

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CON APORTES DE GD JHON JAIME MARIN

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
ELÉCTRICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

JHON JAIME MARIN



INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA
PASCUAL BRAVO®

INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN ENERGÍA
MEDELLIN
2024

Modelo de optimización para la coordinación de protecciones eléctricas en redes de distribución con generación distribuida

Jhon Jaime Marin

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
Magister en Energía

Director:

Ph.D., Sergio Danilo Saldarriaga Zuluaga.
Doctor en Ingeniería electrónica y computación.

Codirector:

Ph.D., Santiago Bustamante Mesa.
Doctor en Ingeniería.

Institución Universitaria Pascual Bravo
Facultad de Ingeniería
Maestría en Energía
Medellín
2025

Dedicatoria y Agradecimientos.

Dedico este logro académico y propósito personal, en primer lugar, a Dios y a mi madre, quien ahora está a su lado. Gracias por darme la oportunidad de avanzar en los ámbitos académicos, profesional y personal, así como de superar mis propios miedos y obstáculos. De corazón, agradezco a mi esposa por estar siempre a mi lado, por creer en mí incondicionalmente, por su paciencia y por soportar mis largas jornadas de dedicación, aceptando con amor este estilo de vida. A mis hijos les dedico este esfuerzo y los exhorto a perseguir sus propios sueños académicos, a ser siempre personas con metas claras y objetivos que les aporten valor a sus vidas, ya que eso es, al final, la mejor herramienta para enfrentar los retos que la vida presenta.

Esposa, hijos, familia y amigos, este es mi mejor ejemplo de superación. Este logro es parte de mi historia de vida, la de una persona que ha cumplido sueños y metas, y que continúa creciendo, haciendo posible lo que parecía improbable. Todo ello ha sido posible gracias a los grandes esfuerzos, tanto económicos como de tiempo y dedicación, para alcanzar mis objetivos, en los ámbitos personal, académico y profesional.

Un agradecimiento especial a la Institución Universitaria Pascual Bravo, a los docentes y a mis directores de trabajo de grado, quienes, con su extraordinaria capacidad de enseñar y guiar, me apoyaron en lograr este pequeño paso en el vasto mundo del conocimiento y a convertir mi profesión en una aventura inolvidable.

Jeff bezos " *El trabajo duro supera al talento, cuando el talento no trabaja duro*".

Bill Gates " *Para ganar a lo grande, necesitas tomar grandes riesgos*".

Mark Zuckerberg " *La única manera de hacer un buen trabajo, es amar lo que haces*"

Resumen

Las redes de distribución eléctrica tienen un impacto significativo a nivel global, dado su papel esencial en la energía que sustenta las industrias, el transporte y los sectores económicos que impulsan el desarrollo socioeconómico mundial. En consecuencia, el crecimiento de la infraestructura eléctrica ha avanzado de manera progresiva para satisfacer la creciente demanda energética. Este crecimiento también está estrechamente vinculado con el desarrollo de los sectores económicos de los países que dependen de recursos energéticos. Por esta razón, ha surgido la necesidad de implementar soluciones innovadoras en la generación de energías renovables e integrarlas gradualmente en los sistemas de generación tradicional, adaptándose al progreso económico, social y tecnológico de cada región.

Además, las afectaciones económicas, sociales y ambientales asociadas con la construcción de grandes centrales de generación de energía eléctrica, alejadas de los principales núcleos urbanos, generan altos costos en la infraestructura de transmisión y distribución, han llevado a la adopción de soluciones de generación a pequeña escala. Estas soluciones, cercanas a los centros de carga, buscan mitigar los efectos negativos derivados del crecimiento y la creciente demanda de energía eléctrica.

Por otro lado, las protecciones eléctricas han adquirido gran relevancia, ya que son fundamentales para controlar, aislar y proteger los entornos de las redes de distribución eléctrica. A medida que estas redes se masificaron, se hizo evidente la necesidad de proteger vidas humanas, animales, vegetación, infraestructura y equipos asociados. En respuesta, la ingeniería de protecciones ha experimentado un desarrollo significativo, logrando avances notables como la incorporación de protecciones digitales, como los relés direccionales. Estos dispositivos han permitido enfrentar los nuevos desafíos energéticos con soluciones más eficaces y adaptadas a los requerimientos actuales.

En este contexto, la generación distribuida (GD) surge como una alternativa de generación a pequeña escala, instalada cerca de los puntos de demanda eléctrica. La GD suele conectarse a las redes de distribución, transformando su operación tradicional. Sin embargo, su incorporación trae consigo desafíos como la alteración de parámetros técnicos, entre ellos la corriente de cortocircuito, los niveles de tensión, la calidad de la energía y el flujo bidireccional de potencia. Estos cambios han generado problemas significativos en la coordinación de las protecciones eléctricas, tema central de este estudio.

En las redes de distribución tradicionales, la ausencia de GD facilitaba la coordinación de protecciones. Sin embargo, la integración de esta tecnología ha incrementado la complejidad de los esquemas de protecciones, requiriendo una revisión exhaustiva de algunas condiciones y parámetros de las redes de distribución actual para poder afrontar los nuevos retos.

Para abordar esta problemática, se propone realizar una revisión detallada del marco teórico y la literatura existente. Este análisis permitirá evaluar los efectos de la GD en las redes de distribución, identificar los avances más significativos de la ingeniería y la investigación, y desarrollar un modelo matemático que represente una red eléctrica con aportes GD. Posteriormente, se aplicarán técnicas de optimización para determinar el punto óptimo de operación de los relés direccionales, mitigando los efectos negativos sobre la operación del sistema.

El modelo será implementado en un software de simulación de fallas en redes de distribución eléctrica, complementado con herramientas computacionales para aplicar las técnicas de optimización. Los resultados serán evaluados para garantizar un óptimo funcionamiento del esquema de protecciones en los escenarios energéticos actuales, contribuyendo a la sostenibilidad y la eficiencia del sistema eléctrico.

Palabras clave: Protecciones eléctricas, generación distribuida, transmisión de energía, optimización, coordinación de protecciones.

Abstract

Electric distribution networks have a significant global impact due to the dependence on energy in industries, transportation, and economic sectors that drive the socioeconomic development of the world. Consequently, infrastructure growth has progressed gradually in accordance with energy demand, as well as the growth of the economic sectors of countries that rely on energy resources. This has created the need to implement new solutions in renewable energy generation and to gradually incorporate them into traditional generation systems, subject to the economic, social, and technological growth of each region.

Due to the aforementioned factors and the economic, social, and environmental impacts caused by the construction of large power generation plants located far from major cities, as well as the associated costs in electricity transmission and distribution infrastructure, small-scale energy generation solutions close to load centers have been adopted to mitigate the secondary effects generated by the growth and demand for electricity.

On the other hand, electrical protections have taken on great importance as they are necessary to control, isolate, and protect environments related to electric distribution networks. Additionally, protection schemes have become increasingly significant in these networks, given their widespread use and the understanding that human, animal, and plant lives, as well as infrastructure and equipment surrounding electrical networks, could be at risk. Consequently, the field of protection engineering has grown substantially, achieving significant advancements in the incorporation of digital protections (directional relays), which allow for considerable progress in addressing the challenges posed by new energy scenarios.

The incorporation of distributed generation (DG) is contextualized as small-scale energy contributions and is characterized by being installed close to the demand for electrical energy. Typically, it connects to the electrical networks that make up the distribution infrastructure. The new challenges brought about by DG include negative phenomena in the operation of protection schemes, introducing new parameters that were not conceived in the operation of protections, affecting parameters such as short-circuit current, voltage levels, power quality, and bidirectional power flow. This has generated various problems in the coordination of protections, which is the subject of study in this work. In traditional distribution networks, there were no DG sources, making protection coordination a straightforward task. Indeed, the incorporation of DG into the distribution network increasingly complicates the coordination of protection schemes.

To address this issue, a thorough review of the state of the art and literature will be conducted to evaluate the effects generated in distribution networks in the presence of DG. Significant contributions from engineering and research will be listed, identifying a mathematical model of an electrical distribution network with DG presence. Subsequently, optimization techniques will be applied to find the optimal operating point of directional relays, aiming to mitigate adverse phenomenological aspects of operation. A network model will be utilized through failure simulation software for electrical distribution networks, and finally, computational resources will be employed to apply optimization techniques to the model, assessing the results in terms of the optimal functioning of the protection scheme in new energy scenarios.

Keywords: Electrical protections, distributed generation, energy transmission, optimization, protection coordination.

TABLA DE CONTENIDO

Tabla de contenido.....	8
LISTA DE TABLAS.....	9
LISTA DE FIGURAS	10
1. INTRODUCCIÓN	13
2. OBJETIVOS.....	26
2.1 Objetivo general	26
2.2 Objetivos específicos	26
3. MARCO DE REFERENCIA.....	26
3.1 Relés de sobrecorriente (OCRs DOCRs).....	43
3.2 Formulación matemática.	46
3.3 Técnicas de optimización	51
3.3.1 Algoritmos Genéticos (GA).....	52
3.3.2 Algoritmo de Enjambre de partículas (PSO).....	55
4. METODOLOGÍA	60
5. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	64
5.1 Sistema de tres barras IEEE con aporte de GD.	66
5.2 Micro - red IEC.	76
6 CONCLUSIONES	82
7 RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	85

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Abreviaturas	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 2. Convenciones red Alta y media tensión (Voltaje)	44
Tabla 3. Convenciones formulación para tiempos de operación relés.	68
Tabla 4. Parámetros de entrada modelamiento sistema de tres buses IEEE.....	70
Tabla 5. Datos del sistema IEEE de cuatro barras 6 relés.	70
Tabla 6. Resultados sistema de 3 barras con tiempos de operación	71
Tabla 7. Tabla de resultados iteraciones coordinación de protecciones con Gauss Seidel.....	71
Tabla 8. Tabla de resultados iteraciones coordinación de protecciones con Gauss Seidel.....	71
Tabla 9. Calculo de PSM para relés primarios y secundarios	72
Tabla 10. Datos de entrada Micro - red.....	78
Tabla 11. Tabla de resultados GA, PSO.....	78
Tabla 12. Resultados del GA y PSO	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia (Macias & Andrade, 2014).....	14
Figura 2. Matriz de capacidad de generación eléctrica año 2018 (Macias & Andrade, 2014).....	16
Figura 3. Porcentajes del consumo de las FER (Bajaj & Singh, 2020).....	17
Figura 4. Generación de electricidad basada en RES (fuentes de energía renovable) en relación con la generación hidráulica tradicional(Bajaj & Singh, 2020).	19
Figura 5. Esquema de circuito convencional con corriente de falla en la carga y una disposición reconectador - fusible(Rizwan et al., 2020).	22
Figura 6. Esquema de circuito de distribución con contribución de corriente de falla producidas por las (DG)(Rizwan et al., 2020).....	23
Figura 7. Esquema a, sistema de generación tradicional sin GD; esquema b, sistema de generación con aportes de generación distribuida (Andrés et al., 2011)	29
Figura 8. Diagrama esquemático de un sistema de generación tradicional sin DG y de un escenario con la integración de diversas fuentes de generación (Mártel, 2019).	31
Figura 9. Esquema básico de conexión de una red con LCF (Razavi et al., 2019). 35	
Figura 10. Esquema de protección simple sin DG (Razavi et al., 2019).....	35
Figura 11. Esquema de protección con la incorporación de DG (Razavi et al., 2019)	36
Figura 12. Esquema lógico de un relé de sobrecorriente (ZAPATA CARLOS ; MEJIA GERMAN, 2003)	37
Figura 13. Arquitectura del sistema de protección con implementación de protocolos de comunicación IEC 61850 (Esfahani & Mohammed, 2020).	38
Figura 14. Diagrama del algoritmo adaptativo para esquemas de protecciones con aporte de GD (Arias, 2019).....	40
Figura 15. Uso combinado de relés de sobrecorriente (OCR) de tiempo definido y de tiempo inverso.....	44
Figura 16. Diagrama de flujo para coordinar relés direccionales, elaboración propia.	46
Figura 17. Curvas de diferente DIAL.....	50

Figura 18. Población algoritmo Genético (GA)	53
Figura 19. GA Diagrama de flujo del principio de funcionamiento de un algoritmo genético.....	54
Figura 20. Diagrama de flujo del algoritmo de optimización de enjambre de partículas (Wang et al., 2018). Elaboración propia.	57
Figura 21. Diagrama de flujo del algoritmo Gauss Seidel. Elaboración propia.	59
Figura 22. Diagrama de flujo de la metodología para desarrollo del proyecto.	62
Figura 23. Diagrama unifilar del sistema de prueba de tres barras, elaboración propia.	66
Figura 24. Coordinación de relés <i>RP1_RS3</i>.	73
Figura 25. Coordinación de relés <i>RP3_RS5</i>.	73
Figura 26. Coordinación de relés <i>RP5_RS1</i>.	74
Figura 27 Coordinación de relés <i>RP2_RS6</i>.	74
Figura 28. Coordinación de relés <i>RP6_RS4</i>.	75
Figura 29. Coordinación de relés <i>RP4_RS2</i>.	75
Figura 30. Esquema Micro – red IEC elaboración propia.....	77
Figura 31. Solución de función objetivo - iteraciones del GA	80
Figura 32. Solución de función objetivo - iteraciones del PSO	81

Tabla 1. Abreviaturas

Abreviatura en español	Significado de la Abreviatura
CMNUCC	La Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CTI	Intervalo de tiempo de coordinación
DFIM	Máquinas de inducción doblemente alimentadas
DOCR	Relé de sobrecorriente direccional
FER	Fuentes de energías renovables
FCL	Limitador de corriente de falla
FLDM	Decisiones técnicas de Lógica Difusa
FRT	Falla Pasante
FRDFT	Transformada de Fourier Discreta Rápida Recursiva
GD	Generación Distribuida
GPS	Protocolo Globales de Sincronización
IBDER	Recursos energéticos de distribución basados en inversores (DER)
LCF	Limitadores de corriente de falla
PCC	Puntos de Acoplamiento Común
PNL	Programación No Lineal
PQ	Calidad de la energía
PDS	Sistema de distribución de potencia
PS	Corriente de arranque
PSO	Optimización de Enjambre de Partículas
RES	Estándar de Energía Renovables
TMS	Tiempo de operación
TWh	Tera vatio – hora
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
WCA	Algoritmo del ciclo del agua

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica, tanto en Colombia como a nivel mundial, ha mostrado un comportamiento de crecimiento sostenido en los últimos años. Este aumento ha llevado a un incremento exponencial en el consumo de energía eléctrica (Peña-Guzmán & Rey, 2020) lo que ha generado la necesidad de desarrollar infraestructura para la generación de electricidad, como las "centrales de generación". En este contexto, la generación hidroeléctrica ha surgido como la principal alternativa, destacándose por ser la fuente de mayor contribución a la generación eléctrica, gracias a sus bajos costos de operación, menores impactos ambientales, alta confiabilidad y mayor seguridad en comparación con las fuentes basadas en combustibles fósiles (Cuervo, 2019).

A partir de lo anterior, la electricidad se ha consolidado como una fuente de energía esencial para el desarrollo y el crecimiento global. Este panorama ha impulsado a países y organizaciones internacionales a buscar e implementar soluciones para integrar energías renovables en los sistemas tradicionales de generación eléctrica (Razavi et al., 2019). Este proceso ha estimulado el desarrollo tecnológico en equipos e instrumentación, facilitando la incorporación de fuentes renovables en las redes de distribución eléctrica.

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), se proyecta que la demanda de energía eléctrica en Colombia continuará creciendo significativamente, como se evidencia en la figura 1.

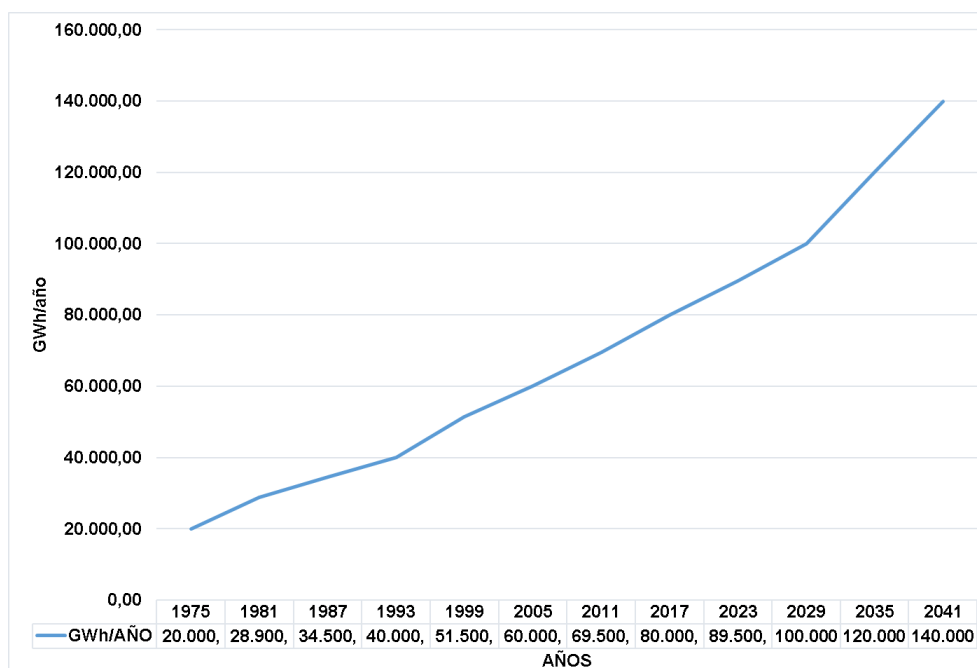


Figura 1 Proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia (Macias & Andrade, 2014)

El crecimiento sostenido en el consumo y la demanda de energía eléctrica ha generado un impacto significativo en los sistemas de generación convencional. Esto ha incrementado las exigencias sobre las centrales de generación, impulsando el desarrollo de nuevas tecnologías de generación distintas a las tradicionales (Razavi et al., 2019). Estas tecnologías buscan integrar nuevas fuentes de energía a la red de distribución, logrando mayor confiabilidad, seguridad y estabilidad en el sistema eléctrico.

En este contexto, la incapacidad de satisfacer la demanda energética representa un riesgo crítico para la estabilidad de los sectores económicos que dependen directamente de la electricidad (Cuervo, 2019). Además, las fuentes hidroeléctricas han enfrentado desafíos importantes en los últimos años debido a fenómenos naturales, variaciones climáticas y los severos impactos ambientales asociados con el mantenimiento de los

embalses (Razavi et al., 2019). Estas condiciones han acelerado la incorporación de nuevas fuentes de generación eléctrica.

La clara necesidad de promover la sostenibilidad energética, considerando los aspectos ambientales y las preocupaciones relacionadas con el cambio climático, refuerza la urgencia de fomentar el uso de recursos renovables para mitigar el efecto invernadero (Mikaeel Ahmadia, 2022) Además, se han establecido acuerdos socioeconómicos y políticos enfocados en el desarrollo sostenible, con el objetivo de reducir las emisiones derivadas de los combustibles fósiles y minimizar el impacto ambiental, tal como se establece en el Acuerdo Climático de París (Mikaeel Ahmadia, 2022). Estas acciones impulsan a diversas entidades a explorar diferentes fuentes de energía con el fin de mejorar las emisiones, aunque también presentan desafíos para los sistemas de distribución eléctrica.

La integración de fuentes renovables en las redes de distribución eléctrica genera efectos que pueden afectar la estabilidad, confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos (Chen et al., 2024). Además, da lugar a diversas dificultades operativas en las redes de distribución, siendo algunas de las más significativas la reducción de los niveles de corriente de cortocircuito, el incremento de las corrientes de falla, los transitorios de corriente y las fluctuaciones de voltaje (Sampaio et al., 2023a).

Ante la creciente incorporación de fuentes renovables a gran escala, la comunidad científica ha centrado sus esfuerzos en flexibilizar las condiciones operativas de los sistemas eléctricos y promover el funcionamiento coordinado de múltiples fuentes de energía, con el fin de mitigar las fluctuaciones inherentes a las energías renovables (Chen et al., 2024). Esta tendencia ha generado la necesidad de investigar y desarrollar sistemas de protección más robustos en términos de ingeniería y automatización, impulsando la implementación de sistemas adaptativos, que ofrecen mayores ventajas

en cuanto a configuración y ajustes en función de las condiciones operativas en tiempo real (Sampaio et al., 2023a).

La llegada de estos sistemas emergentes ha sido esencial para atender la creciente demanda energética, aportando confiabilidad y seguridad a las redes de distribución. En este contexto, la integración de la Generación Distribuida (GD) en los sistemas eléctricos ha generado múltiples beneficios desde el punto de vista de la ingeniería, así como en los ámbitos económico y ambiental (Rizwan et al., 2020).

Como se observa en la figura 2, existe una creciente diversidad de fuentes de generación que contribuyen a las redes de distribución, impulsadas por la evolución tecnológica y la implementación de sistemas más eficientes de generación. Esto permite responder al aumento del consumo energético a nivel global, cumpliendo con las exigencias de una demanda en constante crecimiento (Macias & Andrade, 2014)).

