digitales actuales admiten múltiples grupos de configuraciones, el usuario puede insertarlos fácilmente en los relés³¹.

29 NASCIMENTO, J., P.; BRITO, N., S., D. y SOUZA, B., A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. En: IEEE Latin America Transactions. 2018, vol. 16, nro 5, p. 3.

30 Ibid., p.3.

31 Ibid., p. 3.

Este método se encuentra muy práctico debido a las simulaciones y conclusiones obtenidas por los autores, debido a que es un método el cual se puede implementar en relés electrónicos que se encuentren actualmente instalados. Dentro de las simulaciones con el esquema adaptativo se concluye que opera de manera óptima comparado con la protección convencional, inclusive, el diseñador puede realizar un “ajuste fino” para cada escenario de operación con generadores distribuidos, lo cual puede resultar en un sistema de protección más sensible y rápido, garantizando seguridad y confiabilidad en el sistema de distribución³².

Como limitante para este método, se tiene que es un algoritmo el cual se implementa en relés electrónicos, en el caso donde se tengan protecciones como fusibles, seccionadores y/o reconectores, se debe ajustar con otro método de protección o implementar un relé electrónico de sobrecorriente en cada punto de conexión para un generador distribuido y de esta manera poder ejecutar el algoritmo.

Este método sería una muy buena opción para los operadores de red, dado que no modificaría sus topologías de red y más en configuraciones de red en anillo donde puede llegar a presentar mayores inconvenientes con la llegada de la generación distribuida, claro está sin descartar las configuraciones en forma radial.

32 NASCIMENTO, J., P.; BRITO, N., S., D. y SOUZA, B., A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. En: IEEE Latin America Transactions. 2018, vol. 16, nro 5, p. 5.

2.1.5 Método 5 – Esquema adaptativo de protección contra sobrecorriente para reconectador direccional de ajuste dual y coordinación de fusibles en redes de distribución desequilibradas con generación distribuida³³.

Este método se basa en una estrategia de coordinación de protección basada en el reconectador direccional de doble ajuste (dual-setting directional recloser DSDR) para la implementación efectiva de un esquema de ahorro de fusibles en las redes de distribución, enfocado en la coordinación reconectador-fusible y fusible-fusible³⁴.

A continuación, se presenta el esquema y la metodología de la estrategia de protección utilizando DSDR en los sistemas de distribución.

En la figura 15, se tiene la primera parte de la metodología, la cual se describe a continuación:

- Inicia la metodología y realiza el análisis del flujo de carga, el cual proporcionará toda la información de partida para los ajustes correspondiente. Evalúa las corrientes nominales en diferentes sitios del sistema de distribución en presencia de los generadores distribuidos con la ubicación óptima y nivel de penetración³⁵.
- El despliegue del DSDR y los fusibles estará sujeto a la formación de zonas de protección, con el fin de minimizar cualquier interrupción o disparo indebido³⁶. Los dispositivos de protección se mantienen los que están, de manera que no

33 YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2022, vol. 58, nro 2, 12 p.

34 Ibid., p. 1.

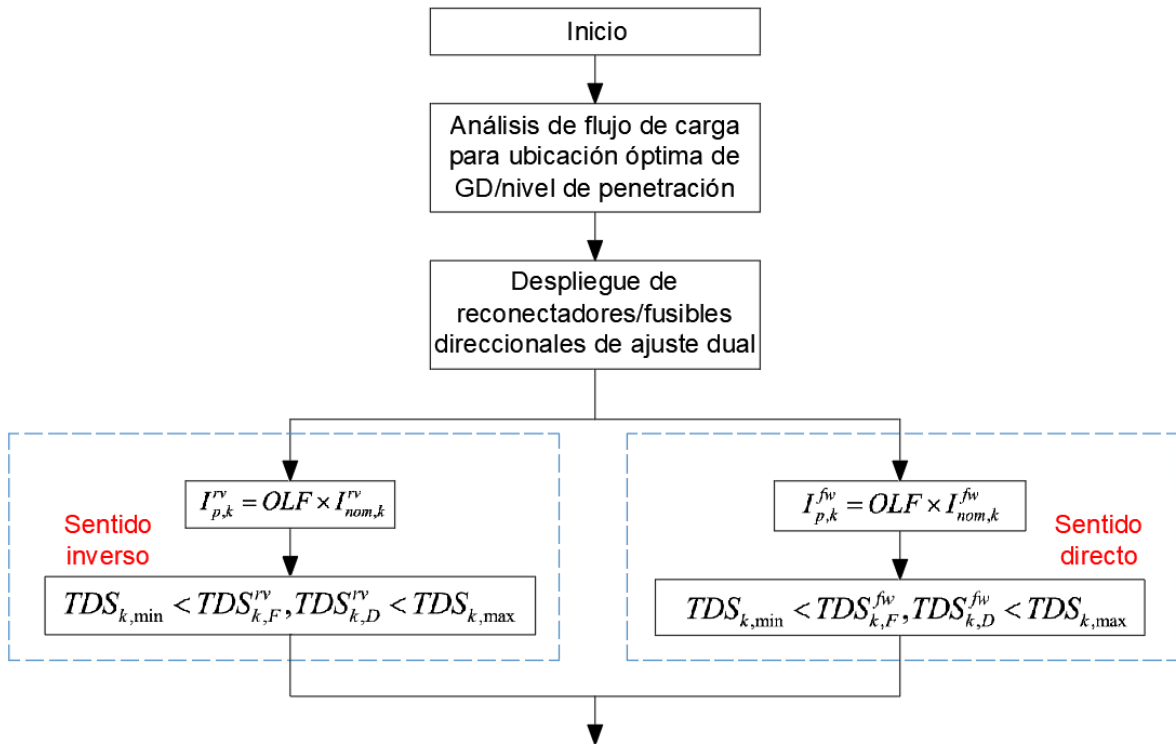
35 Ibid., p. 4.

36 Ibid..., p. 4.

se incluyan más dispositivos para evitar complicaciones al momento de coordinar.

- Los ajustes óptimos de tiempo dual y corriente de arranque se definen para todos los reconectadores para operación en sentido directo e inverso.

Figura 15. Metodología propuesta para la coordinación reconectador-fusible utilizando DSDR en redes de distribución - Parte 1.



Fuente: YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2022, vol. 58, nro 2, p. 4.

En la figura 16, se tiene la segunda parte de la metodología, la cual se describe a continuación:

- Los coeficientes de los fusibles a_i y b_i , se calculan para todos los fusibles mediante operaciones matemáticas (Básicamente las curvas de tiempo mínimo

de fusión MMT y tiempo total de despeje TCT que son expresadas mediante pendientes de una línea recta). La coordinación entre fusibles conectados en serie en los ramales largos también está asegurada para mejorar la selectividad para cada zona de protección³⁷.

- En este apartado se realiza un análisis completo de fallas para detallar cada uno de los puntos posibles de falla en presencia de generación distribuida. Los ajustes de los dispositivos de protección deben ser menores a la corriente de falla mínima generada en cada uno de los escenarios.
- El sistema monitorea continuamente la magnitud de la corriente y se realiza una comparación entre la corriente medida y el ajuste realizado de $OLF \cdot I_{nominal}$ (OLF- Factor de sobrecarga para la corriente nominal). En el caso que la corriente medida sea mayor al ajuste realizado, determina que existe una falla en la red.
- Tras la detección de la falla, la ubicación y el tipo de fallas se pueden recuperar de los datos de análisis de fallas.