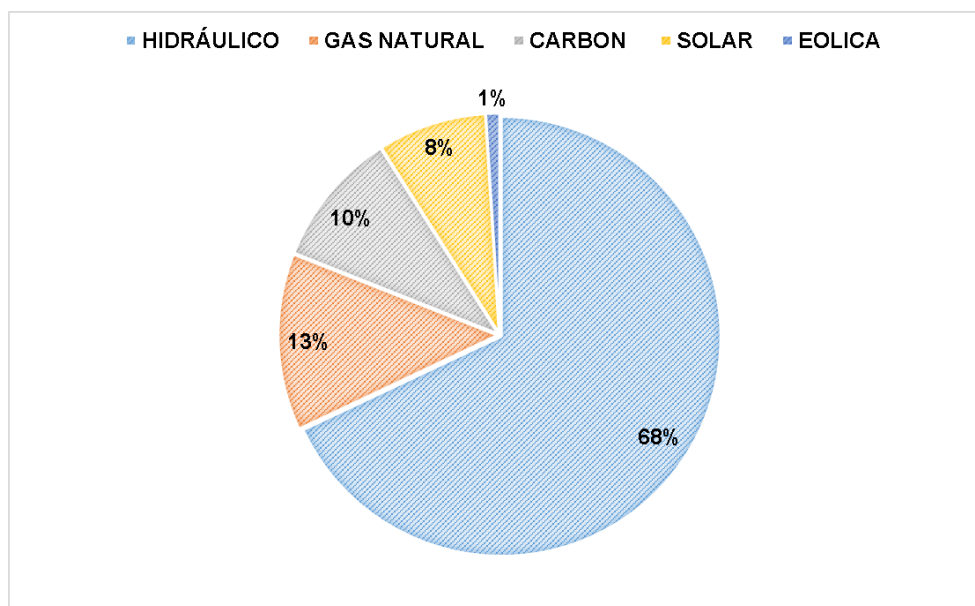


Figura 2. Matriz de capacidad de generación eléctrica año 2018 (Macias & Andrade, 2014)

Como se muestra en la figura 2, las pequeñas fuentes de generación de energía, como la solar térmica, fotovoltaica, hidráulica, eólica, geotérmica y biomasa (Bajaj & Singh,

2020), se clasifican como generación distribuida (GD). Estas fuentes tienen la característica de ubicarse estratégicamente cerca de los puntos de carga, lo que permite satisfacer de manera eficiente la creciente demanda de energía eléctrica impulsada por la industrialización actual (Bajaj & Singh, 2020).

En cuanto a las fuentes de energías renovables (FER), han despertado un interés creciente a nivel global debido a los impactos ambientales negativos asociados con las grandes hidroeléctricas y la generación basada en combustibles fósiles (Bajaj & Singh, 2020). Este contexto, sumado al aumento sostenido de la demanda energética, ha subrayado la necesidad de incorporar fuentes energéticas más sostenibles y amigables con el medio ambiente.

Tal como se observa en la figura 3, las FER han registrado un crecimiento significativo a nivel mundial, reflejado en un aumento notable tanto en los porcentajes de consumo como en sus aportes a las redes de distribución. Este avance no solo responde a la necesidad de diversificar las fuentes de generación, sino también a los esfuerzos por mitigar los impactos ambientales y garantizar la sostenibilidad del suministro energético.

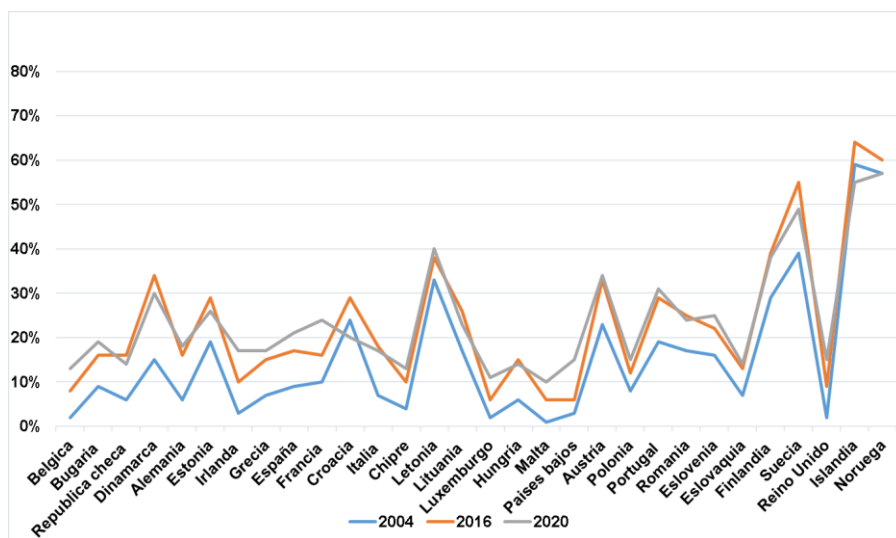


Figura 3. Porcentajes del consumo de las FER (Bajaj & Singh, 2020).

La incorporación de la generación distribuida (GD) en los sistemas de distribución eléctrica mejora la disponibilidad y confiabilidad del suministro durante períodos de alto consumo de carga (M. Singh et al., 2013). Además, presenta beneficios significativos, como la mejora en los perfiles de tensión y la reducción de las pérdidas de potencia en el sistema (Arafa et al., 2020).

Sin embargo, el sistema de generación convencional, particularmente la generación hidroeléctrica, seguirá siendo la fuente predominante de generación eléctrica, por encima de las fuentes de energías renovables (FER) (Bajaj & Singh, 2020). Esto se debe a su capacidad de generación a gran escala y su confiabilidad, aunque los costos asociados a este tipo de generación tienden a aumentar considerablemente. Una de las principales razones es que las plantas hidroeléctricas suelen ubicarse en sitios alejados de los centros urbanos y puntos de carga, lo que requiere largas líneas de transmisión para llevar la energía hasta los usuarios finales (Rahmani et al., 2020). Esta configuración genera retos técnicos, como minimizar las pérdidas de potencia y las caídas de voltaje en los extensos trayectos de transmisión (Rahmani et al., 2020).

En este contexto, la instalación de unidades de GD cerca de los centros de carga se presenta como una solución viable para mitigar estos problemas. Estas unidades no solo mejoran la eficiencia del sistema, sino que también contribuyen a un modelo energético más sostenible y amigable con el medio ambiente (Rahmani et al., 2020).

De acuerdo con la encuesta realizada por Electric Power Research and Natural Institutions, se registra que la generación eléctrica que aporta la GD, alcanza aproximadamente un 30% de la energía total (Elsadd et al., 2023). Considerando como GD, Pequeñas turbinas de gas, microturbinas, celdas de combustibles, energía eólica y energía solar.

No obstante, la integración de la GD en los sistemas de distribución plantea desafíos a nivel de las protecciones eléctricas. Por ejemplo, la presencia de GD puede afectar la magnitud de la corriente de falla y alterar la dirección del flujo de potencia, lo que complica la operación y coordinación de los esquemas de protección. Estos efectos adversos representan un reto para los operadores de los sistemas de distribución (Rahmani et al., 2020).

En este contexto, pueden producirse variaciones en la fiabilidad y la velocidad del sistema de protecciones, así como insensibilidad (cegamiento) de los dispositivos de protección, cambios en el nivel y la dirección de la corriente de falla, y desajustes en las corrientes de falla entre pares de relés coordinados (Elsadd et al., 2023), lo que genera un impacto negativo en la continuidad del servicio en el sistema de distribución eléctrica.

A pesar de los desafíos técnicos asociados con la incorporación de GD, su implementación sigue en aumento, especialmente con el crecimiento sostenido de los sistemas basados en FER. Este desarrollo, ilustrado en la figura 4, evidencia una tendencia global hacia un sistema energético más diversificado y sostenible.

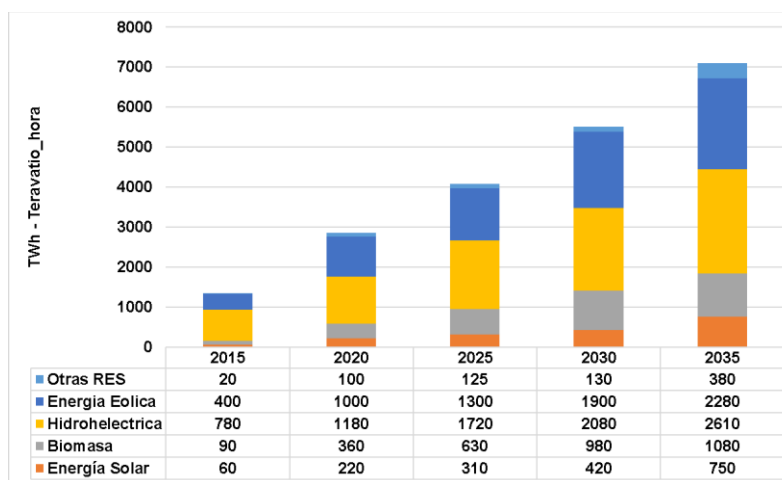


Figura 4. Generación de electricidad basada en RES (fuentes de energía renovable) en relación con la generación hidráulica tradicional (Bajaj & Singh, 2020).

Las protecciones eléctricas son dispositivos fundamentales en los sistemas de distribución, diseñados para operar ante riesgos o anomalías en los circuitos y equipos eléctricos. Su objetivo principal es proteger el recurso humano, material e incluso el entorno ambiental expuesto, directa o indirectamente, a las redes eléctricas (Samuel, 2014). Estas protecciones actúan basándose en estudios de ingeniería que analizan el comportamiento físico de la energía eléctrica, definiendo su operación según los tipos de fallas que puedan ocurrir en las redes de transmisión y distribución (Samuel, 2014).

Estos dispositivos se activan en respuesta a variables eléctricas como temperatura, corriente, voltaje y frecuencia que superen los parámetros permitidos para el correcto funcionamiento del sistema. Particularmente, la corriente de falla es un parámetro clave, ya que establece las características nominales que el sistema debe cumplir para garantizar su seguridad y confiabilidad (Samuel, 2014).

En este contexto, las protecciones eléctricas desempeñan un papel crucial al parametrizar las condiciones de operación normal y garantizar el despeje eficiente de fallas, minimizando daños y afectaciones. Su propósito es salvaguardar tanto la infraestructura como los equipos asociados a las redes de transmisión y distribución eléctrica (Alcalá, 2016).

El crecimiento de las redes de transmisión, junto con el incremento exponencial del consumo eléctrico (Bajaj et al., 2020), ha creado la necesidad de implementar protecciones en diversos puntos de las redes de distribución. Estas deben estar coordinadas para aislar las fallas en su ubicación específica, evitando interrupciones en otros puntos de la red y asegurando la continuidad del suministro eléctrico para los usuarios interconectados (Alcalá, 2016).

En los sistemas tradicionales de distribución, antes de la incorporación de la generación distribuida (GD), las redes eran típicamente radiales, como única fuente de generación

que alimentaba la demanda de manera unidireccional(Alcalá, 2016). Esto permitía una coordinación de protecciones relativamente sencilla, ya que el flujo de potencia tenía un único sentido, desde la generación hasta el usuario final, lo que facilitaba el diseño y operación de las protecciones tradicionales(Alcalá, 2016).

Típicamente, las redes eléctricas se concebían con fuentes de generación y cargas específicas, lo que permitía el diseño de sistemas de protección simples, basados en reconectores y fusibles. Esto se hacía bajo la premisa de que ambas protecciones operaban con corrientes iguales y que existía una coordinación orientada al ahorro de fusibles (Rizwan et al., 2020). En este enfoque, se priorizaba la operación coordinada del reconector, permitiendo su actuación temprana antes de que el fusible se disparara. De esta forma, se ofrecía la oportunidad de despejar fallas temporales, que constituyen entre el 70% y el 80% de las fallas en las redes de distribución eléctrica (Rizwan et al., 2020). Este tipo de configuración y coordinación busca optimizar la operación de los sistemas de distribución.

En la actualidad, las redes eléctricas han evolucionado con la incorporación de tecnologías avanzadas que permiten integrar fuentes de energías renovables en las redes tradicionales(Ghobadpour et al., 2020). Esta modernización incluye equipos digitales capaces de ajustarse a los nuevos parámetros operativos de las redes, promoviendo flujos de información bidireccionales entre generadores y consumidores. Estos avances no solo reducen costos, sino que también mejoran el desempeño económico y ambiental de los sistemas eléctricos (Rizwan et al., 2020).

Con la progresiva incorporación de la GD, las redes de distribución han comenzado a experimentar nuevos fenómenos asociados a las corrientes de falla. Como se observa en la Figura 5, en un sistema típico de distribución con GD, los aportes de cortocircuito ya no provienen únicamente de la red principal, sino también de las unidades de generación distribuida. Esto genera desafíos adicionales en la coordinación de las

protecciones eléctricas, ya que las corrientes de falla y los flujos de potencia ahora son bidireccionales, complicando la operación eficiente de los sistemas de protección.

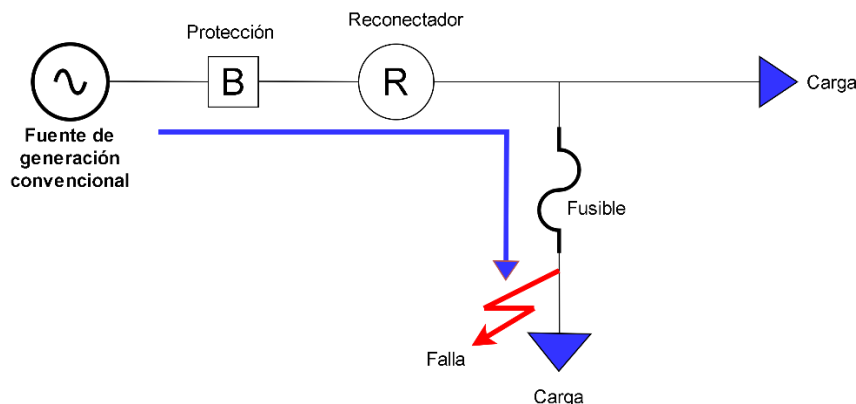


Figura 5. Esquema de circuito convencional con corriente de falla en la carga y una disposición reconectador - fusible(Rizwan et al., 2020).

Estos cambios demandan un rediseño de los esquemas de protección que considere tanto los aportes de cortocircuito como los flujos de potencia provenientes de las fuentes de GD(Rizwan et al., 2020), asegurando la seguridad, confiabilidad y estabilidad de las redes en este nuevo contexto energético.

Como se puede observar en la figura 6, existen dos fuentes de energía: una proveniente de la generación tradicional y otra de la Generación Distribuida (GD). Esta configuración provoca un aumento en la corriente de los fusibles, lo que añade complejidad a la coordinación de las protecciones.

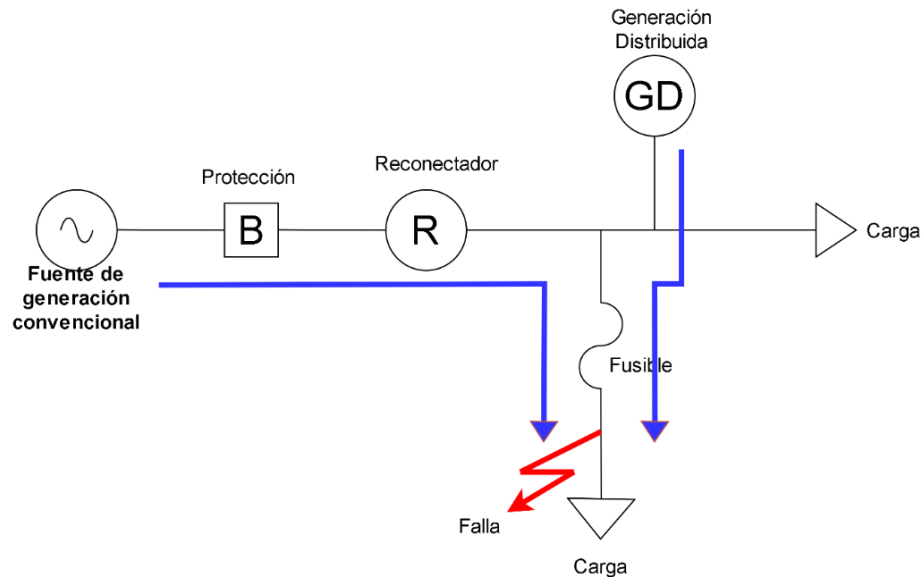


Figura 6. Esquema de circuito de distribución con contribución de corriente de falla producidas por las (DG)(Rizwan et al., 2020)

La creciente incorporación de generación distribuida (GD) en las redes de distribución eléctrica ha incrementado significativamente la necesidad de garantizar altos estándares de calidad y seguridad en estos sistemas. Esto ha impulsado el desarrollo e implementación de protecciones eléctricas adaptativas, capaces de ajustarse a los nuevos factores y variables introducidos por las modernas topologías de red. Estos esquemas de protección están diseñados, planificados y configurados para responder de manera inmediata y eficiente a las condiciones adversas, protegiendo tanto los equipos como la infraestructura asociada a las redes de distribución(Samuel, 2014).

Los sistemas de protecciones eléctricas han ganado relevancia en las redes de transmisión y distribución debido a su capacidad para operar oportunamente, despejando fallas automáticamente y realizando maniobras de aislamiento de forma controlada. Esto minimiza los riesgos económicos, ambientales y de seguridad humana asociados a fallas en el sistema eléctrico. Para cumplir con estas funciones, las protecciones deben

configurarse según las necesidades específicas de cada red, considerando la magnitud de las cargas, la capacidad de los equipos y las condiciones operativas del sistema(Samuel, 2014).

Con el crecimiento continuo de la demanda energética y la incorporación de nuevas fuentes renovables, las topologías tradicionales de red se han visto alteradas, lo que complica la coordinación de las protecciones eléctricas. Los errores en esta coordinación pueden provocar aperturas en cascada, afectando incluso sectores no directamente relacionados con la falla inicial(Arias, 2019). Por ello, se han desarrollado diversas alternativas que buscan mitigar estos problemas mediante ajustes adaptativos en los esquemas de protección.

En respuesta a los desafíos actuales, la comunidad científica y académica ha centrado sus esfuerzos en los avances tecnológicos y el desarrollo de áreas como la Inteligencia Artificial (IA), el Big Data y la optimización estocástica (Chen et al., 2024), con el objetivo de optimizar el funcionamiento y la operación de las microrredes multienergéticas. En este contexto, los sistemas de protección adaptativa destacan frente a otras alternativas, principalmente por su capacidad para ajustar los relés según las condiciones operativas de las redes de distribución eléctrica(Chen et al., 2024).

Entre las soluciones propuestas, destacan los algoritmos aplicados a relés direccionales (DOCRs), diseñados para ajustar dinámicamente los parámetros de las protecciones en función de los cambios en las topologías de las redes de distribución. Además, se han implementado métodos adaptativos que mejoran la coordinación de las protecciones, reduciendo el riesgo de operaciones incorrectas (Arias, 2019).

Por lo anterior, este trabajo propone realizar el análisis de los impactos de la GD en las redes de distribución eléctrica con técnicas de programación(Alcala-Gonzalez et al., 2022) y algoritmos de optimización, con el objetivo de mejorar la respuesta de los

sistemas de protecciones en los diferentes escenarios de penetración de la GD, enfocando el análisis en sistemas de buses IEEE con su respectivo modelado en Matlab.

Sin embargo, la coordinación de los DOCRs puede convertirse en un desafío más complejo debido a la gran cantidad de relés presentes en la red de distribución eléctrica. En consecuencia, la literatura presenta diversas metaheurísticas que abordan este problema; sin embargo, estas técnicas no garantizan la obtención de una solución óptima global (Sampaio et al., 2023a) ni son siempre eficientes en cuanto a los recursos computacionales necesarios. Por lo tanto, es fundamental evaluar diferentes enfoques, tales como los algoritmos genéticos (GA) y el optimizador de enjambre de partículas (PSO), para mejorar la gestión de la coordinación.

Otros enfoques en la literatura incluyen el uso de métodos de optimización avanzada, como la programación lineal, para abordar los fenómenos negativos generados por la GD (Mohammadi Chabanloo et al., 2018); (Zeineldin et al., 2013); (Bedekar & Bhide, 2011). Asimismo, se han explorado algoritmos metaheurísticos y técnicas basadas en matrices de covarianza para mejorar la precisión de los ajustes en los esquemas de protección (Singh et al., 2013). Por otro lado, autores como (Ghobadpour et al., 2020) han desarrollado algoritmos genéticos para calcular eficientemente los parámetros de limitadores de corriente de falla (LCF).

Frente a los desafíos operativos impuestos por la GD, se propone realizar un análisis exhaustivo de la literatura y desarrollar un modelo optimizado de coordinación de protecciones. Este modelo buscará mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, reduciendo las operaciones incorrectas de las protecciones e incrementando su eficiencia. Con la implementación de algoritmos de optimización, se pretende:

1. Identificar con precisión los puntos de perturbación en las redes.
2. Permitir flujos bidireccionales de potencia, adaptando los esquemas de protección a las nuevas topologías.

3. Asegurar despejes de fallas rápidos y coordinados.

Esto garantizará la operación confiable de las redes, minimizando impactos ambientales, económicos y sociales, y protegiendo tanto las vidas humanas como la infraestructura crítica de los sistemas de distribución eléctrica.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Proponer un modelo de optimización para la coordinación de protecciones para redes de distribución considerando GD con el fin de mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes de distribución eléctrica.

2.2 Objetivos específicos

- Construir el modelo de coordinación de protecciones eléctricas considerando Generación Distribuida (GD) mediante programación no lineal.
- Resolver el modelo de protecciones eléctricas propuesto mediante técnicas de optimización considerando Generación Distribuida (GD).
- Validar el modelo propuesto mediante simulaciones en un sistema de prueba aplicando técnicas de optimización para encontrar el punto óptimo de funcionamiento de un esquema de protecciones en presencia de GD.

3. MARCO DE REFERENCIA

El crecimiento continuo e innovación tecnológica en las redes eléctricas durante los últimos años ha llevado a la integración progresiva de fuentes de generación de energía renovables y no renovables. Estas fuentes han sido fundamentales para satisfacer la

creciente demanda energética en los nuevos escenarios globales. La incorporación gradual de estas tecnologías en los sistemas de distribución tradicionales responde tanto a las necesidades de diversificar la generación como a la resolución de desafíos ambientales, climáticos y de infraestructura, especialmente relacionados con la transmisión y distribución de energía a gran escala(Razavi et al., 2019).

Las barreras medioambientales, las limitaciones en la construcción de nuevas infraestructuras, el aumento sostenido en la demanda energética y la liberalización de los mercados eléctricos han impulsado la implementación de generación distribuida (GD) como una solución viable para afrontar estas problemáticas(Sharma et al., 2024).

La GD ha demostrado ser una alternativa eficaz para mitigar el impacto ambiental y abordar las preocupaciones relacionadas con el cambio climático, al tiempo que contribuye significativamente al cumplimiento de políticas ambientales y sociales mediante el uso de tecnologías económica y ambientalmente sostenibles. Entre los beneficios más destacados de la GD se encuentran:

1. Reducción de pérdidas de potencia: Gracias a la proximidad de las fuentes de GD a los puntos de carga.
2. Disminución en el uso de combustibles fósiles: Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
3. Optimización de infraestructura: Reducción de la necesidad de construir redes de transmisión y distribución de gran alcance.
4. Mejor calidad de la energía (PQ): Minimización de desequilibrios en los niveles de tensión, contribuyendo a mejores perfiles de voltaje.
5. Aumento de la confiabilidad y seguridad: Mejora en la operación general de las redes de transmisión y distribución (Razavi et al., 2019).

Estos beneficios se reflejan no solo en términos técnicos, sino también en la sostenibilidad económica y ambiental de los sistemas eléctricos, haciendo de la GD una pieza clave en el panorama energético moderno.

En la figura 6 se presenta una comparación gráfica entre dos escenarios:

- Gráfica a: Representa una red de distribución tradicional sin GD, donde el flujo de energía es unidireccional, desde las fuentes de generación hasta el usuario final.
- Gráfica b: Muestra un sistema energético con la incorporación de GD. En este caso, diversas fuentes de generación aportan energía a las redes, generando flujos bidireccionales de potencia.

Esta transición hacia redes con GD subraya la evolución hacia un sistema energético más flexible, eficiente y sostenible, donde las tecnologías emergentes desempeñan un papel crucial en la transformación de las redes eléctricas. Cabe resaltar que el aumento de los precios de los combustibles fósiles debido a los recientes conflictos en Europa (P. Singh et al., 2024) ha incrementado los costos operativos de las centrales térmicas. Además, el impacto climático del calentamiento global y la necesidad de reducir la huella de carbono han impulsado de manera directa la incorporación de fuentes de energía renovable (FER), como los generadores eólicos, la energía solar fotovoltaica, la hidroeléctrica y las tecnologías de biocombustibles (P. Singh et al., 2024). En este contexto, se destacan los numerosos beneficios que la integración de microrredes de Generación Distribuida (GD) puede ofrecer, alineándose con el objetivo de las Naciones Unidas de alcanzar cero emisiones netas para 2050 (P. Singh et al., 2024). Además, a nivel mundial, se están implementando tecnologías respetuosas con el medio ambiente que contribuyen significativamente a la reducción de emisiones, como los sistemas de transporte eléctrico, las mejoras en los vehículos de combustión y los vehículos propulsados por hidrógeno líquido (P. Singh et al., 2024).

Es crucial entender los efectos indeseables que la Generación Distribuida (GD) puede generar en caso de fallas. A nivel de baja tensión o bajo voltaje, la GD puede ofrecer una alta capacidad de corriente de cortocircuito, alcanzando hasta 5 o 6 veces la corriente nominal. Este comportamiento puede alterar la estabilidad transitoria del sistema, lo que representa un desafío para su funcionamiento seguro y eficiente. (P. Singh et al., 2024)

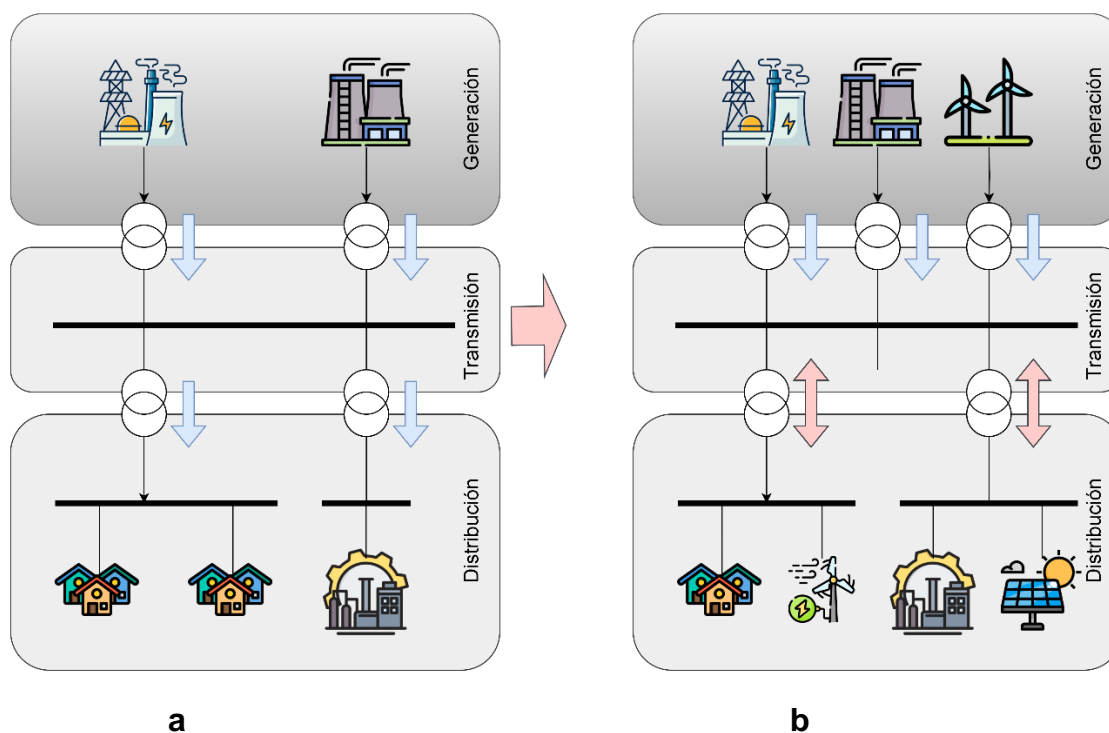


Figura 7. Esquema **a**, sistema de generación tradicional sin GD; esquema **b**, sistema de generación con aportes de generación distribuida (Andrés et al., 2011)

La integración de fuentes de generación fotovoltaica y otras energías renovables y no renovables a la infraestructura eléctrica tradicional ha transformado significativamente las redes de distribución. Este aporte adicional de energía ha llevado a que los sistemas evolucionen de configuraciones simples y unidireccionales a redes de distribución más complejas, donde las fuentes radiales tradicionales comparten el suministro con nuevas fuentes de generación (Razavi et al., 2019)

Sin embargo, esta transición ha generado desafíos importantes en los esquemas de protección de las redes eléctricas. Entre los problemas más frecuentes se encuentran:

1. Operaciones no deseadas de las protecciones: Activaciones fuera de los parámetros establecidos.
2. Cambios en las corrientes de cortocircuito: Aumento o disminución de las magnitudes debido a la presencia de nuevas fuentes de generación.
3. Reducción de sensibilidad: Impacto en la capacidad de las protecciones para detectar fallas.
4. Descoordinación entre dispositivos de protección: Apertura y cierre no sincronizados, que pueden comprometer la estabilidad de la red (Boza, 2009).

En la figura 7, se representan dos esquemas energéticos típicos utilizados a nivel global. Estos esquemas ilustran la evolución de las redes de transmisión y distribución según las fuentes de generación incorporadas.

- El primer esquema refleja la topología tradicional de redes de transmisión y distribución con una fuente de generación centralizada.
- El segundo esquema muestra un sistema con una diversidad de fuentes de generación distribuida (GD), incluyendo fuentes renovables (FER), que han sido integradas progresivamente gracias a los avances tecnológicos y a su viabilidad económica en los mercados energéticos.

La incorporación de estas fuentes distribuidas ha permitido atender de manera más eficiente la creciente demanda y consumo energético, pero también ha introducido nuevos desafíos operativos y técnicos. Estos deben ser abordados con soluciones innovadoras en los sistemas de protección para garantizar la confiabilidad, seguridad y estabilidad de las redes eléctricas modernas.

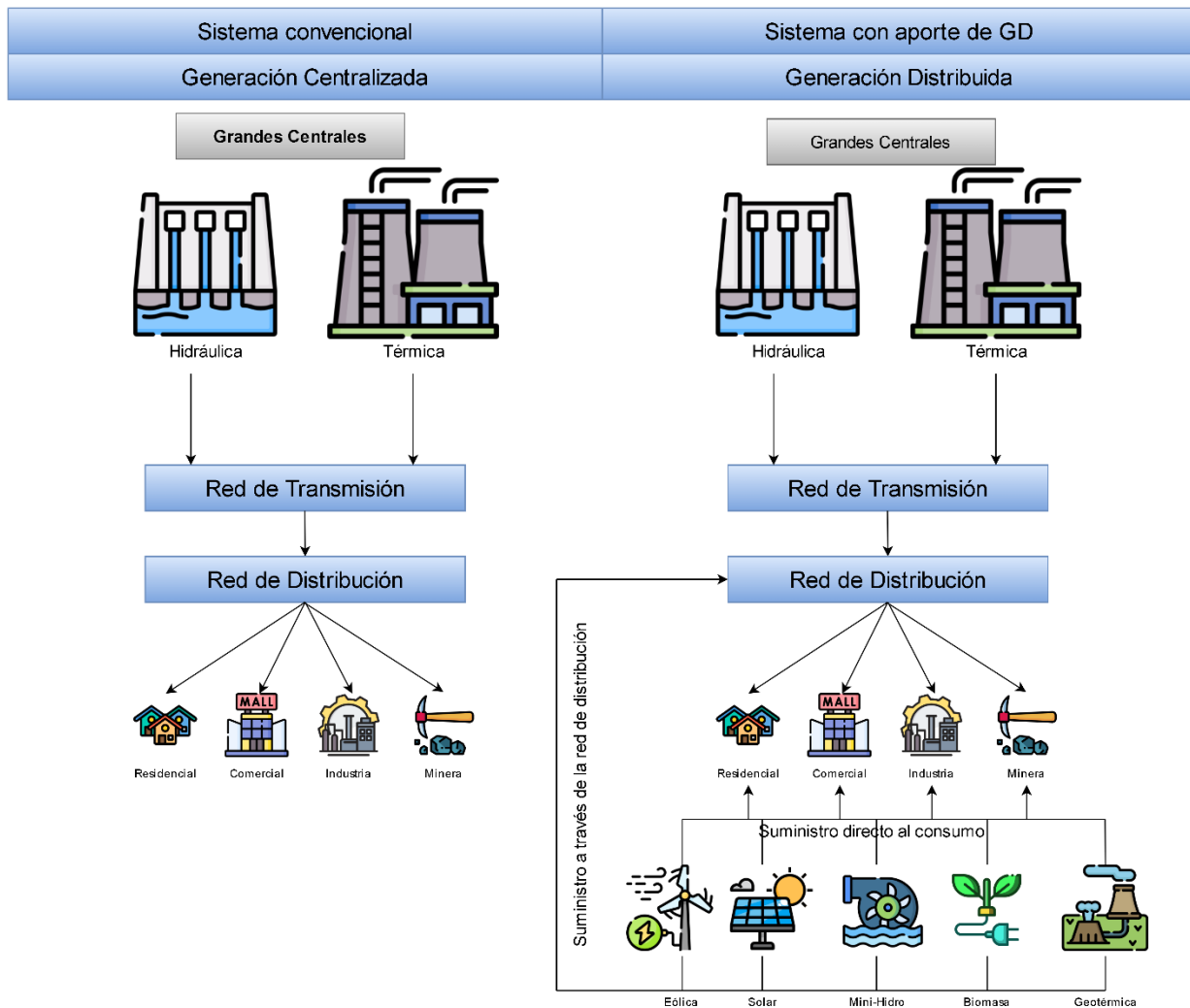


Figura 8. Diagrama esquemático de un sistema de generación tradicional sin DG y de un escenario con la integración de diversas fuentes de generación (Mártil, 2019).

Teniendo en cuenta lo anterior, la integración de las *generaciones distribuidas* (GD) introduce nuevas dificultades en la operación de los sistemas de distribución de energía, como el flujo inverso de potencia, el índice de desviación de carga y el aumento de voltaje en los puntos de incorporación a la red de distribución (Sharma et al., 2020). Además, se presentan afectaciones operativas y de funcionamiento, especialmente en las variaciones de voltaje, la inestabilidad en la carga, el control de equipos, la descoordinación de los

esquemas de protección y los efectos isla, que resultan indeseables para la operación (Razavi et al., 2019), que provoca problemas de coordinación entre los dispositivos de protección eléctrica (Alcala-Gonzalez et al., 2022), en vista que son flujos de potencia que pueden fluir aguas arriba en dirección de la subestación y no de la carga. Por ello, se ha impulsado el desarrollo y la ingeniería de los sistemas de protección eléctrica, avanzando hacia nuevas soluciones enfocadas en la coordinación de dichos esquemas.

Con los avances en los nuevos escenarios energéticos, la ingeniería ha tenido que afrontar situaciones inéditas que surgen como nuevas metas para garantizar el funcionamiento óptimo de las redes de distribución. Entre los fenómenos emergentes más relevantes se incluyen: reenganches de esquemas de protección no sincronizados, sincronización inadecuada de los reenganches automáticos, efectos isla no deseados, contribución al nivel de cortocircuito, información incorrecta de los esquemas de protección, operaciones indeseadas en los equipos generadores y fallos en las protecciones de los circuitos alimentadores de potencia para los usuarios finales (Razavi et al., 2019).

En los sistemas tradicionales, las protecciones incluyen dispositivos como fusibles, reconectadores automáticos y relés de sobrecorriente (Razavi et al., 2019). Sin embargo, la presencia de la GD requiere nuevos enfoques para mitigar los impactos negativos generados por su integración. Según (Razavi et al., 2019), uno de los principales efectos en las redes de distribución se relaciona con la corriente de cortocircuito, lo que ha motivado el desarrollo de soluciones de ingeniería para mitigar y controlar los desafíos en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Además, se han promovido desarrollos orientados a identificar fallas específicas mediante despejes sectorizados, restringiendo la incorporación de GD a las redes de distribución basándose en estudios de viabilidad y disponibilidad. Este crecimiento energético ha dado lugar al desarrollo de microrredes y a la incorporación de pequeñas fuentes de Generación

Distribuida (GD) síncronas (P. Singh et al., 2024). Como consecuencia, estas incorporaciones pueden generar ciertos retos y desafíos en las redes de distribución, tales como la pérdida de sincronismo entre los generadores, el flujo bidireccional de potencia, fluctuaciones en el nivel de corriente de falla y mal funcionamiento de los sistemas de protección, lo que puede resultar en fenómenos como el cegamiento, disparos falsos y el funcionamiento involuntario en isla (P. Singh et al., 2024). Considerando lo anterior la literatura se enfoca en el estudio de las protecciones adaptativas que se ajusten a la incorporación de las GD. También se están planeando y diseñando sistemas de protección que incorporen esquemas suplementarios, con el uso de relés de sobrecorriente direccionales, relés de distancia y limitadores de corriente de falla (LCF) (Razavi et al., 2019).

A partir de lo anterior, se analizarán diversas perspectivas y enfoques de desarrollo e implementación. En este sentido, (Kumar et al., 2016) proponen una solución basada en protecciones adaptativas que emplean algoritmos rápidos para proteger redes de distribución con GD incorporada. Esta solución está basada en la Transformada Rápida Discreta de Fourier Recursiva (FRDFT) y utiliza técnicas de lógica difusa (FLDM) para ajustar y optimizar el sistema de protección según los cambios y ajustes del sistema (Liu et al., 2015), también desarrollaron un algoritmo adaptativo para esquemas de protección en redes con alta concentración de GD, orientado a los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente mediante el uso de múltiples agentes de control dirigidos a relés direccionales.

Adicionalmente (Brahma & Girgis, 2004), propusieron un sistema de protección adaptable independiente para redes de distribución que incorporan GD. (Shen et al., 2017) introdujeron un enfoque de protección de sobrecorriente multinivel, orientado a sistemas sin conexión a tierra, que emplea información de bus de comunicación local sin depender de protocolos globales de sincronización del sistema (GPS). (Zeineldin et al., 2013) también propusieron un índice para la coordinación de la protección basado en relés de

sobrecorriente direccionales (DOCR) y emplearon técnicas de programación no lineal (PNL) para determinar el punto óptimo de operación del esquema de protección.

(Aghdam et al., 2016), propusieron la coordinación de relés duales (DOCR) para redes de distribución de tipo malla. Este sistema, basado en dos tipos de tiempos y corrientes inversas, es capaz de determinar la procedencia y características de las fallas, mejorando significativamente la coordinación de los esquemas de protección. Sin embargo, (Aghdam et al., 2016), señalaron que los resultados de (Zeineldin et al., 2013), presentaban vacíos científicos, ya que los DOCR de estructura dual no aportaban suficiente protección en la coordinación de las redes de distribución.

(Nikolaidis et al., 2016) implementaron los DOCR convencionales para redes de distribución radial, y (Saleh et al., 2015) incorporaron variables adicionales como tiempo, voltaje y corriente para mejorar la operación de los relés direccionales en los nuevos escenarios energéticos, utilizando PNL y abarcando tanto GD síncronas como basadas en inversores. De manera similar, (Sinclair et al., 2014) propusieron el uso de relés de distancia, considerando los alimentadores de GD como dispositivos de protección.

(El-Khattam & Sidhu, 2008) implementaron el LCF como una herramienta para mitigar las problemáticas generadas por las GD, abordando la coordinación de las protecciones en las redes de distribución eléctrica. Como se ilustra en la figura 8, el FCL se implementa en redes con aportes de GD (Razavi et al., 2019) lo que permite que los dispositivos y esquemas de protección existentes sigan funcionando, generando un margen de

operación dentro de los nuevos escenarios energéticos, donde diversas fuentes de generación energética están involucradas.

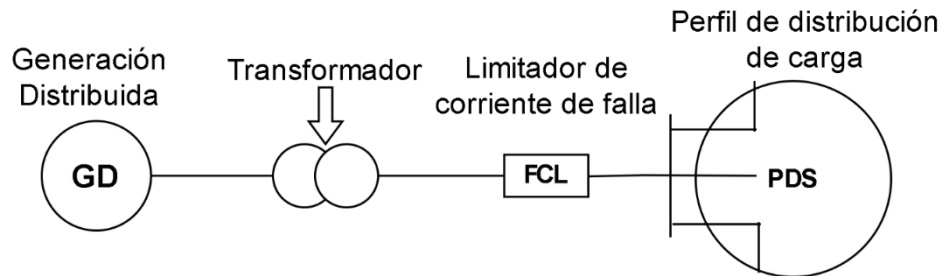


Figura 9. Esquema básico de conexión de una red con LCF (Razavi et al., 2019).

A continuación, se presentan dos escenarios ilustrativos que esquematizan las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica. En la Figura 9 se muestra un sistema sin *Generación Distribuida* (GD), mientras que en la Figura 10 se representa una red de distribución de energía eléctrica con aportes de GD.