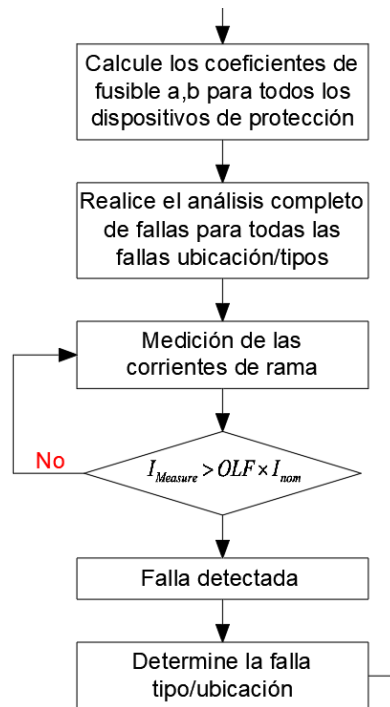
En la figura 17, se tiene la tercera parte de la metodología, la cual se describe a continuación:

- Una vez determinada las fallas, se valida el estado de la coordinación, clasificándolo como “si se mantiene” o si “se perdió” por una falla en zona de protección. Entonces, si se mantiene se puede especificar la capacidad de los ajustes de protección para la generación distribuida admisible (Dado que no requieren reconfiguración). En el caso en el que se perdió la coordinación de protección entre los dispositivos, se debe realizar el ajuste del tiempo dual

37 YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2022, vol. 58, nro 2, p. 5.

(TDS) conforme la fórmula presentada (aplicando el factor I_{rec}/I_{fus}), para revisar el funcionamiento rápido y retardado de los reconectadores. Esto aumentará el rango de coordinación para restaurar el esquema de ahorro de fusibles para la operación confiable de la red de protección³⁸.

Figura 16. Metodología propuesta para la coordinación reconectador-fusible utilizando DSDR en redes de distribución - Parte 2.



Fuente: YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2022, vol. 58, nro 2, p. 4.

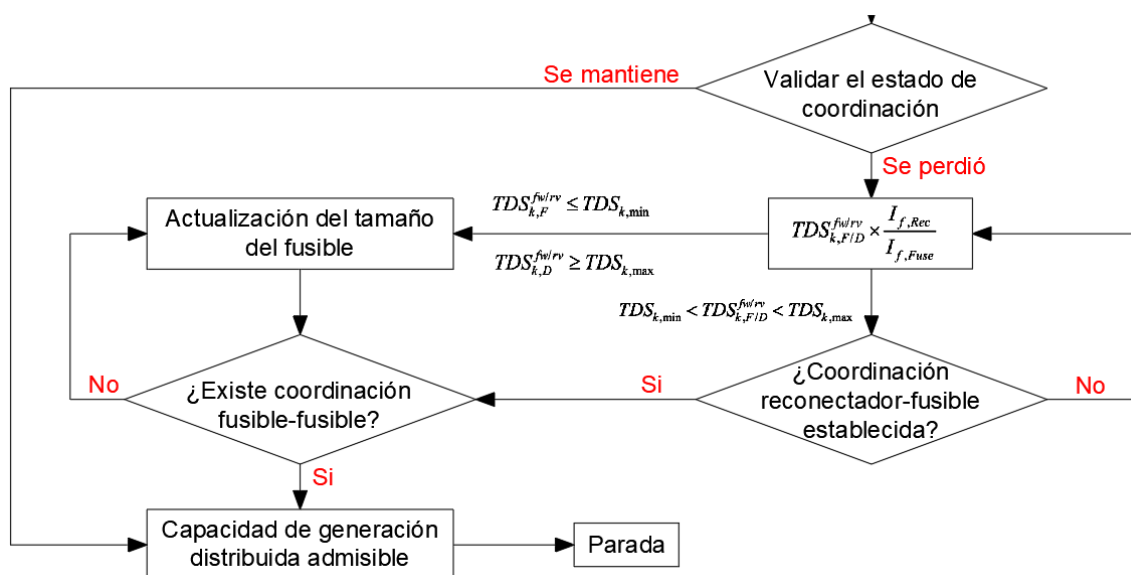
38 YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2022, vol. 58, nro 2, p. 5.

- En el caso, en el que el TDS alcance los límites y no se pueda realizar el ajuste sin restaurar la coordinación, se debe revisar en estos casos el tamaño del fusible. Para fusibles en serie, puede ser útil calcular las características óptimas para los nuevos fusibles en serie garantizando una coordinación fusible-fusible³⁹.
- Luego de la restauración de la coordinación reconectador-fusible y fusible-fusible, se puede especificar la capacidad admisible de generadores distribuidos para la cual funciona la estrategia de protección adaptativa.

Se deben contemplar todos los escenarios posibles para finalizar y considerar que está garantizada la protección del sistema de distribución. En cada escenario que se conecta un nuevo generador distribuido, la protección adaptativa deberá revisarse.

39 YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: IEEE Transactions on Industry Applications. 2022, vol. 58, nro 2, p. 5.

Figura 17. Metodología propuesta para la coordinación reconectador-fusible utilizando DSDR en redes de distribución - Parte 3.



Fuente: YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2022, vol. 58, nro 2, p. 4.

Este método ha sido validado por los autores y han obtenido resultados favorables ante la aplicación de esta protección adaptativa en reconectadores direccionales con ajuste dual y garantizando el ahorro de fusibles en gran medida.

Dentro de las ventajas se encuentra la reducción de dispositivos de protección al tener un reconectador direccional dual que se configura para operar en los dos sentidos que pueda llegar a tener la corriente de falla, además con esta configuración se está garantizando el ahorro de fusibles, también es garantía para los operadores de red al solo aislar los ramales que correspondan cuando existan fallas permanentes y cuando existan fallas temporales, garantiza la coordinación reconectador-fusible de manera que no opere el fusible cuando no corresponda. Es importante este método porque disminuye los índices de la calidad del servicio para los operadores de red que se vean afectados por salidas imprevistas, antes fallas que no debería operar.

Como beneficio de este método, se tiene la configuración del reconectador direccional dual al permitir realizar varios ajustes conforme vayan ingresando los generadores distribuidos al sistema, de esta manera no se requiere estar modificando los dispositivos de protección en gran cantidad y en su defecto se debe modificar es la capacidad de los fusibles. Esto permite tener sensibilidad, velocidad en las redes de distribución, selectividad total y parcial, además de tener confiabilidad en el sistema y evitar penalización por salidas innecesarias. Se podría decir que es un método de los más completos revisados hasta el momento, dado que los reconectores y fusibles son muy comunes en los sistemas de distribución.

Ahora, dentro de los limitantes de este método, se tiene el ingreso en gran cantidad de generadores distribuidos, los cuales sobre pasen los ajustes máximos para el reconectador direccional dual, lo cual, implica para los operadores de red, iniciar a modificar los equipos instalados para lograr el objetivo de tener coordinación de protecciones en el sistema, esto debido a incrementos en los valores de corrientes de cortocircuito y capacidad de soporte de los equipos. Es muy importante al momento de configurar la protección adaptativa, garantizar todos los escenarios posibles y tener en cuenta cada vez que se conecte un generador distribuido, evaluar nuevamente la protección adaptativa para garantizar una efectividad total. Por otro lado, la implementación de esta protección se debe validar en cada uno de los equipos instalados actualmente o si requiere una reconfiguración de este o en su defecto instalar nuevos equipos para lograr instalar la protección adaptativa.

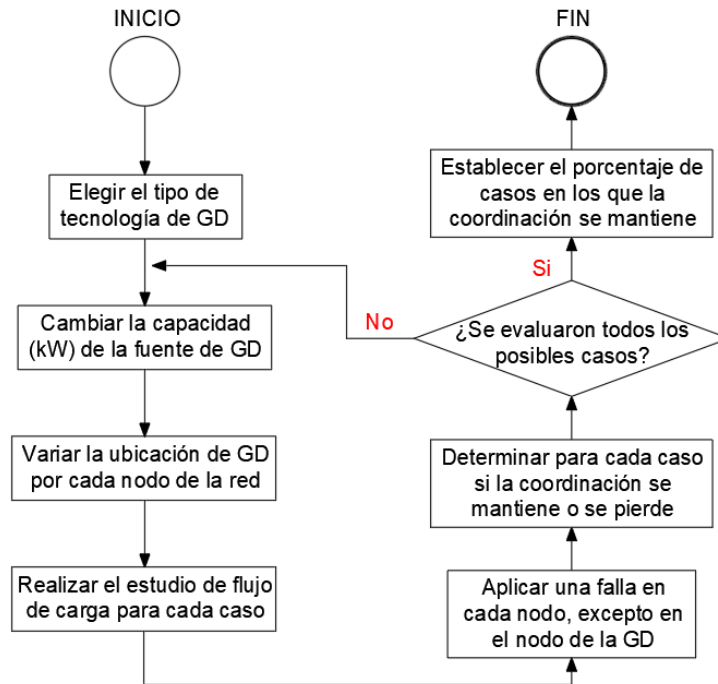
2.1.6 Método 6 – Metodología de optimización para la ubicación de generación distribuida en redes de distribución evaluando la coordinación de protecciones⁴⁰.