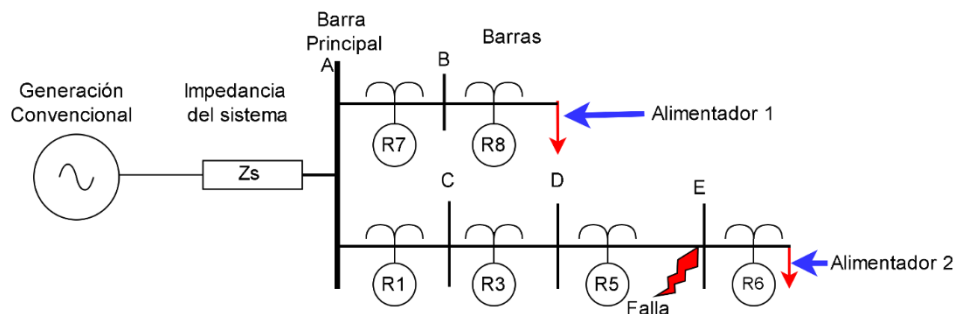


Figura 10. Esquema de protección simple sin DG (Razavi et al., 2019).

Como se observa en la Figura 10, en una red de distribución sin (GD), la corriente de cortocircuito no se ve afectada por otras fuentes de generación que puedan modificarla. En este caso, la corriente de cortocircuito ($K1$) del sistema permanece constante. Así, los esquemas de protección en redes sin GD se componen principalmente de la fuente de

generación, las cargas asociadas a los circuitos de distribución y los relés de protección (Razavi et al., 2019). Por lo tanto, las protecciones ($R1, R2, R3, R4, R5, R6$) se coordinan mediante ajustes en los tiempos de apertura y las corrientes de cortocircuito, de acuerdo con las cargas del sistema, con el objetivo de garantizar una operación óptima.

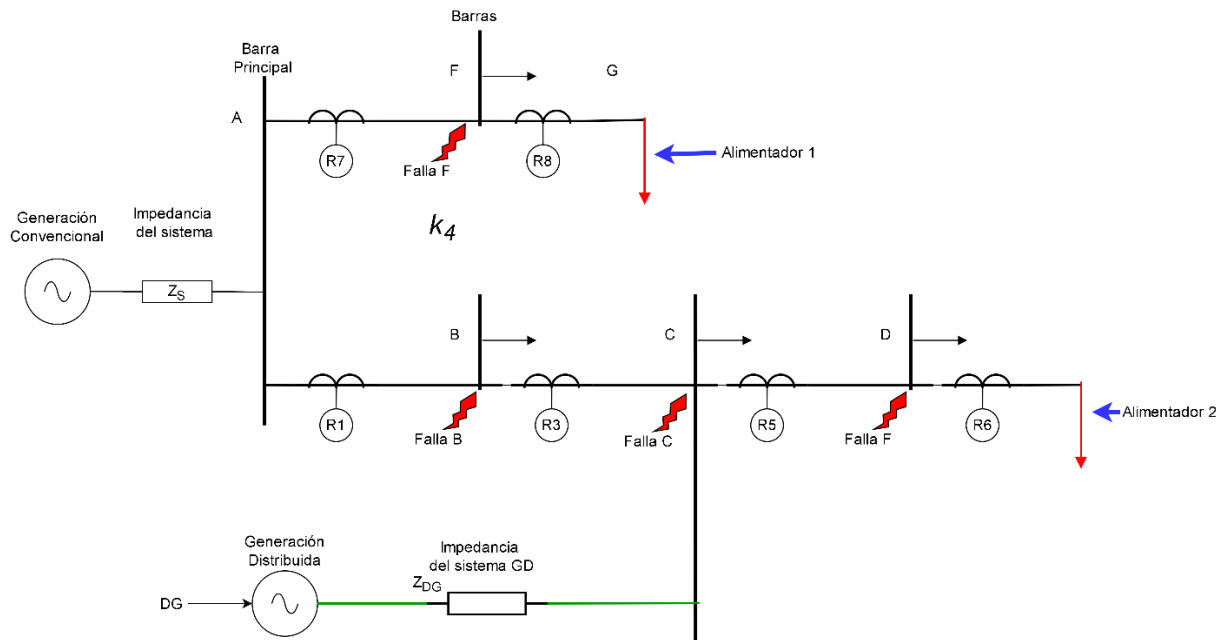


Figura 11. Esquema de protección con la incorporación de DG (Razavi et al., 2019)

Como se observa en la Figura 10, se presenta un esquema de protección en el que se incorpora GD en la barra C de la red de distribución (Razavi et al., 2019). En este escenario, la red de distribución experimenta un comportamiento distinto debido a las variaciones que los esquemas de protección perciben por los aportes de la GD. Estas variaciones deben ser consideradas en la ingeniería de coordinación de protecciones, comprendiendo los efectos de la GD y la posible alteración de la corriente de cortocircuito en la red de distribución. Esto permite realizar los ajustes y desarrollos necesarios para adaptarse a las nuevas condiciones operativas de cada sistema.

En el contexto de esta investigación, se profundizará en los relés de protección de sobrecorriente, dispositivos lógicos con un alto componente electrónico que permiten monitorear una o varias señales de entrada y compararlas con una referencia (ajuste) para tomar decisiones lógicas (ZAPATA CARLOS ; MEJIA GERMAN, 2003). Estos dispositivos permiten planificar acciones de acuerdo con el funcionamiento y los requisitos de la red de distribución. Son los más comúnmente utilizados en los sistemas eléctricos actuales, ya que facilitan la programación e incorporación de algoritmos adaptativos y de optimización para integrar la GD a las redes de distribución sin comprometer la operación ni la coordinación de los esquemas de protección. En la Figura 12 se muestra el esquema lógico de un relé de sobrecorriente, y en la Figura 13 se presenta una arquitectura típica de un sistema de protección con la implementación de protocolos IEC 61850 (Esfahani & Mohammed, 2020).

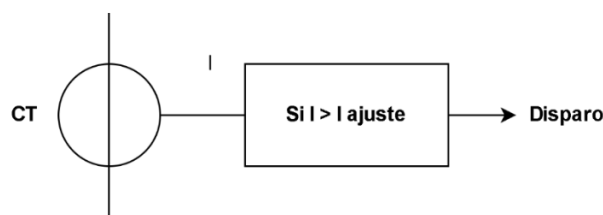


Figura 12. Esquema lógico de un relé de sobrecorriente (ZAPATA CARLOS ; MEJIA GERMAN, 2003)

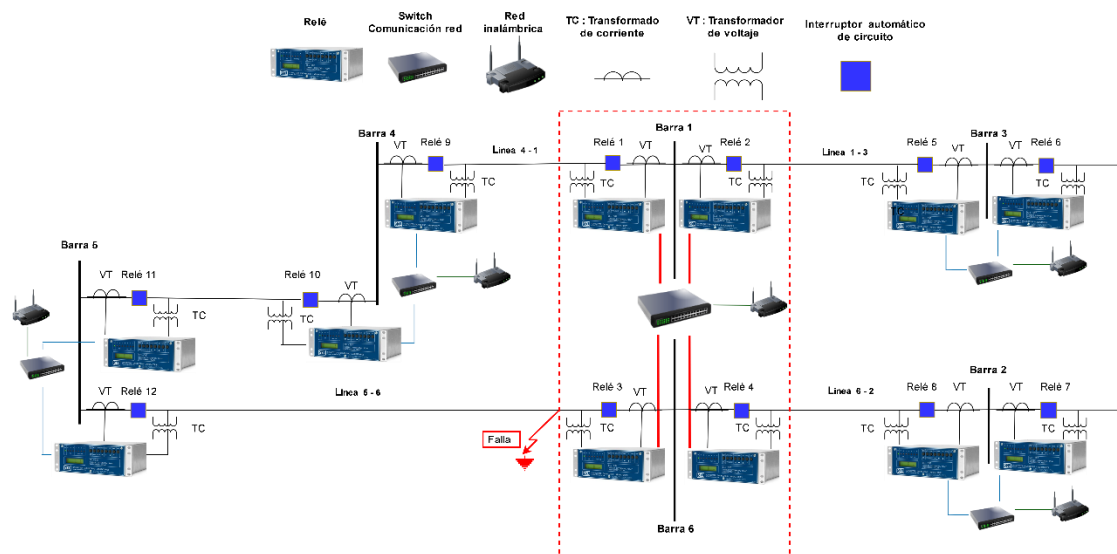


Figura 13. Arquitectura del sistema de protección con implementación de protocolos de comunicación IEC 61850 (Esfahani & Mohammed, 2020).

Como se observa en la Figura 13, se presenta la arquitectura de un sistema de protección basado en el protocolo de comunicaciones IEC 61850. Este sistema establece una red de comunicación entre los relés a través de la red LAN, permitiendo el intercambio de una serie de datos e información relacionados con el comportamiento fenomenológico de las redes de transmisión y/o distribución donde se monitorean dichas señales, tales como corriente, voltaje, frecuencia, impedancia, dirección del flujo de potencia, entre otras (Esfahani & Mohammed, 2020). Estos datos pueden provenir de diferentes puntos de la red o de diversas subestaciones. Con esta información, se genera una lógica de operación para los sistemas y esquemas de protección, con el fin de asegurar el funcionamiento óptimo del sistema.

Con el objetivo de implementar sistemas de coordinación de protecciones más eficientes, se ha propuesto la integración de sistemas adaptativos basados en algoritmos de

optimización. Este enfoque se puede estructurar en tres procesos específicos que se describen a continuación:

Monitoreo: Este proceso permite obtener los datos más relevantes para optimizar la función objetivo, asegurando que el sistema converja de manera adecuada y en tiempo y forma. Además, realiza un seguimiento de los cambios en el comportamiento de la red, monitorea las variables claves del sistema y supervisa el estado de los interruptores, relés asociados y demás instrumentos necesarios para el funcionamiento del sistema.

Coordinación: En esta etapa, se lleva a cabo el ajuste de topologías, el análisis del flujo de carga y la ejecución de la coordinación de protecciones, garantizando que los elementos del sistema trabajen de manera precisa para proteger adecuadamente la infraestructura.

Asignación: Consiste en la transferencia de parámetros clave, obtenidos a partir de los datos generados por el algoritmo de optimización, así como en la realización de ajustes conforme a los parámetros operativos de la red, con el fin de lograr una coordinación de protecciones óptima.

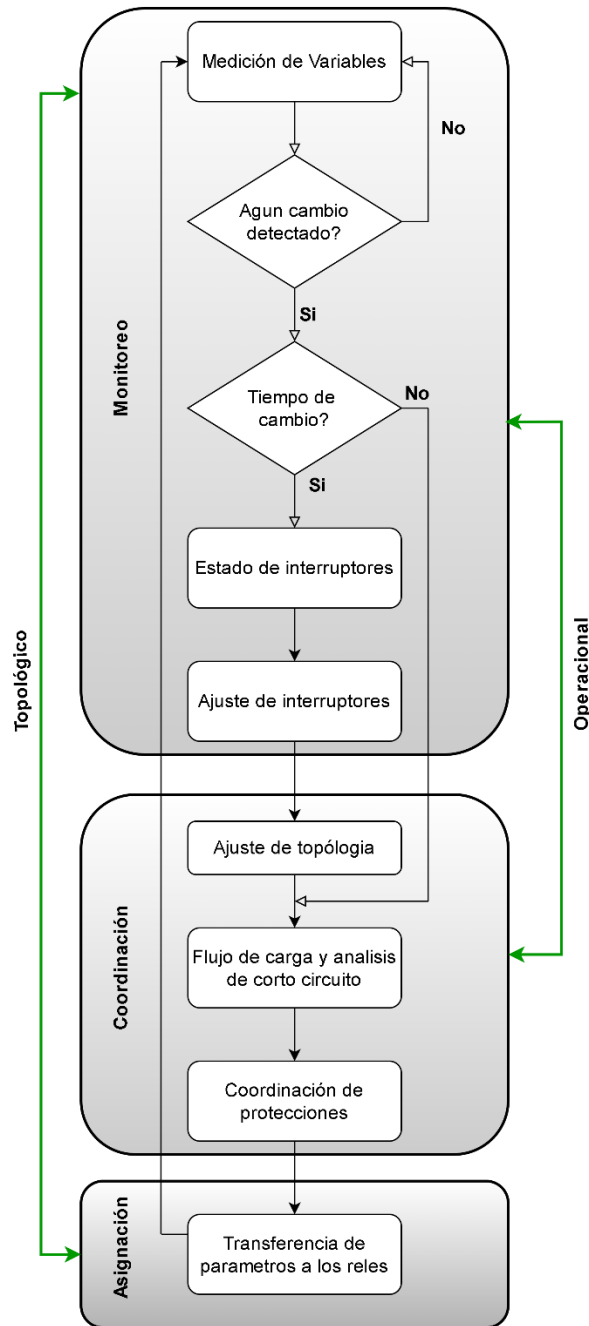


Figura 14. Diagrama del algoritmo adaptativo para esquemas de protecciones con aporte de GD (Arias, 2019)

De acuerdo con las problemáticas mencionadas, se han planteado diversos esquemas adaptativos que monitorean las variables de mayor impacto y se ajustan a la incorporación de las GD. En la Figura 14 se presenta un diagrama de un algoritmo adaptativo, diseñado para responder de manera dinámica a cambios en la red con los aportes de la GD. La arquitectura propuesta permite medir variables eléctricas, ajustar la topología de la red y coordinar las protecciones en tiempo real. Esto mejora la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, evitando interrupciones innecesarias y garantizando una respuesta eficiente ante las fallas. El cual será de gran utilidad para el desarrollo de este trabajo. Considerando lo anterior, se aplicarán técnicas de optimización para desarrollar un modelo que garantice el tiempo óptimo de operación de un relé direccional en caso de una falla en el sistema, teniendo en cuenta la integración de diversas fuentes de GD, los flujos bidireccionales de potencia y los demás desafíos asociados con este nuevo escenario energético.

En la literatura se han propuesto diversos sistemas de protección para abordar los desafíos a nivel de distribución, considerando los efectos de la Generación Distribuida (GD). Estos enfoques se han centrado principalmente en sistemas inteligentes y técnicas basadas en metaheurísticas adaptativas (Sampaio et al., 2023b), los cuales han logrado documentar mecanismos automáticos que no requieren la configuración de datos iniciales, a diferencia de los enfoques tradicionales descritos en la literatura. En el contexto de las microredes, se ha enfatizado el uso de ajustes automáticos optimizados en relés direccionales de sobrecorriente (DOCR), así como la comparación con el rendimiento de un sistema de protección con ajustes fijos óptimos (Sampaio et al., 2023b), proporcionando una respuesta eficiente de los algoritmos según los modelos aplicados.

Para abordar la problemática generada por la incorporación de las GD, (M. Singh, 2017) propone esquemas de coordinación de protecciones para sistemas de distribución radial. Estos esquemas se enfocan en el desarrollo de modelos que integran técnicas analíticas e inteligencia artificial para la coordinación de protecciones en redes de distribución eléctrica. En este contexto, los relés adoptan algoritmos capaces de comunicarse entre sí y ajustarse dinámicamente a los cambios en las topologías de la red. Dichos ajustes deben realizarse en tiempo real, aplicando técnicas de programación lineal. La metodología implementada se aplica mediante la técnica de Optimización de Enjambre de Partículas (PSO), adaptándose a la topología de red predominante (M. Singh, 2017).

Con el crecimiento de la GD, los sistemas de distribución radial están evolucionando hacia sistemas interconectados (Srikumar & Saibabu, 2020), con múltiples fuentes de generación energética que se han ido incorporando gradualmente. Por lo tanto, es fundamental contar con un sistema de protección más rápido y eficiente para garantizar la confiabilidad del sistema (Srikumar, K., 2020).

En la actualidad, se han implementado modelos adaptativos acoplados electrónicamente, enfocados en su aplicación a esquemas de protección eléctrica. Estos modelos, que aceptan grandes aportes de GD, son altamente eficientes y operan de acuerdo con los tiempos y condiciones necesarias para el sistema, lo que genera confiabilidad y seguridad al momento de actuar. Este enfoque tiene un impacto significativo en la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica (Strezoski et al., 2020). El método formulado se ajusta iterativamente a las corrientes de falla del sistema, logrando importantes avances enfocados en los nuevos escenarios energéticos con la integración de GD.

Como se observa en el desarrollo de este marco teórico, las investigaciones y el desarrollo de ingeniería se han centrado en el análisis y estudio del comportamiento de los esquemas de protección eléctrica en redes de distribución. Esto con el objetivo de evitar una mala coordinación de protecciones debido a la activación inapropiada de

sobrecorriente (Mosaad et al., 2018). En consecuencia, se están proponiendo técnicas adaptativas para ajustar los parámetros del controlador digital de los relés direccionales, con el fin de lograr una respuesta óptima frente a la incorporación de GD en las redes de transmisión y distribución eléctrica (Mosaad et al., 2018). De esta forma, se busca mitigar aperturas inadecuadas o intempestivas debido a los aportes de la GD.

3.1 Relés de sobrecorriente (OCRs DOCRs)

Los relés de sobrecorriente (OCR, por sus siglas en inglés) han sido fundamentales en la protección de sistemas eléctricos desde principios del siglo XX. (Mikaeel Ahmadi, 2022) Las primeras generaciones de OCRs presentaron ciertas limitaciones técnicas, lo que motivó a la ingeniería a abordar desarrollos y mejoras en los equipos, con el objetivo de optimizar la protección y operación de los sistemas eléctricos.

La segunda generación de OCRs llegó rápidamente, incorporando avances tecnológicos significativos, aunque aún con limitaciones. En menos de una década, se introdujo la tercera generación, marcando el paso hacia los relés digitales. Sin embargo, esta generación mantenía la arquitectura de los relés, aún influenciada por las debilidades inherentes a los relés electromecánicos y de estado sólido (Mikaeel Ahmadi, 2022). La cuarta generación de relés se encontraba en desarrollo, con el objetivo de superar las barreras de comunicación entre dispositivos, lo que llevó a la creación de los dispositivos electrónicos inteligentes (Mikaeel Ahmadi, 2022).

Los OCRs son dispositivos ampliamente utilizados en la infraestructura eléctrica de las redes de distribución debido a su bajo costo. Comúnmente se emplean como protección de respaldo, complementados con relés de distancia como protección principal. En contraste, los relés de distancia no son tan comunes en las redes de distribución debido a su mayor costo.

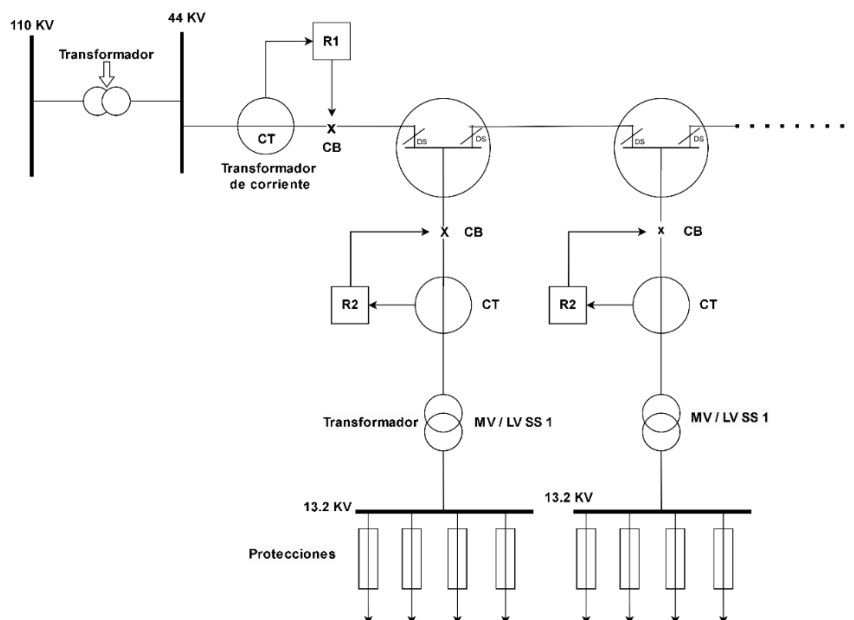


Figura 15. Uso combinado de relés de sobrecorriente (OCR) de tiempo definido y de tiempo inverso.

Tabla 2. Convenciones red Alta y media tensión (Voltaje)

Convención	Significado de la convención en español
<i>HVM/MV SS</i>	<i>Alta tensión (alto voltaje) /Subestación media tensión</i>
<i>MV / LV SS 2</i>	<i>Media tensión / Subestación No.2 baja tensión</i>
<i>MV / LV SS 1</i>	<i>Media tensión / Subestación No.1 baja tensión</i>
<i>CT</i>	<i>Transformador de corriente</i>
<i>CB</i>	<i>Interruptor de circuito</i>
<i>R1</i>	<i>Relé de protección del alimentador</i>
<i>R2</i>	<i>Relé de protección del transformador</i>
<i>R3</i>	<i>Relé de protección del transformador</i>
<i>DS</i>	<i>Suiche desconectador</i>
<i>F</i>	<i>Fusible</i>
<i>kv</i>	<i>Kilovoltios</i>

A medida que los avances en ingeniería de protecciones progresaron, se introdujo el concepto de los relés de sobrecorriente direccionales (DOCR, por sus siglas en inglés), los cuales se implementan comúnmente en sistemas de subtransmisión y distribución

(Mikaeel Ahmadi, 2022). En los sistemas de transmisión, sin embargo, los relés de distancia son más utilizados como dispositivos de protección principal.