En este artículo se abordan los inconvenientes que presentan los esquemas de protección, en relación con la localización de fuentes de generación distribuida y también debido a la variación de estas⁴¹. El método se basa en un esquema de optimización el cual realiza un análisis para determinar la ubicación óptima de generadores distribuidos y analiza todos los casos posibles, de ahí se toma como posible medida realizar cambios de los ajustes de tiempo en los dispositivos de protección. A continuación, se presenta en la figura 18 la metodología para establecer el porcentaje de coordinación con generación distribuida.

40 PEDRAZA, M., A.; REYES, D., R.; GOMEZ, C., A. y SANTAMARIA, F. Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination. En: IEEE Latin America Transactions. 2015, vol. 13, nro 5, 9 p.

41 Ibid., p. 2.

Figura 18. Metodología para establecer el porcentaje de coordinación con GD.



Fuente: PEDRAZA, M., A.; REYES, D., R.; GOMEZ, C., A. y SANTAMARIA, F. Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination. En: *IEEE Latin America Transactions*. 2015, vol. 13, nro 5, p. 5.

Con esta metodología, se busca determinar en conclusión el porcentaje de casos en los que se mantiene la coordinación de protecciones con la inclusión de generación distribuida mediante un análisis de flujo de carga y de cortocircuito. De manera que, su función es determinar las mejores ubicaciones de los generadores distribuidos a conectar y que no impliquen cambios en la configuración actual de los dispositivos de protección, así, manteniendo tanto su selectividad como su confiabilidad ante la ocurrencia de una falla en el sistema⁴².

⁴² PEDRAZA, M., A.; REYES, D., R.; GOMEZ, C., A. y SANTAMARIA, F. Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination. En: *IEEE Latin America Transactions*. 2015, vol. 13, nro 5, p. 6.

En los casos en los que no se mantiene la coordinación de protecciones actual, los autores buscan validar su propuesta de realizar un ajuste a los tiempos de operación de los dispositivos de protección y de esta manera optimizar la metodología para lograr encontrar las ubicaciones óptimas para los generadores distribuidos y el porcentaje de pérdida en el esquema de protecciones sea bajo. Los autores llegaron a la conclusión de que la metodología a desarrollar debía seguir un análisis exhaustivo, es decir, que tuviera en consideración todas las posibles combinaciones entre lugar de instalación y capacidad (kW) de la fuente de GD, punto de falla del sistema y porcentaje de pérdida de la coordinación del esquema de protecciones, por lo anterior optaron por elegir la búsqueda tabú⁴³.

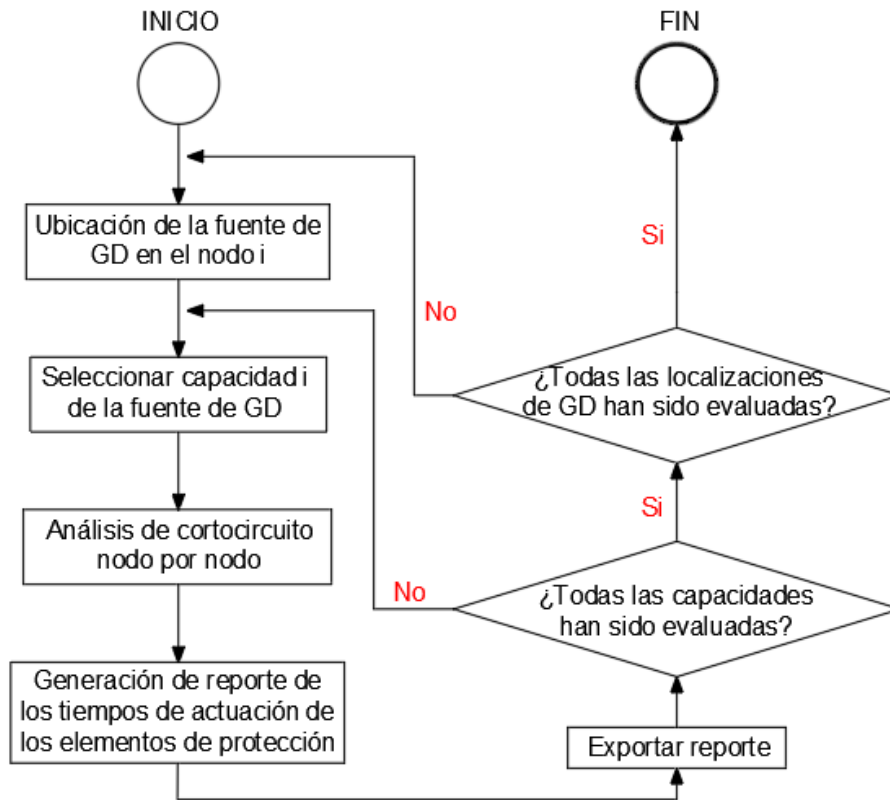
Para la implementación de dicha búsqueda y debido a los altos números de iteraciones que se pueden presentar, se desarrolló mediante DPL (DigSILENT Program Language), se realiza en 3 etapas:

1. Se analizan los impactos a los esquemas de protección.
2. Se crea una base de datos con los resultados obtenidos en el ítem 1 y seguidamente se establecen los criterios para conservar los fusibles y así determinar la pérdida del esquema de protecciones existente.
3. En esta etapa se comparan los resultados de acuerdo con los escenarios planteados por los autores y se establece la ubicación óptima de los generadores distribuidos.

El diagrama de flujo de la metodología de optimización para obtener la ubicación óptima de los GD se presenta en la figura 19.

43 PEDRAZA, M., A.; REYES, D., R.; GOMEZ, C., A. y SANTAMARIA, F. Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination. En: IEEE Latin America Transactions. 2015, vol. 13, nro 5, p. 6.

Figura 19. Diagrama de flujo de la metodología de optimización.



Fuente: PEDRAZA, M., A.; REYES, D., R.; GOMEZ, C., A. y SANTAMARIA, F. Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination. En: *IEEE Latin America Transactions*. 2015, vol. 13, nro 5, p. 6.

En este método, los autores se enfocan en garantizar con la inclusión de la generación distribuida la selectividad y confiabilidad en los dispositivos de protección, inclusive, dentro de las simulaciones, buscan la solución para mejorarla con los peores casos presentados en los resultados debido a la pérdida de los esquemas de protección con la ubicación de GD.

Como ventajas se tiene la reducción de costos para los operadores de red, dado que no se requieren implementar nuevos dispositivos de protección, ante la llegada de generadores distribuidos. Dentro de su metodología, se plantea realizar ajustes de los

dispositivos de protección existentes, con el fin de garantizar selectividad y confiabilidad en el sistema mediante el diagrama de optimización para la ubicación óptima de generadores distribuidos.

Este método puede llegar a ser de los más económicos en cuantos a equipos, pero como limitantes se tiene lo siguiente:

1. Depende de la ubicación del generador distribuido, si se acerca en nodos donde se encuentren varios dispositivos de protección, la pérdida del esquema de protección aumenta. Sería un limitante establecer en ciertos puntos de conexión donde no se puedan conectar generados distribuidos.
2. Con la llegada en gran medida de generadores distribuidos a un sistema de distribución, tanto la selectividad como la confiabilidad del sistema se reduce, debido a que realizar los ajustes de protección puede que no sea suficiente al tener diferentes valores de corrientes nominales y de cortocircuito.
3. En los resultados se visualiza que la ubicación óptima del generador distribuido se encuentra limitado también por la capacidad de conexión, al aumentar de cierto valor de potencia (Por ejemplo 400 kW para máquinas sincrónicas y 1200 kW para generadores estáticos) el esquema de protección se pierde.

2.1.7 Método 7 – Una técnica de clasificación para la coordinación reconectador-fusible en sistemas de distribución con generación distribuida⁴⁴.

Este método, se enfoca principalmente en la coordinación reconectador-fusible de manera que se realicen los mínimos cambios posibles. Este método se enfoca en dos pasos principales⁴⁵:

- Evaluación de la coordinación de la protección.