Los DOCR se caracterizan principalmente por los criterios considerados al momento de su activación, teniendo en cuenta variables configurables y lógicas de programación ajustadas a las topologías de las redes. Además, se destacan por ser más económicos que otros tipos de relés de protección (Mikaeel Ahmadi, 2022).

Ante las desconexiones inesperadas en ramales no afectados por las fallas, se dio un avance significativo en los sistemas de protección con la implementación de los DOCR. Estos dispositivos consideran la suma de los tiempos de respuesta mediante modelos de optimización y técnicas heurísticas, lo que mejora la eficiencia del sistema de protección (Mikaeel Ahmadi, 2022).

Para la implementación de esquemas de protección, es fundamental tener en cuenta criterios de coordinación (Elnaily et al., 2019), valorando tanto los OCR primarios como los de respaldo. Esto asegura la correcta programación de los tiempos de despeje de la falla, ajustando las variables y tomando decisiones según las condiciones y el comportamiento de la red.

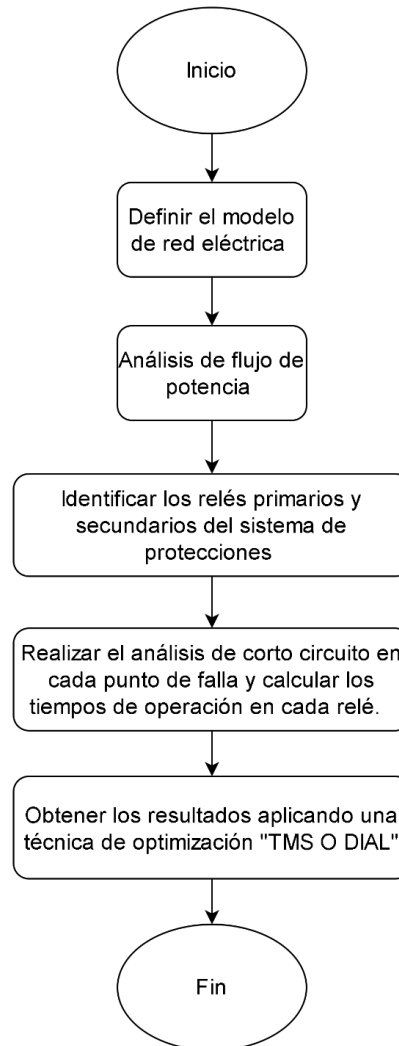


Figura 16. Diagrama de flujo para coordinar relés direccionales, elaboración propia.

3.2 Formulación matemática.

El crecimiento de la demanda eléctrica y el consumo de energía en la industria, junto con el aumento poblacional y la alta dependencia del sector eléctrico, han posicionado al mercado eléctrico como una de las fuentes principales de energía. Este fenómeno ha generado la necesidad de contar con una infraestructura mixta en la generación eléctrica (Elnaily et al., 2019), con el objetivo de cubrir la creciente demanda y lograr sostenibilidad,

confiabilidad y mejoras económicas tanto en el servicio como en la construcción de las redes e infraestructura.

Los sistemas eléctricos modernos están compuestos por pequeñas redes de generación interconectada que aportan al sistema de distribución nacional. Este estudio demuestra que existen diversas fuentes de generación de energía, tales como sistemas diésel, represas a filo de agua, pequeñas centrales hidráulicas, generación fotovoltaica, eólica, biomasa, geotérmica y termodinámica, entre otras (Elnaily et al., 2019).

La incorporación de estas fuentes de energía ha provocado ciertas perturbaciones en los sistemas de coordinación de protecciones de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica (Elnaily et al., 2019). El presente estudio profundiza en el modelamiento matemático de una red que integra redes de GD, con el fin de analizar e implementar técnicas de optimización en los esquemas de protección y documentar los resultados obtenidos.

Para efectos de este estudio, se ha profundizado en la selección de relés de sobrecorriente direccionales (DOCR) para los esquemas de protección, ya que, durante décadas, estos relés han sido considerados uno de los principales instrumentos para garantizar la confiabilidad y sostenibilidad de las redes de distribución, así como de los sistemas de transmisión y subtransmisión (Elnaily et al., 2019). Esta instrumentación ha permitido la implementación de técnicas de optimización con diferentes enfoques y funciones objetivo, considerando diversas restricciones.

El modelo matemático propuesto facilita la coordinación de los relés de sobrecorriente (DOCR) en redes eléctricas, considerando las sumas de los tiempos de los DOCR y utilizando un algoritmo de optimización junto con técnicas heurísticas (Elnaily et al., 2019). Estos métodos configuran los tiempos de operación para la apertura coordinada de las protecciones. Las variables de decisión están sujetas al tipo de topología de red

en la que se implementan, con el objetivo de minimizar la mala operación de los sistemas eléctricos debido a fenómenos ajenos a las fallas operativas propias del sistema tradicional de distribución de energía eléctrica. Los fenómenos adversos a la operación de las protecciones, relacionados con la GD, son variables identificadas que se gestionan según la naturaleza de estos fenómenos, dependiendo del aporte de la GD a la red. De esta manera, el objetivo de las técnicas de optimización en los DOCR (Elnaily et al., 2019) se centra en minimizar la operación innecesaria de las protecciones debido a fenómenos conocidos en la red que no representan un riesgo para la operación de los sistemas de distribución eléctrica.

$$\textit{Minimizar FO} = \textit{Minimizar} \sum_{j=1}^n W \cdot T_j \quad (1)$$

El modelo representa la suma de los tiempos de operación de los DOCR conforme a la ecuación (1), donde j toma los valores desde 1 hasta n , siendo n el número total de DOCR en la red. T_j es el tiempo de operación del OCR, y W es la prioridad asignada a cada relé para su operación y/o funcionamiento (Elnaily et al., 2019).

Para la implementación del modelo, es necesario considerar diversas restricciones, las cuales se expresan en las siguientes ecuaciones y son parte integral del modelo.

$$T_{j_RP} - T_{j_RS} \geq CTI \quad (2)$$

La primera restricción, representada en la ecuación (2) del modelo, hace referencia al tiempo de coordinación entre el DOCR principal y el DOCR secundario. El tiempo de operación del relé primario T_{j_RP} , debe ser menor que el tiempo de operación del relé secundario T_{j_RS} . Se ha establecido un rango de diferencia de operación entre las protecciones de 0,2 s a 0,5 s (Elnaily et al., 2019).

$$T_{j,min} \leq T_j \leq T_{j,max} \quad (3)$$

La segunda restricción, representada en la ecuación (3), hace referencia a los tiempos específicos de funcionamiento de cada equipo. En este caso, se debe considerar un tiempo máximo y un tiempo mínimo de operación, los cuales deben ser variables de decisión dentro del sistema. Sin embargo, estos tiempos dependen del tipo de protección y de los umbrales de seguridad y confiabilidad de la red.

$$TMS_{j,min} \leq TMS_j \leq TMS_{j,max} \quad (4)$$

La tercera restricción, representada en la ecuación (4) del sistema, hace referencia al TMS (Time Setting Multiplier o Dial) del sistema de protecciones. Este valor se establece como una variable de decisión dentro del sistema, ya que permite gestionar diferentes tiempos de operación de los relés de protección. De esta manera, se logran aperturas coordinadas según el tipo de falla, asegurando una correcta desconexión de la falla. Además, con esta propiedad se define el valor operativo del relé principal frente al relé secundario o de respaldo. A continuación, se muestra un gráfico que ilustra cómo se ajustan los valores de la respuesta de protección a través del Dial (Elnaily et al., 2019).

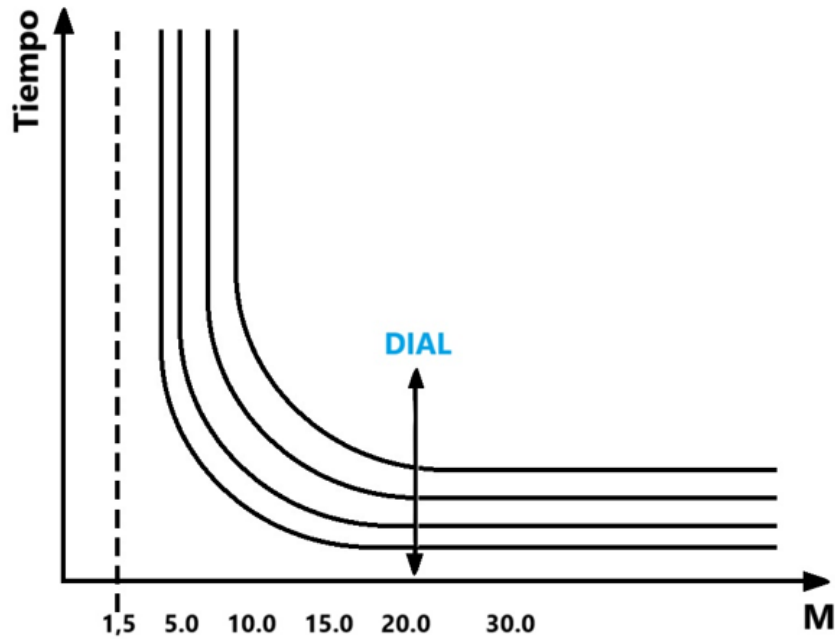


Figura 17. Curvas de diferente DIAL.

$$PMS_{j,min} \leq PSM_j \leq PSM_{j,max} \quad (5)$$

$$PSM_j = \frac{I_{fj}}{PS_j} \quad (6)$$

La cuarta restricción, representada en la ecuación 5, hace referencia a la relación entre la corriente de falla (no fija) y la corriente de arranque, lo cual se detalla en la ecuación (6). Esta relación permite definir el punto en el cual el relé direccional activa las protecciones eléctricas. La relación se expresa como la corriente de falla / corriente de arranque.

$$PS_{j,min} \leq PS_{j,k} \leq PS_{j,max} \quad (7)$$

La quinta restricción, representada en la ecuación (7), está relacionada con la corriente de arranque de las protecciones. Este efecto se vincula con la operación del sistema, y se ha establecido que el valor de la corriente de arranque es 1.3 veces la corriente nominal de la protección.

$$T_j = \frac{\beta * TMS_j}{PSM_j^\alpha - 1} \quad (8)$$

$$T_j = \frac{\beta * TMS_j}{\left(\frac{If_j}{PS_j}\right)^\alpha - 1} \quad (9)$$

La sexta restricción representada en las ecuaciones (8) y/o (9), hace referencia a curva característica de operación de las protecciones, el cual caracteriza la curva específica según el tipo de protección usada.

3.3 Técnicas de optimización

A continuación, se presentan algunas de las técnicas de optimización más utilizadas para la coordinación de protecciones, según la literatura revisada sobre los esquemas de protección eléctrica:

Técnicas de optimización en esquemas de coordinación de protecciones (El-Kordy et al., 2021):

- Algoritmo Genético (GA) (Reiz & Leite, 2022)
- Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)
- Algoritmo de Búsqueda en Vórtice (Vortex Search Algorithm)
- Algoritmo de Recocido Simulado (SA)
- Algoritmo de Programación Entera Binaria
- Algoritmo Caótico Firefly (FFA)

- Algoritmo de Cuco Sintonizado (CSA)
- Algoritmo de Armonía de Búsqueda (HSA)

Para implementar técnicas de optimización en sistemas de protección eléctrica, es fundamental profundizar en los principios de protección, así como analizar los diferentes tipos de fallas, como las de circuito abierto y cortocircuito. También es esencial entender el funcionamiento de los relés de sobrecorriente primarios y de respaldo para garantizar la protección adecuada en las redes de distribución eléctrica.

Considerando la GD como una fuente de generación que contribuye directamente a las redes de distribución, es necesario evaluar las condiciones fenomenológicas que se perciben en los equipos de protección eléctrica. Con este enfoque, se implementan tres técnicas de optimización para identificar el comportamiento más eficiente de los DOCRs en condiciones variables de generación DG.

Las técnicas de optimización que se abordan en este estudio son:

1. Algoritmo Genético (GA),
2. Optimización por Enjambre de Partículas (PSO).
3. Gauss Seidel

3.3.1 Algoritmos Genéticos (GA)

Los algoritmos genéticos fueron introducidos por John Holland en 1975, marcando un avance significativo en la solución de problemas de optimización en diversas industrias. Estos algoritmos se basan en principios de selección natural y supervivencia, lo que los convierte en herramientas muy eficaces para resolver problemas complejos en grandes espacios de soluciones (Londe et al., 2024).

Los algoritmos genéticos son métodos de búsqueda computacionales inspirados en la teoría de la evolución biológica (12. Vista de Algoritmos Genéticos y PSO Aplicados a Un Problema de Generación Distribuida_, 2017.), tal como lo propuso Darwin, y las leyes de Gregor Mendel. Según esta teoría, los individuos más aptos de una población tienen mayores probabilidades de supervivencia y reproducción, mientras que los menos aptos tienen menor probabilidad de sobrevivir y reproducirse (5. *Algoritmo Genético GA*, 2017).

Desde su creación, los algoritmos genéticos se han utilizado con gran éxito en una amplia variedad de aplicaciones, incluyendo problemas de optimización en espacios discretos, problemas combinatorios, no lineales y sin derivadas, como lo evidencian diversas investigaciones (Londe et al., 2024).

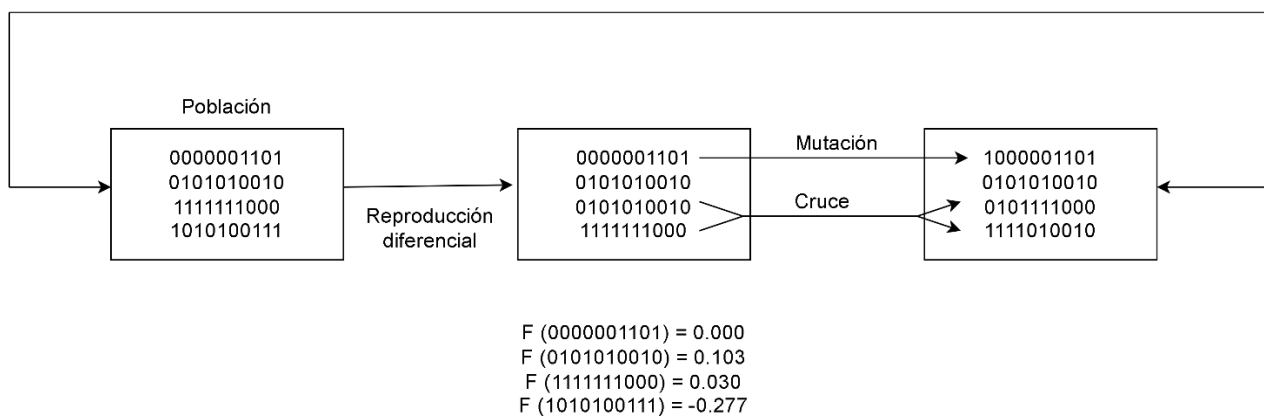


Figura 18. Población algoritmo Genético (GA)

El funcionamiento del Algoritmo Genético (GA) se caracteriza por ser un método de búsqueda y optimización basado en el principio evolutivo y el procesamiento cromosómico de la genética natural (Deb, 1998). Este algoritmo generalmente sigue el siguiente proceso, ilustrado en la figura 20:

1. Inicialización aleatoria: El GA comienza su búsqueda de soluciones de manera aleatoria dentro de un conjunto posible de soluciones, que suelen estar codificadas en arquitecturas binarias.
2. Asignación de aptitud: A cada posible solución se le asigna una medida de aptitud, la cual está directamente relacionada con la función objetivo del problema de optimización.
3. Generación de nuevas poblaciones: A continuación, se crea una nueva población aplicando tres procesos genéticos naturales.
4. Reproducción, cruce y mutación: La nueva población se genera a través de los procesos de reproducción, cruce (crossover) y mutación, que son los mecanismos fundamentales de los algoritmos evolutivos.
5. Iteración: El GA opera de manera iterativa, aplicando los tres procesos mencionados en cada generación, hasta que se alcanza una solución que satisface el criterio de aceptación previamente establecido para el problema de optimización.

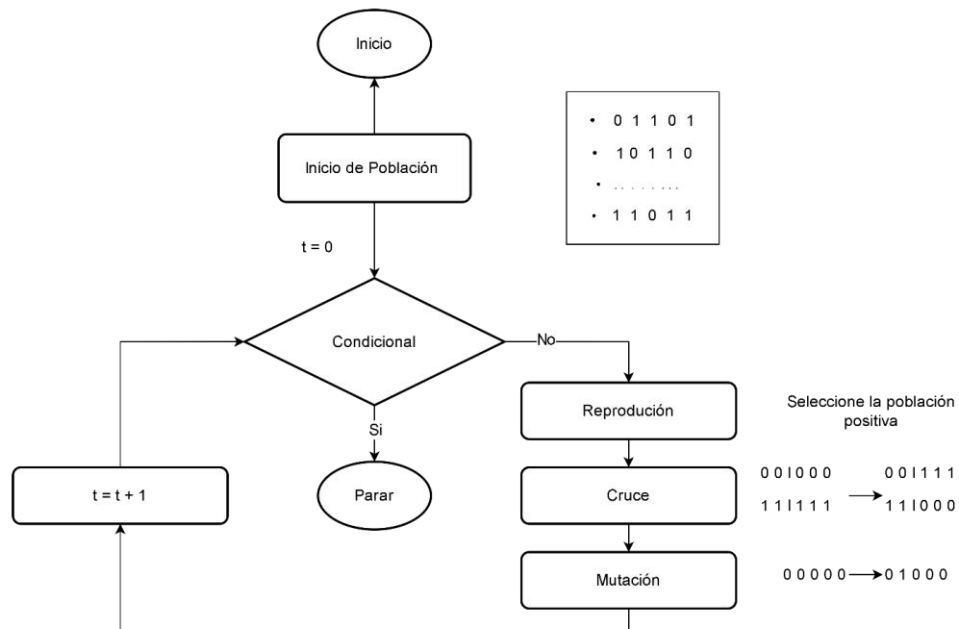


Figura 19. GA Diagrama de flujo del principio de funcionamiento de un algoritmo genético.

3.3.2 Algoritmo de Enjambre de partículas (PSO)

El Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) fue introducido por primera vez por Eberhart y Kennedy (Shi, 1999), marcando un avance significativo en las técnicas de optimización. Este algoritmo se caracteriza por su rápida convergencia hacia posiciones óptimas, incrementando su velocidad de acuerdo con la experiencia de vuelo de cada partícula, ya sea individual o de sus compañeros de enjambre (Song & Gu, 2004). Sin embargo, la velocidad de convergencia disminuye gradualmente a medida que el algoritmo avanza (Shi, 1999) Entre sus propiedades más destacadas se encuentran la baja restricción en la continuidad de la función objetivo y la conectividad del espacio de búsqueda (Song & Gu, 2004).

A diferencia de otros algoritmos de optimización, el PSO no implementa el principio de "supervivencia del más apto" (Shi, 1999), ya que cada partícula individual se actualiza en función de su propia experiencia de vuelo. La literatura también destaca que el desempeño del PSO no es particularmente sensible al tamaño de la población. No obstante, presenta algunas desventajas, como la posibilidad de carecer de capacidad de búsqueda al final del proceso, debido a la utilización del peso de la inercia (Shi, 1999).

Una de las principales ventajas del PSO es su simplicidad y facilidad de implementación a nivel de líneas de código ("Particle Swarm Optimization," 2016). Además, este algoritmo puede generar resultados en tiempos relativamente cortos, y cuenta con ventajas clave que mejoran el modelo de optimización, tales como la capacidad de volar sobre las mejores posiciones locales y globales ("Particle Swarm Optimization," 2016). En comparación con los algoritmos genéticos, el PSO considera tanto la iteración anterior como el comportamiento emergente del colectivo ("Particle Swarm Optimization," 2016). El PSO está inspirado en el comportamiento social de animales, como insectos, aves y peces, que forman enjambres cooperativos para buscar comida. Bajo este principio, Millonas (Wang et al., 2018) propone cinco principios básicos para la implementación de este sistema de vida artificial:

1. Proximidad: El enjambre tiene la capacidad de realizar cálculos simples en el espacio y el tiempo de los individuos (Wang et al., 2018).
2. Calidad: El enjambre debe ser capaz de identificar cambios y ajustarse a ellos (Wang et al., 2018).
3. Respuesta diversa: El enjambre no debe simplificar el camino para lograr recursos dentro de un ámbito estrecho (Wang et al., 2018).
4. Estabilidad: El enjambre debe mantener un comportamiento estable sin ser vulnerable a cambios ambientales (Wang et al., 2018).
5. Adaptabilidad: El enjambre debe poder cambiar su comportamiento cuando se cumplan los criterios necesarios para ello (Wang et al., 2018).