En este paso se evalúa si la coordinación de protecciones se pierde o se mantiene. Para el caso que se mantenga la coordinación, de ocurrir una falla, el procedimiento para evaluar la coordinación es el siguiente:

- Encontrar los dispositivos responsables de eliminar esa falla.
- Encontrar las corrientes de falla en tales dispositivos.
- Encontrar los tiempos de operación de estos dispositivos utilizando corrientes de falla obtenidas y las ecuaciones de modelado de los dispositivos.
- Organizar los tiempos de operación para encontrar la secuencia de operación de los dispositivos responsables de eliminar la falla.
- Comparar la secuencia obtenida con una secuencia requerida previamente basada en el principio de ahorro de fusibles.
- Decidir si la coordinación se mantiene o se pierde de acuerdo con los resultados de la comparación.
- Mejorar la coordinación de la protección.

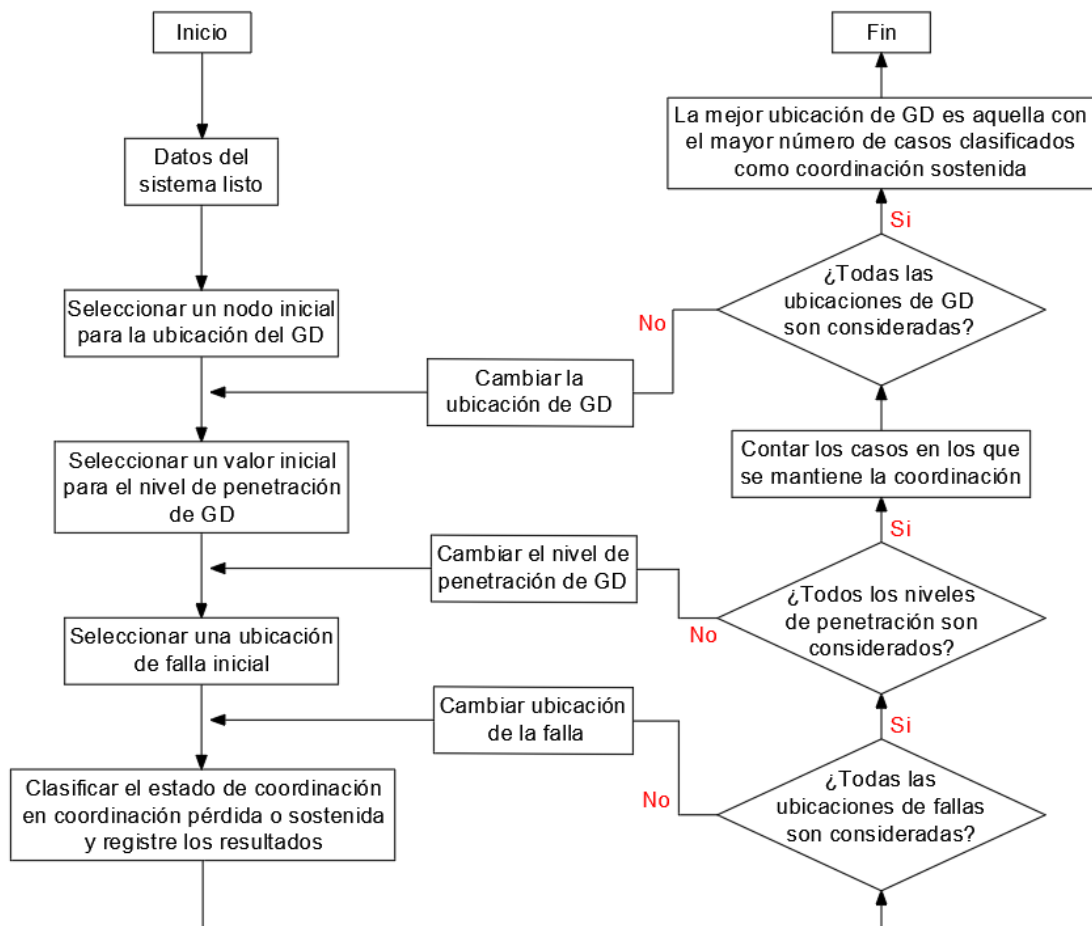
44 NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A., Y. y ELSHARKAWY, M., A. A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. En: IEEE Transactions on Power Delivery. 2012, vol. 27, nro 1, 10 p.

45 Ibid., p. 1.

En este paso se recomiendan dos acciones complementarias, la primera se basa en la mejora de la coordinación de la protección con la ubicación óptima en la que se puede conectar el GD y el segundo es la mejora de la coordinación de la protección modificando los ajustes del reconectador considerando el paso anterior (ubicación óptima del GD).

En la figura 20, se detalla el flujo del primer paso.

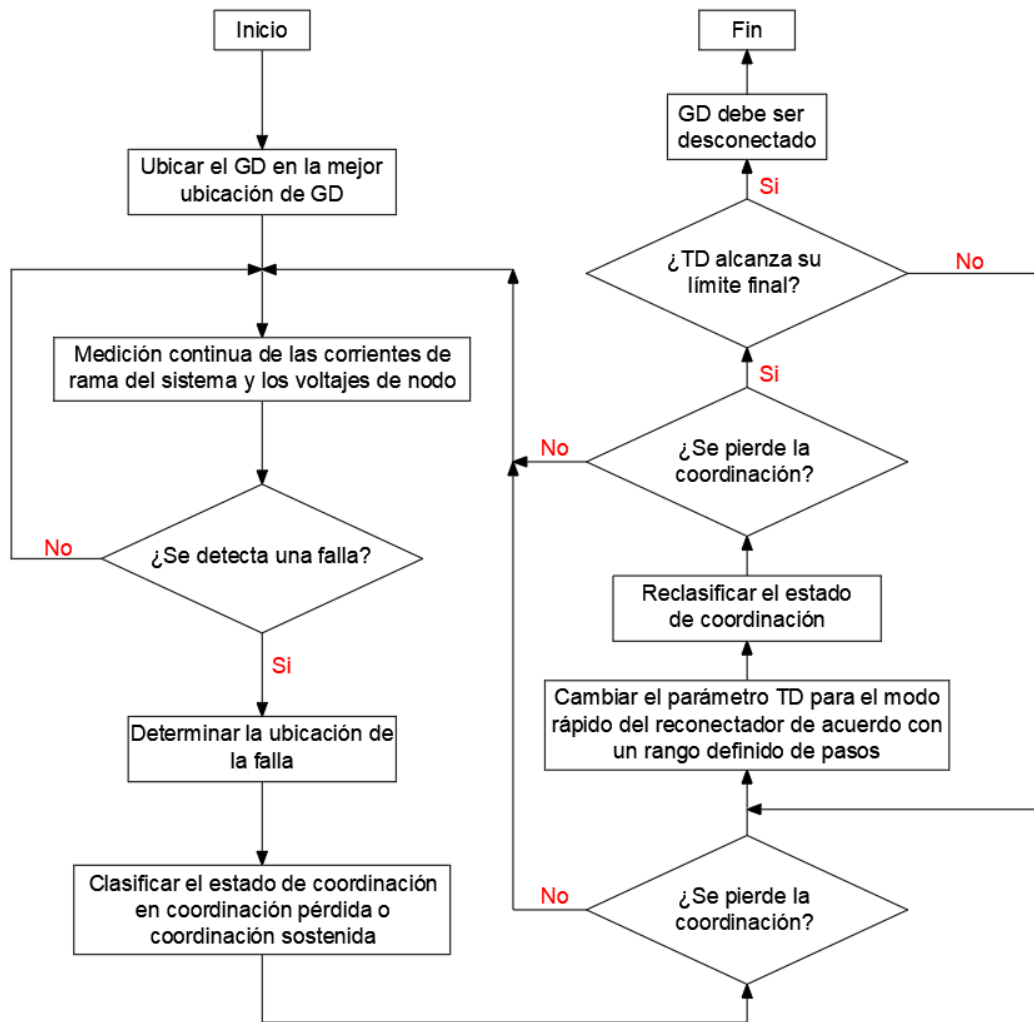
Figura 20. Mejora de la coordinación de la protección mediante la búsqueda de la mejor ubicación de GD.



Fuente: NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A., Y. y ELSHARKAWY, M., A. A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012, vol. 27, nro 1, p. 5.

En la figura 21, se presenta el segundo paso, el cual consiste en cambiar las características del reconectador cambiando el parámetro TD (Time Dial Settings) considerando la ubicación óptima del paso anterior⁴⁶.

Figura 21. Mejora de la coordinación de protección al cambiar la configuración del reconectador.



Fuente: NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A., Y. y ELSHARKAWY, M., A. A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012, vol. 27, nro 1, p. 5.

46 NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A., Y. y ELSHARKAWY, M., A. A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012, vol. 27, nro 1, p. 4.

En este método, los autores se enfocan en dos pasos que son la evaluación de la coordinación de protecciones y en la mejora de la coordinación de protecciones, a partir de ellos realizan las simulaciones y determinan los resultados. Como conclusión se tiene que, para la evaluación de la coordinación de protecciones, se mantiene la coordinación en los puntos donde existen menor cantidad de fusibles y de lo contrario, va disminuyendo a medida que incrementan. En el segundo paso el cual consiste en la mejora de la coordinación de protecciones, se basa en dos lineamientos, el primero es determinar la ubicación óptima de los generadores distribuidos para mantener la coordinación y la otra es modificar la configuración del reconectador. Los resultados obtenidos indican que, en cualquiera de los dos lineamientos, se reduce la pérdida de coordinación de protecciones.

Ahora, este método tiene sus similitudes con el método 6 analizando en el presente documento, pero, tiene más alcance para llegar a aplicarlo en los sistemas de distribución.

Como ventajas se tiene que podría ser un punto de partida para los operadores de red implementar este método, dado que inicialmente evalúa la coordinación de protecciones con la inclusión de GD, partiendo de ahí, determina en su segundo paso la ubicación óptima del GD y en su defecto realiza ajustes al reconectar para conservar los fusibles. Se puede determinar como punto de partida, pero también la ventaja principal es que se enfoca en los dispositivos que normalmente tiene los operadores de red como fusibles y reconectores, además este método busca conservar los fusibles de manera que el reconectar actúe ante fallas temporales y de ser el caso ante falla permanentes una vez ya operen los fusibles, manteniendo el denominado ahorro de fusibles. Al lograr esta coordinación los sistemas de distribución conservarían su selectividad y sensibilidad ante fallas y de esta manera el operador de red avala confiabilidad en la red.

Los limitantes que se pueden presentar son, incremento de conexión de generación distribuida en los diferentes nodos del sistema a futuro y que se pierda la coordinación de protecciones, además de que no se encuentra una ubicación óptima debido a donde se instalen o proyecten los generadores distribuidos, también, al utilizar el paso de la mejora de coordinación de protecciones, en el caso en que el reconectador supere sus límites para el ajuste del TD (Time Dial settings) se tendría que revisar otras opciones o plantear implementar otras metodologías para garantizar la selectividad, sensibilidad y confiabilidad de los sistemas de distribución.

2.1.8 Método 8 – Análisis de los impactos de la colocación del limitador de corriente de falla superconductor (SFCL) en la expansión de la generación distribuida (GD)⁴⁷.

Este método, presenta un procedimiento sistemático para analizar los impactos de la colocación del limitador de corriente de falla superconductor (SFCL) en la expansión de la generación distribuida (GD), considerando la coordinación de relés en los sistemas de potencia⁴⁸.

La metodología propuesta está diseñada para resolver el problema de coordinación de los relés de sobrecorriente y la ubicación óptima de SFCL. Para el tema de los relés primarios, se busca minimizar el tiempo total de operación para determinar los ajustes para el TD (Time dial settings) y corriente de arranque. La función objetivo del tiempo total de operación de los relés primarios coordinados se puede expresar de la siguiente manera⁴⁹:

47 YOUNGWOOK, Kim; HYUNG-CHUL, Jo y SUNG-KWAN, Joo. Analysis of Impacts of Superconducting Fault Current Limiter (SFCL) Placement on Distributed Generation (DG) Expansion. En: IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2016, vol. 26, nro 4, 5 p.

48 Ibid., p. 1.

49 Ibid., p. 2.

$$\text{Minimizar } \sum_{y=0=1}^N t_i^{pr} \quad (2)$$

N = Número de relés primarios.

t_i^{pr} = Tiempo de operación del relé primario.

La restricción de intervalo de tiempo de coordinación se presenta en la lógica (3):

$$t_{ji}^{br} - t_i^{pr} \geq CTI_{ji} \quad (3)$$

t_i^{pr} = Tiempo de operación del relé primario.

t_{ji}^{br} = Tiempo de operación del relé de respaldo para el relé primario.

Ahora, para resolver el problema de ubicación (I) de SFCL, está determinada por la siguiente lógica (4):

$$\arg \min_{l \in L} \frac{\max_{f \in F} I_f^l}{\max_{f \in F} I_f} \quad (4)$$

I_f = Corriente de falla antes de ubicar el SFCL.

I_{fi}^l = Corriente de falla luego de ubicar el SFCL.

l = Conjunto de ubicaciones candidatas para la ubicación de SFCL.

f = Conjunto de fallas.

La restricción de intervalo de tiempo de coordinación para mantener la configuración original del relé se presenta en la lógica (5):

$$t_{ji}^{br,l} - t_i^{pr,l} \geq CTI_{ji} \quad (5)$$

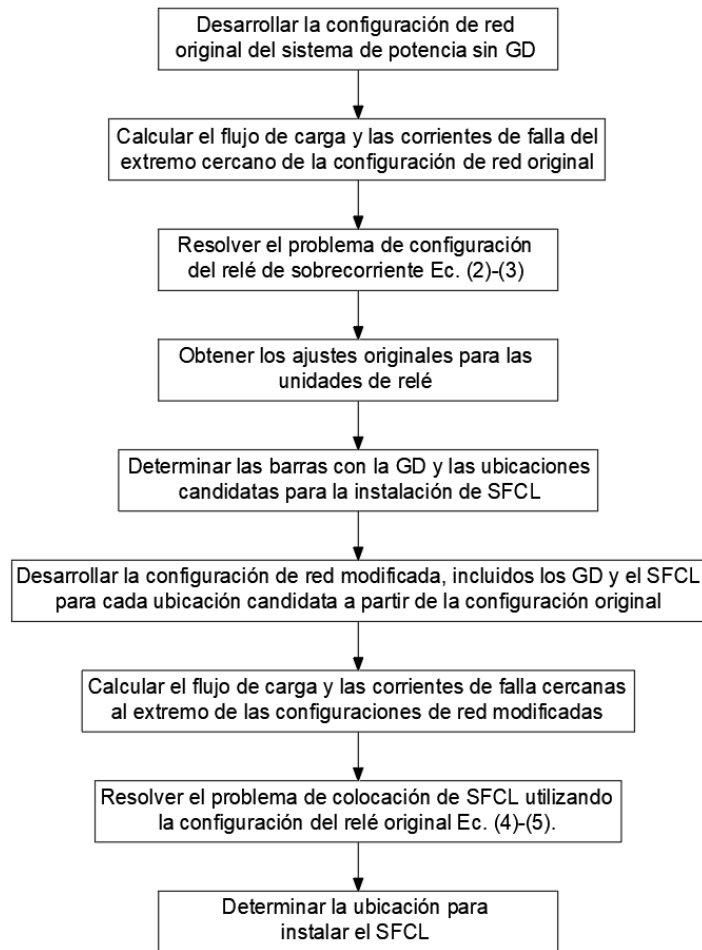
$t_i^{pr,l}$ = *Tiempo de operación del relé primario para falla con SFCL.*

$t_{ji}^{br,l}$ = *Tiempo de operación del relé de respaldo para falla con SFCL.*

La ubicación del SFCL se resuelve para determinar la ubicación en un sistema con GD comparando las reducciones máximas de corriente de falla de las ubicaciones candidatas cuando se mantiene la coordinación del relé original⁵⁰. Conforme con esto, en la figura 22, se presenta el procedimiento para el análisis de impactos de la ubicación de SFCL en la expansión de generación distribuida.

50 YOUNGWOOK, Kim; HYUNG-CHUL, Jo y SUNG-KWAN, Joo. Analysis of Impacts of Superconducting Fault Current Limiter (SFCL) Placement on Distributed Generation (DG) Expansion. En: IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2016, vol. 26, nro 4, p. 3.