Entre estos principios, los puntos cuatro y cinco son opuestos entre sí, lo que permite que el enjambre no se limite en su búsqueda de soluciones.

El funcionamiento del PSO puede resumirse de la siguiente manera: cada individuo, denominado partícula, representa una solución potencial dentro del espacio de búsqueda del problema optimizado (Wang et al., 2018). Cada partícula memoriza tanto su posición como la del enjambre, así como su velocidad. Con esta información, las partículas calculan su nueva posición y ajustan su estado hasta alcanzar un equilibrio óptimo en el espacio de búsqueda, utilizando las dimensiones del espacio del problema y las funciones objetivo. En el siguiente diagrama de flujo se presenta un esquema simplificado del algoritmo PSO.

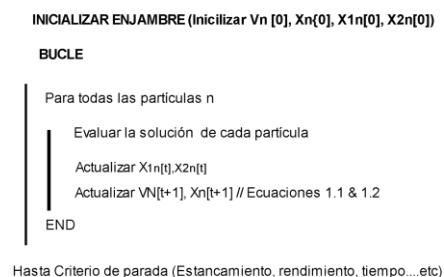


Figura 20. Tradiditional PSO algorithm (“Particle Swarm Optimization,” 2016)

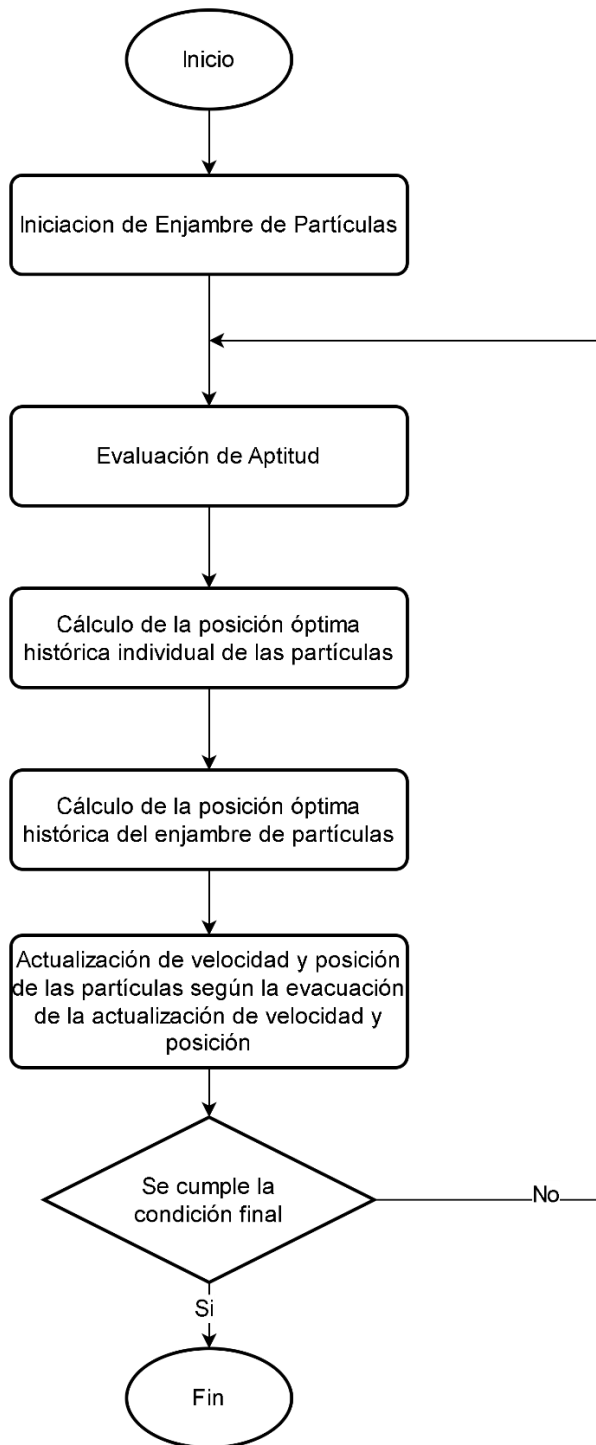


Figura 20. Diagrama de flujo del algoritmo de optimización de enjambre de partículas
Elaboración propia.

3.3.3 Metodo de Gauss Siedel

El método de Gauss-Seidel ha demostrado ser eficaz en la aplicación de técnicas iterativas para la coordinación de protecciones, tal como se documentó en 1988 (Funmilayo et al., 2012). Sin embargo, este método presenta una mayor complejidad debido a que los problemas relacionados con la coordinación de protecciones son inherentemente no lineales. Para convertir el problema en un formato lineal, se estableció un PSM determinado, lo cual mejora el procesamiento del método, pero también impone limitaciones en cuanto a la convergencia a óptimos globales.

Al considerar los valores de PS (corriente de arranque) y TMS (Time Multiplier Setting - DIAL) como variables, se transforma el problema en una programación no Lineal (NLP). Para obtener soluciones viables, se toman inicialmente valores continuos de PS y luego se aproximan a valores discretos. No obstante, este proceso puede generar una solución final que se aleje del óptimo global (Funmilayo et al., 2012). Además, este método puede requerir más recursos computacionales y, debido a la naturaleza iterativa del proceso, puede converger hacia mínimos locales, especialmente si los valores de PS y TMS no son adecuados.

El método de Gauss-Seidel es un algoritmo iterativo diseñado para resolver sistemas de ecuaciones no lineales (Rangavalli, 2022). Su funcionamiento comienza con la asignación de un vector solución basado en un conjunto de datos iniciales. Posteriormente, se utilizan las ecuaciones del sistema para sustituir las variables conforme se avanza en las iteraciones. Después de cada iteración, el vector resultante se actualiza y se compara con un límite de error predefinido. El proceso se repite iterativamente hasta que se alcanza el vector solución que satisface el margen de error especificado (Rangavalli, 2022).

Aunque el método de Gauss-Seidel es ampliamente utilizado en ingeniería para resolver sistemas complejos, es extremadamente sensible a los valores iniciales de las variables. Si los datos iniciales no son precisos o confiables, el algoritmo puede converger a un punto no deseado, alejado de la solución óptima. Por lo tanto, es crucial contar con valores iniciales bien definidos y exactos para asegurar que la convergencia se logre en un punto cercano a la solución real del problema.

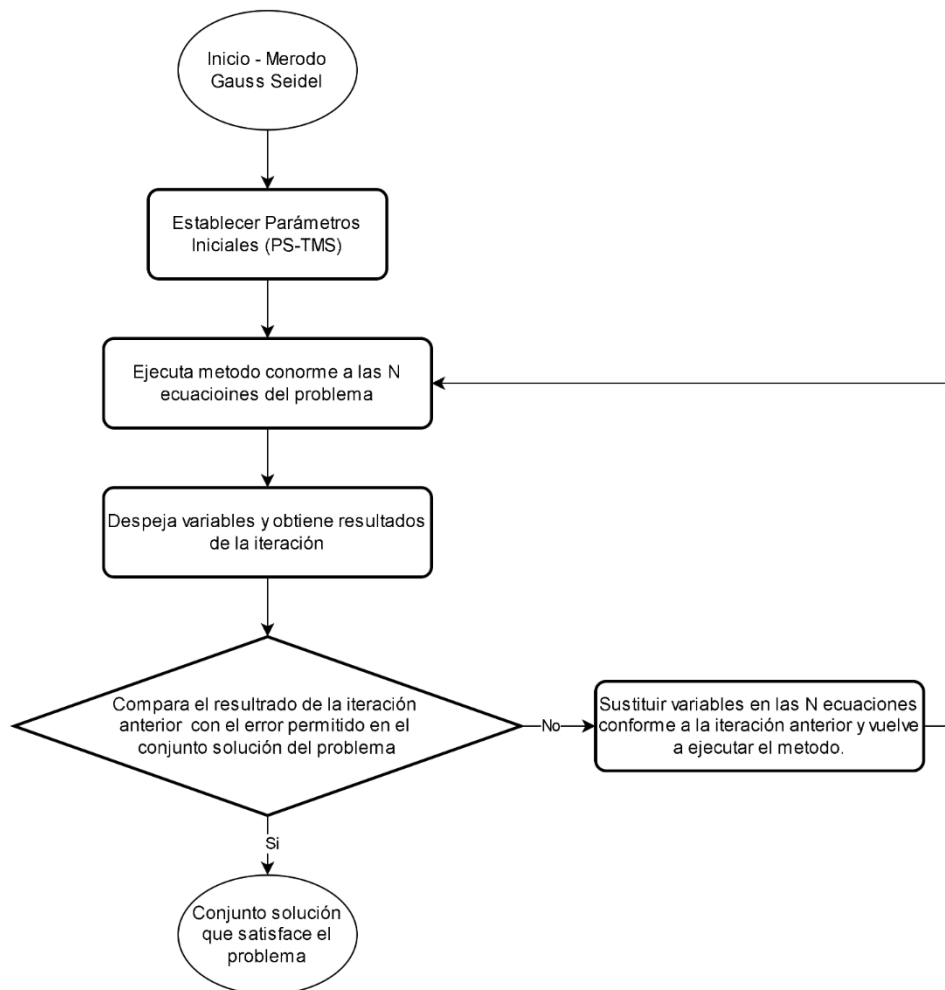


Figura 21. Diagrama de flujo del algoritmo Gauss Seidel. Elaboración propia.

4. METODOLOGÍA

La expansión del sector eléctrico ha impulsado el crecimiento de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Este proceso ha dado lugar a nuevos escenarios energéticos a nivel mundial, lo que ha generado la necesidad de desarrollar nuevas fuentes de generación de energía que complementen a las redes tradicionales, con el objetivo de satisfacer la creciente demanda del sector energético.

En primer lugar, se profundiza en los conceptos y la literatura relevante para el desarrollo del proyecto. Posteriormente, se realiza una revisión sistemática del marco de referencia relacionado con los sistemas tradicionales de generación eléctrica, abordando sus mecanismos, equipos y modos de operación. Además, se analiza la arquitectura de las redes tradicionales y los esquemas de protección, así como los aspectos económicos, ambientales y los posibles riesgos asociados a los cambios climáticos derivados del calentamiento global. Seguidamente, se evalúa el crecimiento mundial de la demanda energética y se estudia la incorporación de otras fuentes de generación eléctrica, denominadas GD.

En consecuencia, se propone la construcción de un modelo que represente un esquema de protecciones eléctricas con la incorporación de GD. Este modelo evalúa los aspectos tratados en la literatura y busca mejorar la representación de la coordinación de protecciones, con el fin de optimizar el funcionamiento de las redes de distribución eléctrica en escenarios energéticos que incluyen aportes de GD.

Posteriormente, se realiza un estudio de las técnicas de optimización con el fin de identificar cuál de ellas ofrece la mejor solución al modelo que representa los esquemas de protección en redes de distribución con integración de GD. Adicionalmente, se lleva a cabo la validación y simulación del esquema de protección, utilizando un software especializado para simular posibles fallas en el sistema y verificar el desempeño óptimo

del algoritmo de optimización en los relés direccionales, considerando la presencia de GD.

Finalmente, se documentan los resultados obtenidos al aplicar las técnicas de optimización, presentando los análisis correspondientes a la coordinación de protecciones propuesta en el modelo de red, enfocado en redes de distribución eléctrica con un sistema de protecciones basado en relés de coordinación direccional (DOCRs). Además, se incluyen las gráficas de los relés primarios y secundarios del modelo, simulados computacionalmente, identificando los valores de PSM, los tiempos de operación y los tiempos de coordinación.

La metodología cuenta con un análisis y conceptualización de los elementos que conforman las redes de distribución eléctrica, lo que conduce, de manera estructurada, a una revisión de la literatura relacionada con los sistemas de protección en el contexto de las redes de distribución de energía. Se revisa de manera clara y detallada la proyección de nuevos escenarios energéticos, en los cuales se incorporan las Generaciones Distribuidas (GD).

A continuación, se establece un modelo representativo de una red de distribución eléctrica y se establecen datos de preliminares de cortocircuito en dicho modelo. Si los resultados obtenidos son satisfactorios, el sistema permitirá aplicar técnicas de optimización. Posteriormente se registran los resultados de correr el modelo en los algoritmos y técnicas de optimización aplicadas, se documentan los resultados obtenidos mediante Matlab y se lleva a cabo el análisis correspondiente utilizando las técnicas de optimización propuestas.

Finalmente, se presentan las conclusiones derivadas de los escenarios de GD, incluyendo los resultados gráficos que muestran el comportamiento del algoritmo en un

modelo específico, así como las gráficas que representan las curvas de protección bajo los escenarios planteados.

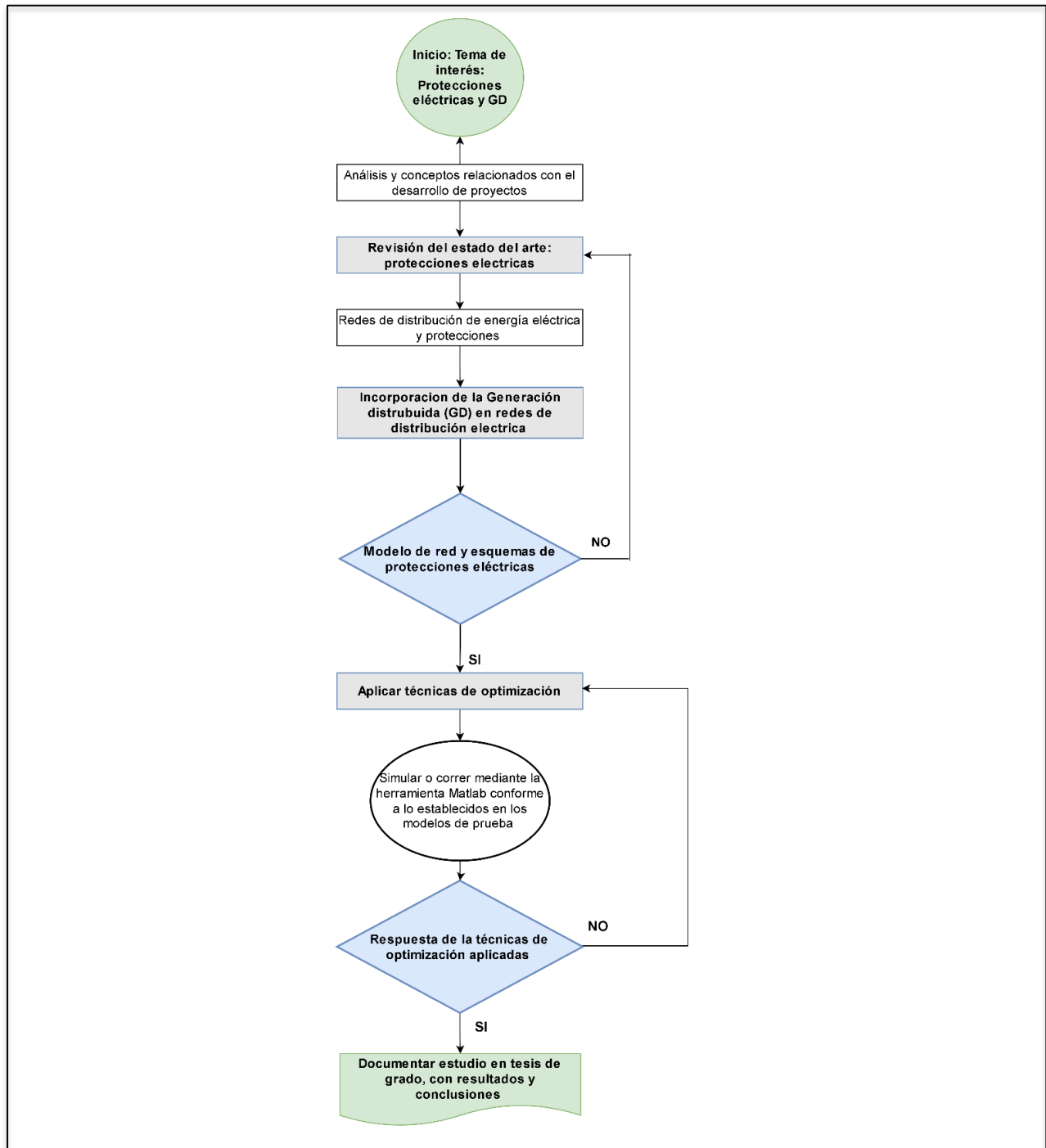


Figura 22. Diagrama de flujo de la metodología para desarrollo del proyecto.

De acuerdo al diagrama presentado la Figura 22 explica de manera organizada el desarrollo del presente estudio, cuyo tema de interés es las protecciones eléctricas con presencia de Generación Distribuida (GD):

- **Análisis y conceptos relacionados con el desarrollo de proyectos:** Este paso permitió entender la naturaleza fenomenológica de los sistemas eléctricos, las redes de distribución y sus componentes asociados, así como los conceptos de los nuevos escenarios energéticos.
- **Revisión de la literatura sobre protecciones eléctricas:** El siguiente paso en el desarrollo del estudio se centró en la revisión de la literatura relacionada con las protecciones eléctricas, lo que permitió comprender los avances, investigaciones y desarrollos desde sus inicios hasta los estudios más recientes.
- **Análisis de redes de distribución y protecciones:** Se profundizó en el análisis de las redes de distribución de energía eléctrica y sus protecciones, con el objetivo de identificar los principales desafíos para la investigación, la ingeniería y los operadores de redes de sistemas energéticos.
- **Incorporación de sistemas de generación distribuida (GD):** En este paso, se incorporaron los sistemas de generación distribuida a los modelos de red existentes, permitiendo el análisis de los nuevos escenarios energéticos.
- **Definición de modelos de red y esquemas de protección:** Se definieron modelos de red y esquemas de protección de acuerdo con los nuevos escenarios energéticos, considerando la presencia de GD, y se incorporaron sistemas de protecciones adaptativas.
- **Definición de modelos de prueba y esquemas de protección:** Con base en la revisión de la literatura, se definieron los modelos de prueba y los esquemas de protección adecuados.
- **Planteamiento de técnicas de optimización:** Se plantearon técnicas de optimización para el análisis y modelado de los escenarios energéticos.

- **Uso de Matlab como herramienta computacional:** Se utilizó Matlab como herramienta computacional para ejecutar los algoritmos de optimización, con su respectiva función objetivo y restricciones.
- **Ejecución de los algoritmos a nivel de software:** Los algoritmos fueron ejecutados a nivel de software, estableciendo los umbrales de convergencia y las tolerancias del sistema.
- **Documentación de los resultados:** Finalmente, se documentaron los resultados obtenidos, verificando el cumplimiento de los criterios del modelo, la función objetivo y sus restricciones.

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS.

Los análisis se realizan conforme a lo ilustrado en la Figura 23, la cual representa un sistema en anillo de tres barras, basado en el modelo de pruebas propuesto por Funmilayo et al. (2012). En este modelo de prueba, se asume una red en estado estable con valores predefinidos para el PSM y la corriente de cortocircuito en los relés primarios y secundarios. Los datos específicos de este modelo se encuentran detallados en las Tablas 5 y 6 del presente documento. Además, se considera que los relés tienen un límite inferior muy bajo de TMS y que no existen restricciones en sus tiempos de operación. Se establece un margen de coordinación entre las protecciones del relé primario y el relé de respaldo, con un CTI de 0.2 segundos para el modelo correspondiente.

El sistema en anillo propuesto, compuesto por tres barras y tres generadores, es un esquema ampliamente utilizado en ingeniería eléctrica para modelar redes de distribución de energía. Este modelo garantiza una operación estable y eficiente al permitir que la energía fluya en múltiples direcciones, lo que favorece la generación distribuida (GD) y mejora tanto la confiabilidad como la capacidad de respuesta ante fallas. A continuación, se presentan algunos conceptos clave del modelo y se analizan los aspectos más relevantes de este tipo de sistema desde una perspectiva ingenieril.

El sistema de anillo con tres barras y tres generadores consta de tres nodos (o barras), cada uno asociado a un generador. Estos nodos están conectados de manera que forman un anillo, lo que permite que la energía fluya entre las barras en ambas direcciones. Cada generador se encarga de suministrar energía a su barra respectiva, y las conexiones en anillo permiten que, en caso de una falla en una barra, la energía se redirija por otro camino.

- **Generadores:** Cada barra está asociada a un generador que abastece de energía a la red. Los generadores pueden tener diferentes capacidades y características, pero en general, deben mantener la estabilidad del sistema y compensar las pérdidas de energía a lo largo de las líneas de transmisión y/o distribución.
- **Barras:** Son puntos de conexión entre generadores y cargas. En este caso, hay tres barras en el sistema. En un sistema real, estas barras pueden representar puntos de subestación o de conexión a otros sistemas de transmisión y/o distribución.
- **Anillo de Conexión:** Las barras están conectadas de manera que se forma un ciclo cerrado, lo que proporciona redundancia. Si una conexión se interrumpe, el sistema puede seguir operando a través de otras rutas sin perder estabilidad o suministro eléctrico.
- **Carga:** Las barras pueden estar conectadas a diferentes cargas, que representan la demanda de energía en cada nodo.
- **Fallas:** Para el presente modelo de red se consideran fallas de cortocircuito en las barras el cual permite realizar el análisis de las protecciones propuestas con las

corrientes de cortocircuito de los relés primarios y de los relés secundarios y la respectiva coordinación de protecciones.