Figura 22. Procedimiento para el análisis de impactos de la ubicación de SFCL en la expansión de generación distribuida (GD).



Fuente: YOUNGWOOK, Kim; HYUNG-CHUL, Jo y SUNG-KWAN, Joo. Analysis of Impacts of Superconducting Fault Current Limiter (SFCL) Placement on Distributed Generation (DG) Expansion. En: IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2016, vol. 26, nro 4, p. 3.

En este método, los autores analizan el impacto que tiene implementar un limitador de corriente de falla superconductor (SFCL) ante la inclusión de la generación distribuida en los sistemas de distribución. Dentro de sus conclusiones una vez realizadas las simulaciones y obtenidos los resultados, indican que el SFCL ayuda a los sistemas de distribución reduciendo el nivel máximo de corriente de falla en niveles inferiores a la capacidad de las protecciones primarias, así permite un porcentaje mayor de expansión de generación distribuida.

Dentro de sus ventajas está el mantener las configuraciones existentes de los relés principales, sería un gran beneficio para no tener que reconfigurar sus esquemas de protección, el implementar el SFCL reduce los niveles de falla y permite ser más accesible el sistema de distribución ante la conexión de generadores distribuidos, así logrando mantener la selectividad en el sistema y sensibilidad ante fallas en diferentes puntos de la red.

Ahora, limitaciones para los operadores de red sería la relación costo/beneficio al implementar esta tecnología, dado que esta tecnología reduce los valores de corriente de falla pero se centra en las protecciones principales, en algunos casos donde se tengan reconectadores pueden llegar a generar disparos inesperados, además, como en el método 6 y 7, buscan la localización óptima para los generadores distribuidos, se considera otro limitante dado que no siempre se puede determinar estos puntos, hay proyectos los cuales requieren conectarse en puntos cerca de subestaciones o en colas de los circuitos. Importante llegar a implementar este método con otros métodos para reducir los limitantes y de esta manera lograr garantizar la coordinación de protecciones en temas de tener certeza y seguridad de la operación del sistema.

2.1.9 Principales ventajas y limitaciones de los métodos revisados

A continuación, se presenta en la tabla 2 la principal ventaja y limitación de cada unos de los métodos revisados:

Tabla 2. Principales ventajas y limitaciones de los métodos revisados.

Método	Ventaja	Limitación
1	Protección de sobrecorriente direccional con ajuste de ángulos de carga de generación.	Cambios bruscos de potencia reactiva y bajo factor de potencia pueden incitar a falsos disparos.
2	Protección principal y de respaldo adaptativa de tensión, la principal cubre el 90% de la línea y la de	Los costos para implementar este método debido a que se debe instalar protección principal y de respaldo

	respaldo el 80% de la línea mediante dispositivos electrónicos inteligentes (IED's).	mediante dispositivos electrónicos inteligentes (IED's)
3	Protección ante corrientes altas de cortocircuito para equipos y la red.	La implementación de SFCL en este método no garantiza confiabilidad y seguridad en la red.
4	Es un método que permite no modificar las topologías existentes de los sistemas de distribución, mediante un algoritmo permite adquirir mayor sensibilidad con respecto a los ajustes de los relés.	El mayor limitante es no lograr implementar el algoritmo en relés existentes, dado que implicaría modificar la topología de la red o los equipos instalados.
5	Reducción de dispositivos de protección mediante la implementación del reconectador direccional dual y garantiza el ahorro de fusibles.	Como limitante se encuentran los límites de las curvas de protección del reconectador, en el punto en que se superen estas, se debe evaluar nuevamente el sistema de protección.
6	Metodología de protección mediante equipos existentes, buscando la ubicación óptima de los generadores distribuidos.	Llegada masiva de generación distribuida reduce la confiabilidad del sistema y selectividad de las protecciones, también limita la ubicación del generador distribuido a los puntos los cuales establece el método.
7	Evaluación de la coordinación de protecciones y mejora en esta. Se implementa inicialmente en la ubicación óptima de generadores distribuidos y seguidamente la mejora de las curvas de protección del reconectador y protegiendo los fusibles ante fallas temporales.	Ante una llegada en gran número de generadores distribuidos y que se superen los límites de las curvas de las protecciones existentes, el sistema pierde selectividad, sensibilidad y confiabilidad ante fallas en el circuito.
8	Mantiene configuraciones existentes de los sistemas de distribución y reduce las corrientes de cortocircuito.	Relación beneficio/costo para implementar este dispositivo (SFCL) .

3 RECOMENDACIONES PARA LA METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En este capítulo se realiza la selección de los métodos detallados y analizados en el capítulo anterior, los cuales se adaptan al entorno local y que se encuentran relacionados en gran medida con la tecnología que implementan los operadores de red de la zona.

3.1 NORMATIVIDAD LOCAL – COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CON INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para el análisis de la normativa local y que se encuentra al alcance de los usuarios se incluyen los operadores de red Electrificadora de Santander (ESSA), Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS) y Empresas Públicas de Medellín (EPM). Como ESSA y CENS son filiales del grupo EPM, las normas a revisar para identificar la metodología que se encuentra vigente actualmente para la coordinación de protecciones con la inclusión de la generación distribuida es EPM.

Dentro de las normas de coordinación de protecciones se tienen las siguientes:

- Norma técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución – septiembre 2019 EPM-UCET-NYL-NT-14⁵¹.

51 EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN EPM ESP. Norma técnica NT-14: Coordinación de protecciones redes de distribución. Medellín: Unidad CET Normalización y laboratorios, 2019. 38 p.

- Guía técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución – septiembre 2019 EPM-UCET-NYL-GT-14⁵².

La norma técnica no contempla la inclusión de la generación distribuida, la guía técnica en su sección 7.6 determina la “coordinación de protecciones considerando generación y autogeneración a pequeña escala”.

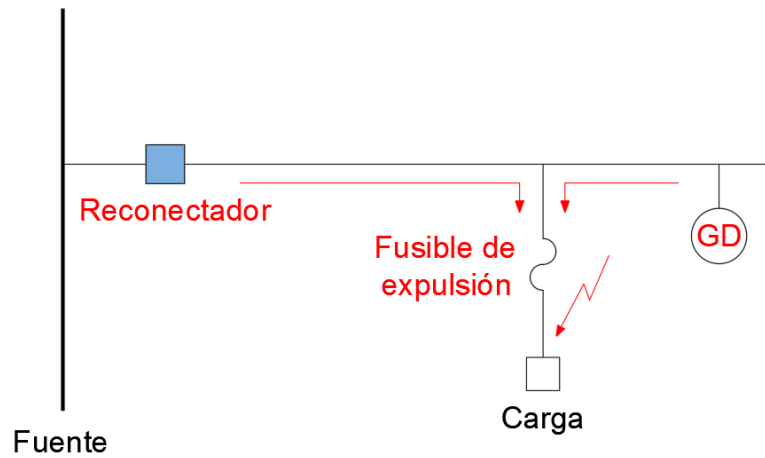
Esta guía técnica establece el gran limitante con la conexión de una gran cantidad de generadores distribuidos a los sistemas de distribución y derivando pérdidas de coordinación de protecciones e incrementos en los valores de corrientes de cortocircuito, afectando la confiabilidad y seguridad de las redes. El operador de red establece la protección anti-isla para desconexiones inesperadas o programadas y de manera que no afecte, si en dado caso continúa alimentando la red el generador distribuido conectado, con la protección anti-isla elimina este riesgo.

En la figura 23, se presenta el esquema planteado por el operador de red para un alimentador ante la conexión de generación distribuida (GD). La conclusión presentada en dicha guía técnica ante la conexión de este GD es que la corriente de cortocircuito que ve el fusible es mucho mayor a la corriente de cortocircuito que ve el reconectador. Bajo la filosofía de operación de “salvar fusible” de EPM, debe verificarse la actuación de la curva rápida del reconectador para garantizar el funcionamiento adecuado antes de fundir el fusible⁵³.

52 EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN EPM ESP. Guía Técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución. Medellín: Unidad CET Normalización y laboratorios, 2019. 34 p.

53 EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN EPM ESP. Norma técnica NT-14: Coordinación de protecciones redes de distribución. Medellín: Unidad CET Normalización y laboratorios, 2019. 38 p.