Mediante el uso de herramientas computacionales y software de simulación matemática Matlab, se plantea el modelo matemático para la coordinación de protecciones de una red, con el objetivo de documentar los resultados obtenidos bajo diversos escenarios de GD. Este enfoque permite evaluar el comportamiento del sistema de protección en condiciones variables, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones, logrando con las iteraciones del modelo el punto óptimo en la de la coordinación de protecciones en las redes que tienen presencia de fuentes de GD.

5.1 Sistema de tres barras IEEE con aporte de GD.

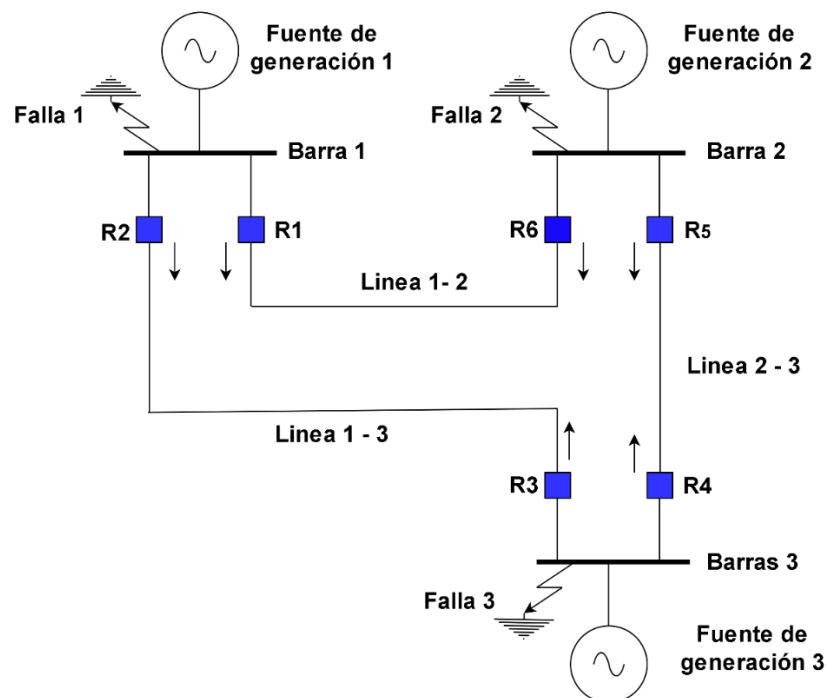


Figura 23. Diagrama unifilar del sistema de prueba de tres barras, elaboración propia.

Para el presente modelo de pruebas, es fundamental tener en cuenta que los DOCR solo pueden detectar las corrientes de cortocircuito en una única dirección, por lo que se realizan dos análisis distintos:

1. Análisis en sentido horario: $R1 \rightarrow R5 \rightarrow R3 \rightarrow R1$
2. Análisis en sentido antihorario: $R2 \rightarrow R4 \rightarrow R6 \rightarrow R2$

En ambos casos, el análisis debe seguir la dirección indicada por las flechas, que representan la dirección de la corriente. Como se observa, el primer análisis comienza en **R5** y termina en **R5**, y de manera similar, el segundo análisis comienza y termina en **R1**. Este esquema de relés funciona de manera iterativa, dado que los dispositivos que inicialmente operan como primarios pueden actuar como respaldo para otros dispositivos en función de la situación.

La coordinación de protecciones constituye un desafío significativo en ingeniería, especialmente para los ingenieros especializados en protecciones, debido a los múltiples escenarios posibles. Para estos análisis, es esencial aplicar una técnica iterativa clásica (Funmilayo et al., 2012), que consiste en seleccionar aleatoriamente un relé en cada análisis y evaluar diversos escenarios operativos a partir de un punto de partida y una selección inicial de TMS. Para determinar el PSM, se debe considerar un valor comprendido entre la carga completa y la corriente de falla mínima que pueda detectar la red asociada al relé.

1. Para realizar este análisis, se formula una ecuación lineal de una sola variable basada en el modelo inverso IEC, que es aplicable a todos los relés. Además, el tiempo inverso de cada relé (J) debe calcularse según los siguientes pasos:

$$T_{j_RP} = \frac{\beta * TMS_{(inicial)}}{\left(\frac{If_{(j)}}{PS_{(j)}}\right)^\alpha - 1} = \Psi_{(j)} TMS_{(j)} \quad (10)$$

Tabla 3. Convenciones formulación para tiempos de operación relés.

T_{j_RP}	<i>Tiempo de operación del Rele Primario (j)</i>
T_{j_RS}	<i>Tiempo de operación del Rele secundario (j)</i>
$TMS_{(inicial)}$	<i>Ajuste multiplicador de tiempo inicial</i>
$If_{(j)}$	<i>Corriente de falla detectada por los relés</i>
$PS_{(j)}$	<i>Corriente de arranque [A]</i>
$\Psi_{(j)}$	<i>Constante de cálculo del sistema</i>
CTI	<i>Intervalo tiempo de coordinación</i>
α	<i>Alpha</i>
β	<i>Beta</i>

2. Considerando que $\Psi_{(j)}$ es una constante calculada mediante la siguiente ecuación

$$\Psi_{(j)} = \frac{\beta}{\left(\frac{If_{(j)}}{PS_{(j)}}\right)^\alpha - 1} \quad (11)$$

3. Se procede con el cálculo de los tiempos de operación de los relés primarios, y luego se determina el tiempo de operación de los relés de secundarios.

$$T_{j_RS} = T_{j_Rp} + CTI \quad (12)$$

4. Una Vez calculado el tiempo de operación del relé de respaldo, se despeja el $TMS_{(j)}$: *DIAL* para el modelo.

$$T_{j_Rs} = \frac{\beta * TMS_{(j)}}{\left(\frac{If_{(j)}}{PS_j}\right)^\alpha - 1} \Leftrightarrow T_{j_Rs} * \left(\frac{If_{(j)}}{PS_j}\right)^\alpha - 1 = \beta * TMS_{(j)} \quad (13)$$

$$TMS_{(j)} = \frac{(T_{j_Rs} * \left(\frac{If_{(j)}}{PS_j}\right)^\alpha - 1)}{\beta} \quad (14)$$

5. Se considera un criterio de parada para las iteraciones, estableciendo un porcentaje de error específico conforme a la siguiente expresión.

$$\Delta TMS_{criterio} \leq TMS_{P(j)NUEVO} - TMS_{P(j)ANTERIOR} \quad (15)$$

Para los fines de este estudio, se realizan simulaciones utilizando herramientas computacionales tales como Matlab, tanto en el modelo matemático de la red de distribución como en las características de las curvas de los relés primarios y secundarios.

En el modelo mencionado, que considera una red en anillo de tres buses IEEE, se lleva a cabo una simulación en una herramienta computacional con un límite máximo de 1000 iteraciones y bajo una condición de estado estable. En dicha simulación, se visualizan los parámetros predeterminados de PS y la corriente de cortocircuito en los relés primarios, asumiendo límites de TMS muy bajos y sin restricciones en los tiempos de operación. Con base en lo anterior, se definen los siguientes parámetros de entrada para la simulación:

Tabla 4. Parámetros de entrada modelamiento sistema de tres buses IEEE.

Parámetro	Valor	Descripción
<i>Iteraciones</i>	1000	<i>Se define las iteraciones máximas para el modelo</i>
<i>Tolerancia</i>	$1e^{-18}$	<i>Tolerancia mínima aceptada del error</i>
<i>PS</i>	<i>Ver tabla 5</i>	<i>Corriente de arranque [A]</i>
$I_{f_RP(j)}$	<i>Ver tabla 6</i>	<i>Corriente de falla detectada por los relés primarios</i>
$I_{f_RS(j)}$	<i>Ver tabla 6</i>	<i>Corriente de falla detectada por los relés de secundario</i>
<i>CTI</i>	0.2	<i>Intervalo de tiempo de coordinación</i>
α	0.02	<i>Coeficiente 1</i>
β	0.14	<i>Coeficiente 2</i>
<i>TMS_inicial_RP</i>	0.05	<i>Se asume Inicio para R1 – análisis sentido antihorario</i>
<i>TMS_inicial_RS</i>	0.05	<i>Se asume Inicio para R5 – análisis sentido horario</i>

Tabla 5. Datos del sistema IEEE de cuatro barras 6 relés.

<i>No. relé</i>	<i>Corriente de arranque (PS) - [A]</i>
R_1	180
R_2	100
R_3	100
R_4	150
R_5	120
R_6	120

Se realiza un análisis del sistema representado en la Figura 24, considerando las fallas ocurridas en las barras 1, 2 y 3. En este análisis, se identifican los relés primarios y secundarios de la red, además de calcular el DIAL de operación de las protecciones.

Tabla 6. Resultados sistema de 3 barras con tiempos de operación

Fallas en barras	Corriente de falla [A] Relés principales	$T_{-RP(j)}$ [s]	Corriente de falla [A] Relés secundarios	$T_{-RS(j)}$ [s]
$FALLA_1$	$R_{(3)} = 1683.90$	0.049273	$R_{(5)} = 175.00$	0.019581
	$R_{(6)} = 1766.30$	0.064281	$R_{(4)} = 545.00$	0.04642
$FALLA_2$	$R_{(1)} = 1978.90$	0.056806	$R_{(3)} = 384.00$	0.049273
	$R_{(4)} = 1815.40$	0.04642	$R_{(2)} = 145.34$	0.019455
$FALLA_3$	$R_{(2)} = 1525.70$	0.019455	$R_{(6)} = 466.17$	0.064281
	$R_{(5)} = 1499.66$	0.019581	$R_{(1)} = 617.22$	0.056806

En la tabla 6 se están representado los relés primarios de las fallas 1,2,3 de la figura 22. Así mismo los tiempos de operación calculados mediante Matlab, de acuerdo a los datos de entrada establecidos en la tabla 4 y 5.

Tabla 7. Tabla de resultados iteraciones coordinación de protecciones con Gauss Seidel.

TMS_{-R1}	TMS_{-R3}	TMS_{-R5}	T_{-R1}	T_{-R3}	T_{-R5}
0.056806	0.049273	0.019581	0.16192	0.11873	0.052915

Tabla 8. Tabla de resultados iteraciones coordinación de protecciones con Gauss Seidel.

TMS_{-R2}	TMS_{-R4}	TMS_{-R6}	T_{-R2}	T_{-R4}	T_{-R6}
0.019455	0.04642	0.064281	0.048627	0.1271	0.16287

En la tabla 7 y 8 se presentan los Diales calculados con el algoritmo de Gaus Sidel y los tiempos de operación de los relés de acuerdo con las condiciones iniciales planteadas en la tabla 6 y simulado en Matlab con el modelo de red propuesto en la figura 22, considerando las fallas 1,2,3.

Como se observa en el desarrollo del modelo anterior, la implementación y el análisis de los DOCR en sistemas no radiales son procesos sistemáticos. Se puede aplicar una técnica como el método de Gauss-Seidel, dado que se trata de redes relativamente sencillas, lo que permite definir ciertos supuestos en las entradas y facilita la resolución del problema enfocado en la coordinación de protecciones.

En la tabla 9 se presenta los datos correspondientes a $R_1, R_2, R_3, R_4, R_5, R_6$ para realizar las curvas de operación de los relés de protección tanto para los relés primarios como los secundarios, junto con su respectivo PSM_j (CTI), considerando el PS y los tiempos de operación de los relés.

Tabla 9. Calculo de PSM para relés primarios y secundarios

RELES	PS [A]	$I_{f_RP(j)}$	$I_{f_RS(j)}$	PSM_{j_RP}	PSM_{j_RS}
R_1	180	1978,90	617,22	10,99	3,43
R_2	100	1525,70	145,34	15.26	1,45
R_3	100	1683,90	384,00	16.84	3.84
R_4	150	1815,40	545,00	12.10	3,63
R_5	120	1499,66	175,00	12.50	1,46
R_6	120	1766,30	466,17	14,72	3.88

A continuación, se presentan las gráficas de la coordinación de protecciones de los relés primarios y de los relés secundarios, realizando marcaciones en el eje X el cual indican los tiempos de operación de los relés y la marcación en el eje Y, que representa el PSM, adicionalmente se muestran las curvas del relé primario en color azul y la curva del relé secundario en color rojo, con la respectiva grafica se traza los puntos de interés para identificar los tiempos de operación de los relés y se procede a calcular el CTI en la coordinación de protecciones, utilizando los resultados obtenidos con la técnica de Gauss-Seidel.

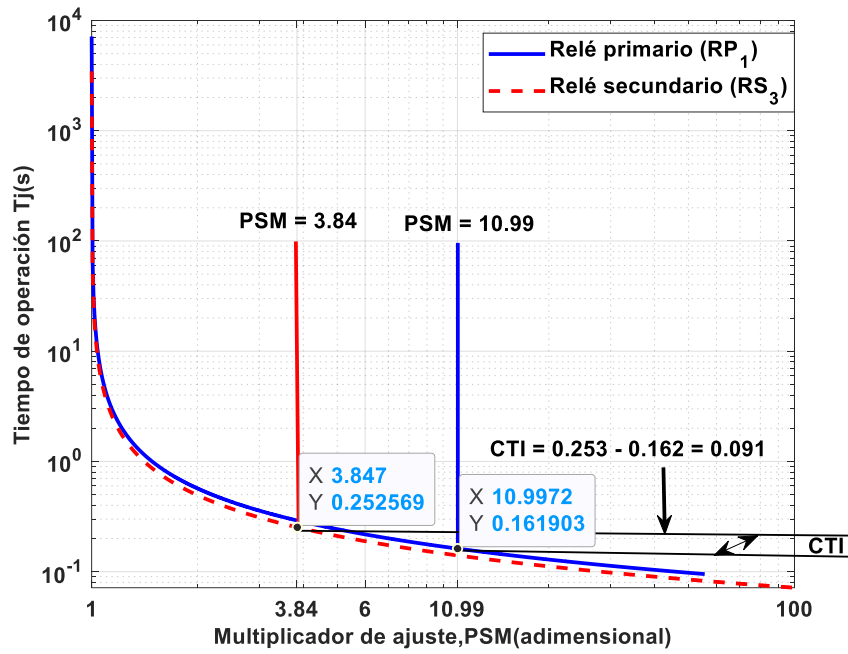


Figura 24. Coordinación de relés $R_{P1_R_{S3}}$.

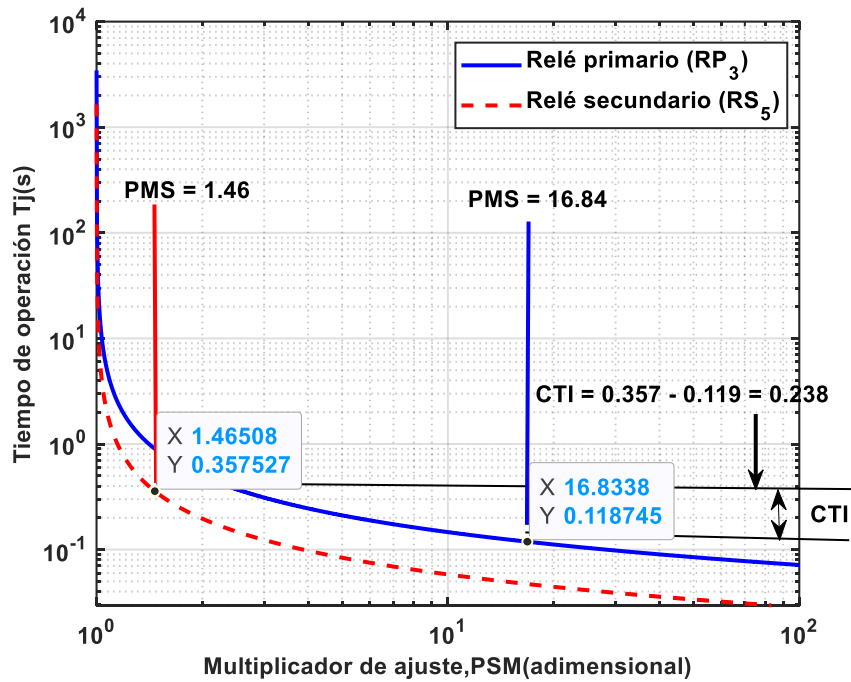


Figura 25. Coordinación de relés $R_{P3_R_{S5}}$.