Figura 23. Alimentador con protección fusible - reconectador considerando generación (Norma EPM).



Fuente: EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN EPM ESP. Norma técnica NT-14: Coordinación de protecciones redes de distribución. Medellín: Unidad CET Normalización y laboratorios ,2019. p. 38.

Ante estos casos, de pérdida de conexión debido a la conexión de generación distribuida, EPM establece en su guía técnica lo siguiente:

- Ajustar la curva de operación rápida del reconectador desplazándola hacia abajo por un factor de relación entre la nueva corriente del reconectador y la corriente vista por el fusible.
- Ajustar el tamaño de los fusibles para establecer una coordinación adecuada entre los dispositivos de protección.

Se deben verificar las curvas TCC del reconectador y los fusibles para garantizar la coordinación reconectador-fusible.

3.2 PROPUESTA DE METODOLOGÍA A IMPLEMENTAR EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON LA INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA TENIENDO EN CUENTA LA NORMATIVA LOCAL

De acuerdo con la normatividad local vigente, se realiza la propuesta de la metodología de acuerdo con la revisión de los métodos expuestos y con el análisis de ventajas y limitaciones realizado.

Se seleccionan los métodos eficientes y que de acuerdo con los resultados obtenidos garantizan solución eficaz antes los dilemas que se presentan por la conexión de la generación distribuida. Dentro de los criterios que se analizan se encuentran: selectividad, sensibilidad, seguridad y velocidad con la que operan las protecciones.

A continuación, en la tabla 2, se seleccionan los métodos recomendados y en orden que pueden aplicarse para sistemas de distribución, teniendo en cuenta costos, modificar equipos y encontrar soluciones ante disparos y/o operaciones indebidas.

Tabla 3. Métodos seleccionados y propuesta de orden de aplicación.

Orden	Método	Descripción
1	7	Técnica de clasificación coordinación reconector-fusible
2	5	Esquema adaptativo de protección contra sobrecorriente para reconector direccional de ajuste dual y coordinación de fusibles
3	8	Impacto colocación del limitador de corriente de falla superconductora
4	4	Protección adaptativa de sobrecorriente
5	1	Protección sobrecorriente direccional
6	2	Protección de voltaje adaptativo

Conforme con la tabla anterior, se establece la metodología para ir aplicando cada uno de los métodos, que impliquen menores cambios en la red y de acuerdo con los dispositivos instalados en los sistemas de distribución.

A continuación, se desarrolla el paso a paso para verificar la coordinación de protecciones en sistemas de distribución con generación distribuida de acuerdo con la revisión realizada en este documento, en la figura 24-25 se visualiza el esquema propuesto.

1. Aplicación método No. 7 “Técnica de clasificación coordinación reconectador-fusible”:

- Inicialmente se realiza la evaluación de la coordinación de protecciones. Una vez conectado el generador distribuido se evalúa si se mantiene o no y de ser positivo el resultado se finaliza la metodología.
- En el caso que se pierda la coordinación de protecciones, se debe realizar una mejora en la misma, entonces, primero se evalúa la ubicación óptima para los GD que se lleguen a conectar al sistema y en el caso de pérdida de la coordinación, se realiza ajuste al TD (Time Dial Settings) del reconectador que protege ese ramal o circuito.
- En el caso que se supere el límite de ajuste de TD, se debe proceder con el siguiente método.

2. Aplicación método No. 5 “Esquema adaptativo de protección contra sobrecorriente para reconectador direccional de ajuste dual y coordinación de fusibles”:

- En este método el punto de partida será buscar la ubicación óptima del GD nuevamente.
- Teniendo la ubicación de los GD, se corren flujos de carga y análisis de cortocircuito para determinar las corrientes en sentido directo e inverso para

realizar los ajustes óptimos de tiempo dual y corriente de arranque (Protegen en las dos direcciones de las posibles corrientes de falla).

- Se verifica la coordinación reconectador-fusible y fusible-fusible clasificándola como si se mantiene o si se pierde, si se pierde se deben verificar los ajustes nuevamente.
- Si se superan los límites del reconectador se deben verificar la capacidad de los fusibles.
- En este método se debe verificar si es posible realizar dichos ajustes en los reconectores y modificaciones en fusibles ya sea el caso que se presente, de no ser posible se debe verificar la relación costo/beneficio o continuar con el siguiente método.

3. Aplicación método No. 8 “Impacto colocación del limitador de corriente de falla superconductora”:

- Como ya se tienen los valores iniciales de la red y de las protecciones (Relés de protección), además la ubicación del GD, se evalúan las ubicaciones candidatas para la instalación del SFCL.
- Se desarrolla la nueva configuración con el GD y la ubicación del SFCL.
- Se corren flujos de carga y se determinan las corrientes de falla cercanas a los puntos donde se conecta el GD.
- Para determinar la ubicación del SFCL, se reconfigura el relé de acuerdo con las restricciones presentadas y se establece la ubicación del SFCL para limitar la corriente de falla.
- De no ser posible o incurrir en incertidumbres, se recomienda continuar con el siguiente método.

4. Aplicación método No. 4 “Protección adaptativa de sobrecorriente”:

- Este método consiste en un algoritmo, se tienen los estudios de flujo de carga y cortocircuito calculados anteriormente, se procede a calcular los ajustes nuevos de protección cuando el sistema está fuera de línea.
- Cuando el sistema está en operación el algoritmo vigila si se modifica la topología de la red o no, si se modifica se debe realizar nuevo ajuste y enviar a los relés instalados.
- La importancia de este método radica en lograr implementarse en los relés existentes y la comunicación de estos, de lo contrario se debe continuar con el siguiente método.

5. Aplicación método No. 1 “Protección sobrecorriente direccional”:

- En el caso que los métodos anteriores no funcionen, se propone instalar protecciones de sobrecorriente direccionales, esto implicaría modificar los equipos actuales de no ser posible con los existentes.
- Corriendo los flujos de carga y análisis de cortocircuito se plantea determinar la ubicación de estas protecciones principales para conservar el ahorro de fusibles y que los reconectores no desconecten los circuitos.
- Este método tendría incidencia posiblemente en mayores costos, pero sería una solución ya descartados los métodos anteriores, en el caso que no se considere aplicar, se procede con el siguiente y último método revisado

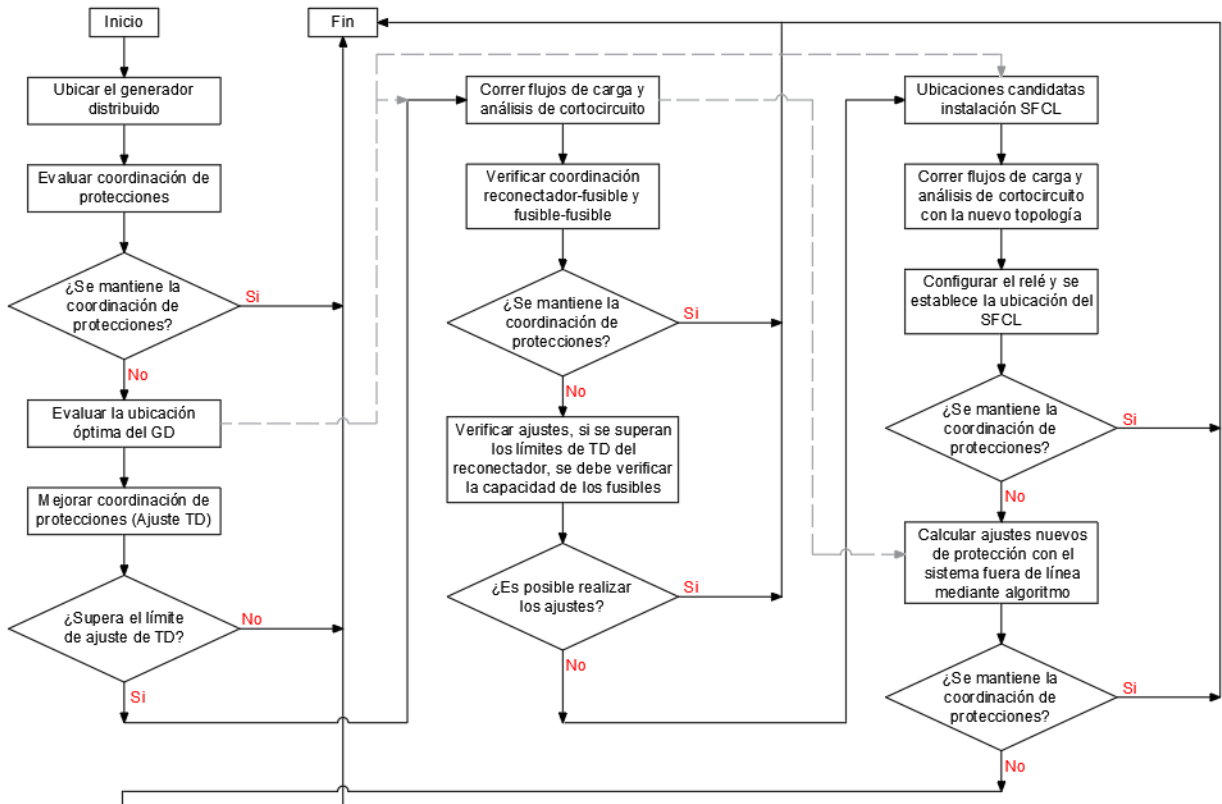
6. Aplicación método No. 2 “Protección de voltaje adaptativo”:

- Como método final, se propone instalar dispositivos electrónicos inteligentes (IED), se conectan entre la fuente y el punto de conexión del generador

distribuido. Estos IED ubicados en estos puntos disponen de sensores de dirección para monitorear el sentido de la corriente.

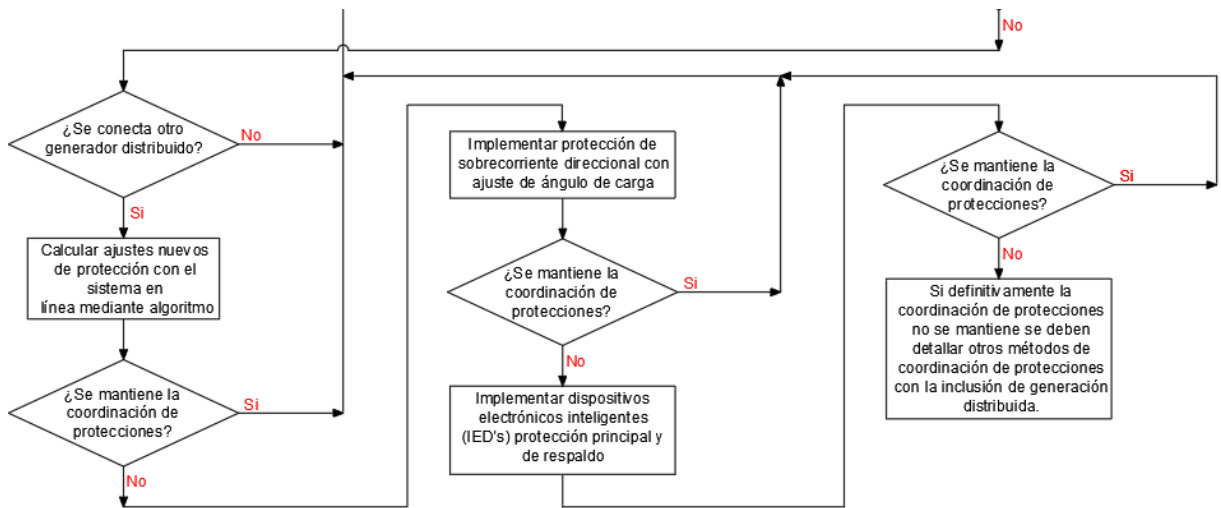
- Para los demás puntos se deja solo un IED al inicio del ramal.
- Los IED se comunican para operar como protección principal y de respaldo, conforme los flujos de carga y de cortocircuito monitorea para validar que protección debe operar, si la protección primaria o la de respaldo o en su defecto no operar.

Figura 24. Esquema de procedimiento propuesto para la coordinación de protecciones con la inclusión de generación distribuida de acuerdo con los métodos revisados (Parte 1).



Fuente: Autor.

Figura 25. Esquema de procedimiento propuesto para la coordinación de protecciones con la inclusión de generación distribuida de acuerdo con los métodos revisados (Parte 2).



Fuente: Autor.

4 CONCLUSIONES

- Los sistemas de distribución requieren de una nueva configuración o dispositivos de protección que permitan la inclusión de la generación distribuida y garanticen confiabilidad en la red. Es importante tener una selectividad al momento de operación de las protecciones debido al incremento de la corriente de cortocircuito por la conexión de generadores distribuidos, además la sensibilidad con la que operan debe ser muy alta para evitar disparos indeseados y no afectar la calidad del servicio de energía eléctrica.
- Con los métodos revisados y el análisis pertinente, actualmente se encuentran diferentes métodos y soluciones que se basan en algoritmos, implementación dispositivos como el SFCL o el reconector dual, dispositivos electrónicos inteligentes, entre otros. Todos estos desarrollos buscan soluciones ante una llegada masiva de la generación distribuida, de manera que se mantengan los sistemas de distribución y reconfiguren con los dispositivos y las topologías existentes. Así, para la implementación, lo más importante es evaluar la relación beneficio/costo de implementar cada uno de los métodos presentados tanto para los operadores de red como para los usuarios.
- Es importante que los operadores de red tengan en cuenta la serie de problemas o inconvenientes que se pueden llegar a presentar en operación con la inclusión de generación distribuida en diferentes puntos y secciones de los circuitos, para ello, en sus planes de expansión y repotenciación de subestaciones y circuitos es indispensable evaluar cada uno de los casos que se puede presentar y tener las soluciones a la mano para un futuro cercano, con el fin de obtener confiabilidad en el sistema, selectividad en cada una de

las protecciones que deben operar, sensibilidad ante fallas temporales o permanentes y velocidad ante las mismas.

BIBLIOGRAFÍA

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN EPM ESP. Guía Técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución. Medellín: Unidad CET Normalización y laboratorios, 2019. 34 p.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN EPM ESP. Norma técnica NT-14: Coordinación de protecciones redes de distribución. Medellín: Unidad CET Normalización y laboratorios, 2019. 39 p.

JONES, Doug y JUMM, J., John. Future Distribution Feeder Protection Using Directional Overcurrent Elements. En: *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2014, vol. 50, nro 2, 6 p.

LIM, Sung-Hun y KIM, Jae-Chul. Analysis on Protection Coordination of Protective Devices With a SFCL Due to the Application Location of a Dispersed Generation in a Power Distribution System. En: *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. 2012, vol. 22, nro 3, 4 p.

MA, Jing; MA, Wei; WANG Xi y WANG Zengping. A New Adaptive Voltage Protection Scheme for Distribution Network With Distributed Generations. En: *Canadian Journal of Electrical And Computer Engineering*. 2013, vol. 36, nro 4, 10 p.

NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A., Y. y ELSHARKAWY, M., A. A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012, vol. 27, nro 1, 10 p.

NASCIMENTO, J., P.; BRITO, N., S., D. y SOUZA, B., A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. En: *IEEE Latin America Transactions*. 2018, vol. 16, nro 5, 6 p.

PEDRAZA, M., A.; REYES, D., R.; GOMEZ, C., A. y SANTAMARIA, F. Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination. En: *IEEE Latin America Transactions*. 2015, vol. 13, nro 5, 9 p.

TELUKUNTA, Vishnuvardhan; PRADHAN, Janmejaya; AGRAWAL, Anubha; SINGH, Manohar y GARUDACHAR, SRIVANI, Sankighatta. Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review. En: *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2017, vol. 3, nro 4, 15 p.

YOUNGWOOK, Kim; HYUNG-CHUL, Jo y SUNG-KWAN, Joo. Analysis of Impacts of Superconducting Fault Current Limiter (SFCL) Placement on Distributed Generation (DG) Expansion. En: *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. 2016, vol. 26, nro 4, 5 p.

YOUSALF, Muhammad; JALILIAN, Amin; MUTTAQI, M., Kashem y SUTANTO, Danny. An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Dual-Setting Directional Recloser and Fuse Coordination in Unbalanced Distribution Networks With Distributed Generation. En: *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2022, vol. 58, nro 2, 12 p.