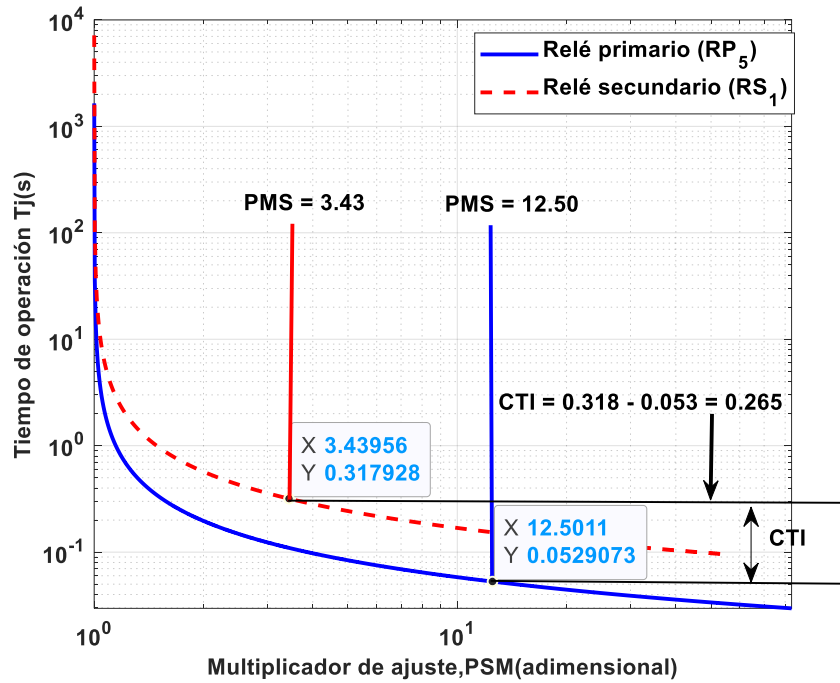


Figura 26. Coordinación de relés R_{P5} - R_{S1}

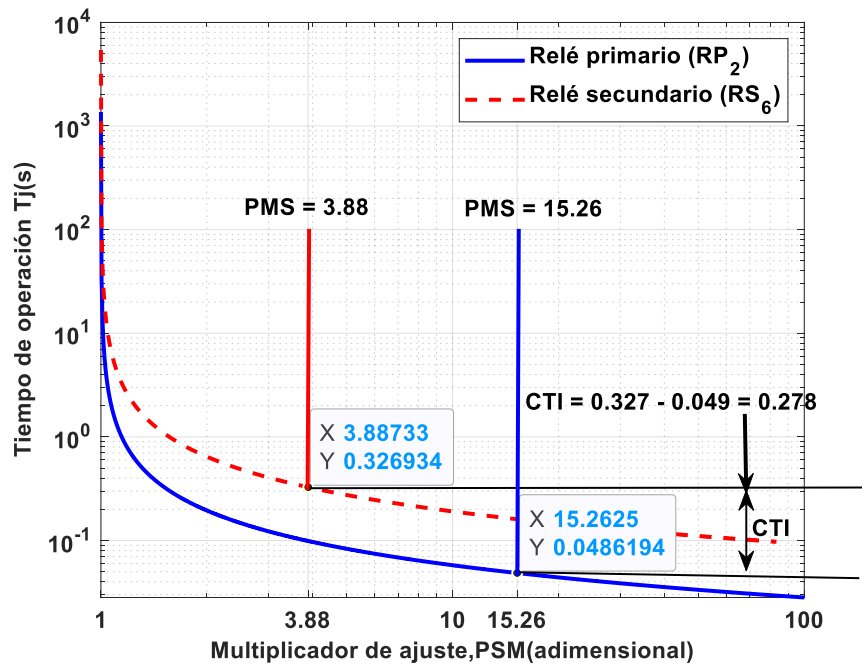


Figura 27 Coordinación de relés R_{P2} - R_{S6}

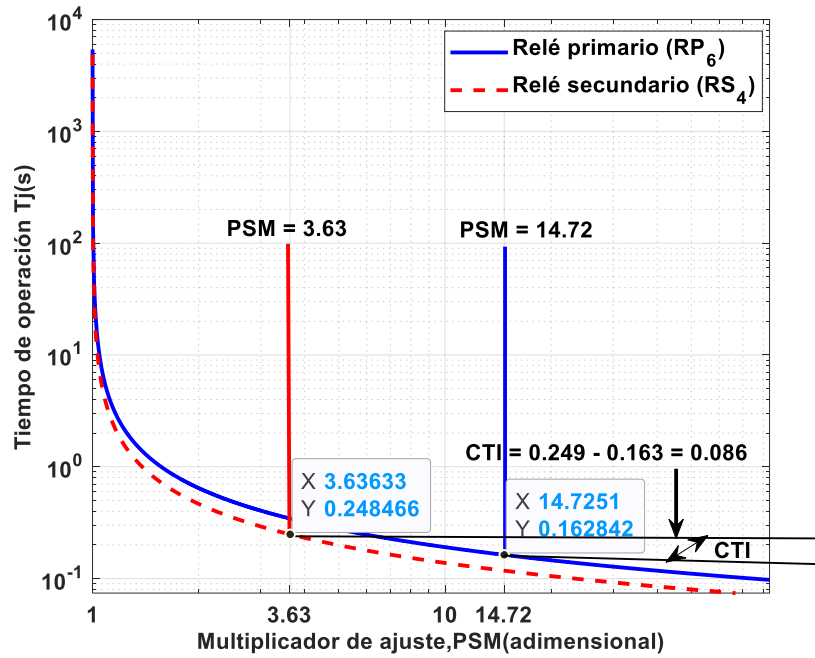


Figura 28. Coordinación de relés R_{P6} - R_{S4}

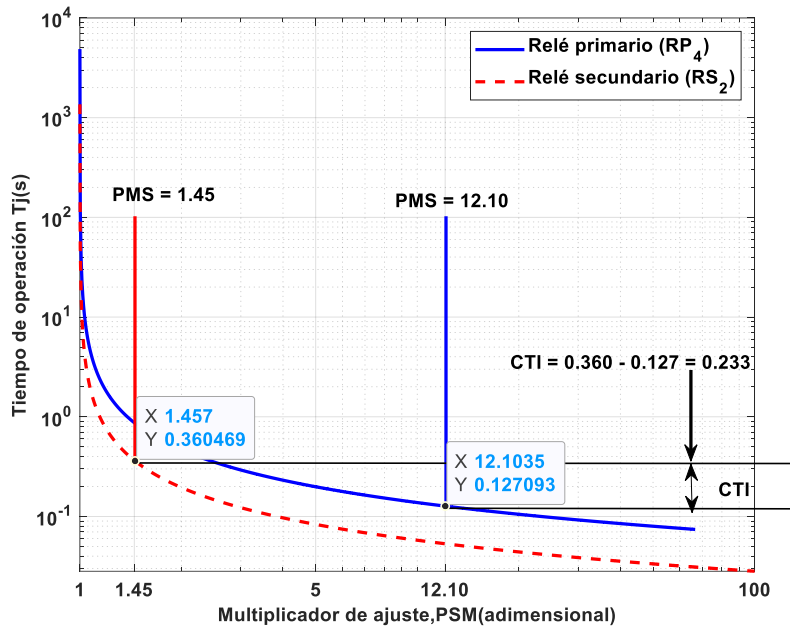


Figura 29. Coordinación de relés R_{P4} - R_{S2}

Las gráficas anteriores ilustran la coordinación de protecciones mediante la selección de relés primarios y secundarios en el sistema de tres barras y seis relés representado en la figura 23. Además, se realiza un cálculo en el que se dividen las corrientes de falla por el *PS* de cada relé, lo que permite representar las curvas características en función del *PSM*. Adicionalmente, se identifican los tiempos de operación T_j en los relés modelados y se calcula el *CTI* para cada configuración de relés, utilizando la ecuación (17).

$$T_{j_{Rs}} = T_{j_{Rp}} + CTI \quad (16)$$

$$CTI = T_{j_{Rs}} - T_{j_{Rp}} \quad (17)$$

5.2 Micro - red IEC.

El modelo de red propuesto consta de 11 barras e incluye componentes como transformadores, relés, líneas de distribución y generadores distribuidos (GD), los cuales suministran energía de manera permanente a ciertos nodos específicos de la red. Por lo tanto, se debe considerar que el sistema cuenta con una contribución de GD interconectada a la red de generación tradicional, lo que genera condiciones operativas particulares, abordadas en el enfoque propuesto. Para el análisis de la micro-red, se emplearán datos como las corrientes de falla previamente definidas y las corrientes de arranque de los relés.

En el presente estudio conforme a la normativa IEEE, se considerará un CTI de 0.2 segundos, así como los valores de las constantes para el cálculo de los tiempos de operación de los relés, con $\beta = 0.14$ y $\alpha = 0.02$, siguiendo las curvas inversas normales definidas por la IEC. Además, se analizarán las fallas en las líneas, como se muestra en la Figura 30, e incluirá una configuración de DOCRs y cargas asociadas a la micro-red.

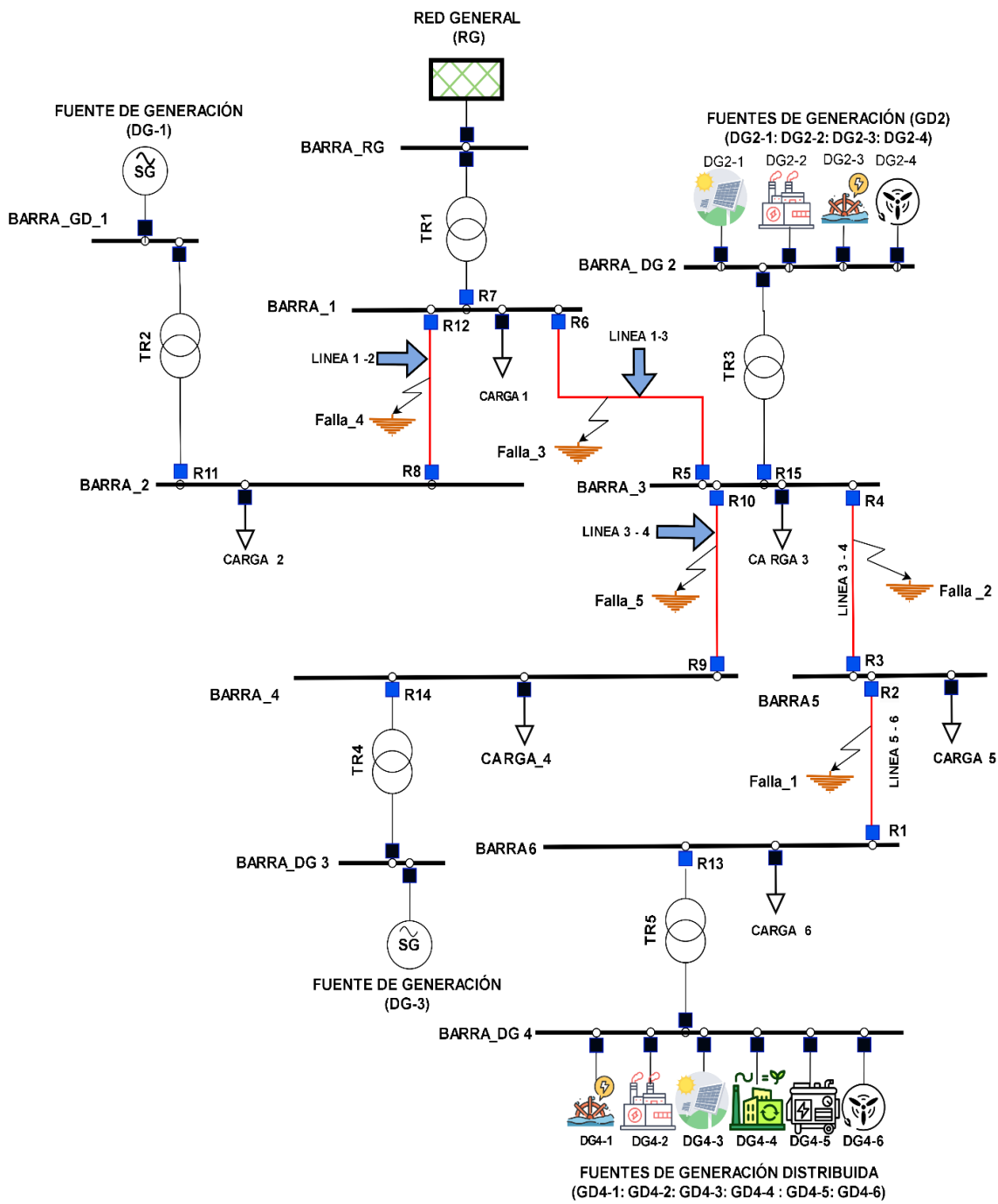


Figura 30. Esquema Micro – red IEC elaboración propia.

El esquema de la figura 30 muestra una microred IEC que incluye fuentes de generación tradicional, así como fuentes de generación distribuida (GD) como térmica, hidroeléctrica, solar, conversión de residuos en energía, generadores diésel y eólica. Además, el sistema cuenta con líneas, barras y transformadores, junto con cargas, relés y fallas en las líneas representadas en el esquema.

Tabla 10. Datos de entrada Micro - red

Ubicación	Corriente de falla [A]
<i>Falla_1</i>	3941
<i>Falla_2</i>	4158
<i>Falla_3</i>	3558
<i>Falla_4</i>	3188
<i>Falla_5</i>	3590

Tabla 11. Tabla de resultados GA, PSO

No. relé	GA		PSO	
	$TMS_{(j)}$	$PS - [A]$	$TMS_{(j)}$	$PS - [A]$
R_1	0.108	0.50	0.108	0.50
R_2	0.050	0.50	0.050	0.5
R_3	0.050	0.50	0.050	0.5
R_4	0.143	0.50	0.143	0.50
R_5	0.086	0.50	0.071	2.083
R_6	0.228	0.50	0.227	0.509
R_7	0.170	1.00	0.167	1.039
R_8	0.130	0.52	0.096	2.717
R_9	0.050	0.50	0.050	0.5
R_{10}	0.050	0.50	0.050	0.5
R_{11}	0.150	0.65	0.117	02.211
R_{12}	0.050	0.50	0.050	0.5
R_{13}	0.123	0.88	0.101	2.870
R_{14}	0.080	0.65	0.073	0.732
R_{15}	0.097	0.55	0.080	0.704
FO	10.0615		10.1388	
TE	106.739 [s]		80.308 [s]	

FO = Función objetivo

TE = Tiempo de ejecución algoritmo

En el análisis e iteraciones realizadas con los algoritmos de optimización, se identifican los recursos computacionales necesarios para ejecutar la solución, así como los resultados generados por cada algoritmo, lo que proporciona una visión clara del comportamiento de ambos. Los resultados obtenidos de cada técnica incluyen los datos de TMS, los cuales muestran un comportamiento similar entre ambas técnicas, aunque con resultados más estables en términos de PS en el algoritmo genético (GA), conforme a los parámetros establecidos en el modelo de red.

El tiempo computacional del PSO resultó ser más favorable, al minimizar la función objetivo propuesta para el modelo. Este aspecto es crucial en los proyectos industriales, ya que puede influir en la definición de los recursos requeridos a nivel de hardware y software, así como en los costos de procesamiento y los posibles periféricos asociados al funcionamiento del modelo de red.

Tabla 12. Resultados del GA y PSO

<i>Fallas</i>	<i>RELES</i>	T_{j-GA} [s]	T_{j-PSO} [s]
<i>Falla_1</i>	$R_{P(1)}$	0.351	0.351
	$R_{P(2)}$	0.108	0.108
	$R_{S(4)}$	0.308	0.308
	$R_{S(13)}$	0.551	0.551
<i>Falla_2</i>	$R_{P(3)}$	0.172	0.172
	$R_{P(4)}$	0.268	0.268
	$R_{S(1)}$	0.372	0.372
	$R_{S(8)}$	0	0
	$R_{S(15)}$	0.468	0.468
<i>Falla_3</i>	$R_{P(5)}$	0.228	0.217
	$R_{P(6)}$	0.401	0.401
	$R_{S(7)}$	0.601	0.601
	$R_{S(8)}$	0.601	0.601

	$R_{S(15)}$	0.556	0.578
<i>Falla_4</i>	$R_{P(8)}$	0.774	0.564
	$R_{P(12)}$	0.099	0.099
	$R_{S(5)}$	0.299	0.299
	$R_{S(7)}$	0.879	0.886
	$R_{S(11)}$	0.774	0.764
<i>Falla_5</i>	$R_{P(9)}$	0.215	0.215
	$R_{P(10)}$	0.106	0.106
	$R_{S(6)}$	0.548	0.548
	$R_{S(14)}$	0.415	0.415
	$R_{S(15)}$	0.697	0.774

Los resultados documentados en el desarrollo del modelo muestran un comportamiento más estable en la operación de los relés de protección cuando se utiliza el algoritmo genético (GA), el cual ofrece una operación más eficiente en la coordinación de las protecciones. Este algoritmo permite un despeje de fallas más adecuado, tanto en términos de tiempo como en la coordinación, de acuerdo con los PS y las condiciones parametrizadas en el modelo.

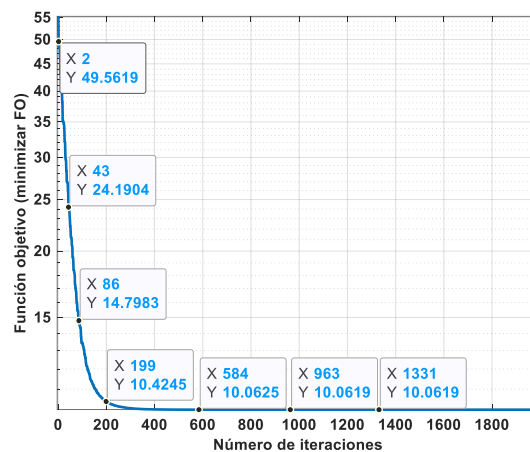


Figura 31. Solución de función objetivo - iteraciones del GA

De acuerdo con las Figuras 31 y 32, se observa que los modelos logran estabilizarse en un número de iteraciones menor al considerado en los algoritmos de optimización. Esto demuestra que el sistema puede alcanzar el punto óptimo con menos iteraciones, lo que

implica que no es necesario realizar un procesamiento elevado. Estas mejoras conllevan un menor consumo de recursos, lo que, a su vez, se traduce en una optimización de costos y en una reducción de los periféricos necesarios para la operación.

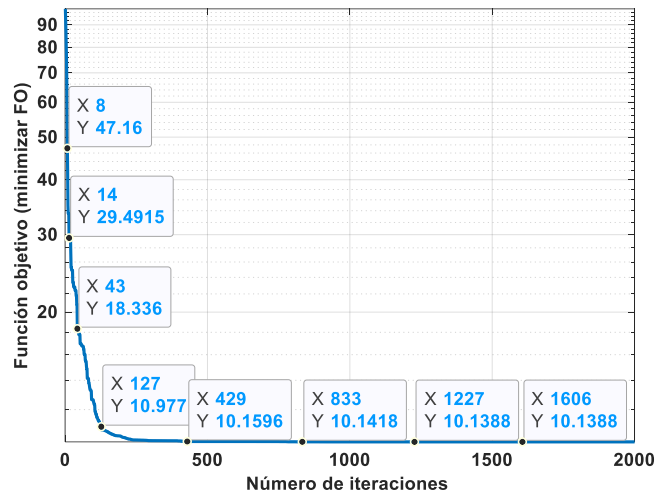


Figura 32. Solución de función objetivo - iteraciones del PSO

El comportamiento de ambas técnicas sigue la tendencia esperada para la operación de los relés, según las fallas presentadas. Asimismo, se observan variaciones en los tiempos de operación, de acuerdo con la coordinación de protecciones propuesta para el modelo IEC de la figura 30, considerando los relés primarios y secundarios según su ubicación en el sistema.

6. CONCLUSIONES

Los sistemas de generación eléctrica tienen un impacto significativo en los sectores industriales y comerciales, así como a nivel global, lo que genera la necesidad de contar con redes más confiables, seguras y sostenibles.

Las protecciones eléctricas son un componente crucial en los sistemas de distribución, y se han convertido en una rama fundamental de la ingeniería eléctrica, con el objetivo de garantizar la confiabilidad, seguridad y sostenibilidad de las redes.

Con el aumento de la demanda energética y la implementación de redes de distribución más complejas, se ha planteado la necesidad de adoptar esquemas de protecciones inteligentes y adaptativas que aseguren una coordinación adecuada de las protecciones.

El crecimiento de la GD, que incluye fuentes como la energía eólica, solar, geotérmica y la generación hidroeléctrica a través de represas a filo de agua, ha generado la necesidad de avanzar en los análisis de flujos de potencia. Esto permite implementar soluciones en protecciones que estén alineadas con las nuevas condiciones de las redes de transmisión y distribución energética.

A medida que avanzan a nivel de desarrollo los sistemas de transmisión y distribución eléctrica, se han incorporado conceptos evolutivos en la coordinación de protecciones, como el uso de protecciones digitales y sistemas capaces de implementar programación lineal y no lineal.

Con el progreso tecnológico, se han integrado conceptos de optimización para gestionar las nuevas fuentes de generación en las redes de distribución. En este contexto, se propone el análisis de dos redes de distribución con DOCRs, que permiten realizar la coordinación de los relés primarios y secundarios, estableciendo un CTI específico y resolviendo la coordinación de protecciones de manera efectiva.

La implementación de técnicas de optimización ha revolucionado el sector de las protecciones eléctricas, impulsando un importante avance hacia la digitalización y permitiendo gestionar niveles de complejidad más altos en la operación y gestión de los sistemas de distribución eléctrica.

Según los beneficios derivados de la integración de la Generación Distribuida (GD), y en base a la literatura analizada en el presente estudio, se vislumbran nuevos escenarios energéticos que impactan directamente en los esquemas de protecciones eléctricas. Este enfoque orienta a la comunidad científica, a los ingenieros y a los operadores de red a comprender mejor el comportamiento de las redes de distribución y la operación de los sistemas de protección, con el objetivo de lograr una mayor confiabilidad, estabilidad y desempeño óptimo de los sistemas. El avance tecnológico ha permitido la experimentación e implementación de sistemas de protección digital e inteligente, dando paso al desarrollo de algoritmos de optimización, tales como Gauss-Seidel, Algoritmos Genéticos (GA) y Optimización por Enjambre de Partículas (PSO).

En este estudio, se propone un modelo de red utilizando técnicas de Gauss-Seidel, con un intervalo de coordinación (CTI) de 0.2 segundos. Este modelo permite calcular los diales y los tiempos de operación para los relés específicos, estableciendo una coordinación adecuada en función de las fallas simuladas y los relés primarios y secundarios del sistema, identificando que los CTI de los relés $R_{P1-R_{S3}}$ y $R_{P6-R_{S4}}$, arrojan un tiempo de coordinación diferente frente al establecido en el método de Gauss Seidel, concluyendo que se aleja de del punto óptimo esperado.

Asimismo, se implementan técnicas de optimización, como Algoritmos Genéticos (GA) y Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), para abordar un modelo con una alta presencia de Generación Distribuida (GD). Se realiza la coordinación de protecciones, calculando los diales y los tiempos de operación de los relés, y estableciendo un CTI de

0.2 segundos. Los resultados muestran una coordinación óptima para ambos algoritmos, destacando los tiempos de computación y un mejor comportamiento en términos de tiempo y estabilidad.

Los resultados indican un menor tiempo de computación en el GA, así como un mejor desempeño en la minimización de la función objetivo. Además, se logra un intervalo de tiempo de coordinación óptimo en relación con los parámetros de entrada del sistema.

En conclusión, debido al crecimiento de la Generación Distribuida (GD), la literatura muestra un avance progresivo en la tecnología aplicada a la coordinación de protecciones. Desde sus inicios, con protecciones tradicionales basadas en corriente de falla y tiempos fijos, hasta los sistemas modernos de coordinación que emplean programación lineal y sistemas metaheurísticos como GA y PSO, se observa un significativo avance en la optimización de las redes de distribución eléctrica.

Las técnicas de optimización GA y PSO aplicadas en el modelo IEC muestran como resultado un comportamiento computacional similar entre ambos algoritmos, sin embargo este comportamiento puede variar dependiendo el modelo de red en cual sea aplicado, así mismo se observa que el GA tiene un comportamiento similar de $TMS_{(j)}$ y corrientes de arranque $PS - [A]$ entre 0.50 y 1.0, en cambio el PSO, exhibe mayores variaciones en $PS - [A]$, el cual permite identificar un umbral más mal alto en corriente de arranque en el PSO.

Los resultados del GA son más estables, con menores variaciones en $TMS_{(j)}$, en comparación con el PSO, así mismo se observa que las corrientes de arranque son mayores en el PSO que en el GA. En cuanto al tiempo computacional, la técnica PSO presenta un mejor rendimiento, aunque el GA muestra mejores resultados en términos de estabilidad tanto en $TMS_{(j)}$, como en $PS - [A]$ para el modelo IEC aplicado.

7. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Se recomienda evaluar el desempeño del modelo en sistemas reales a través de su implementación experimental o mediante validaciones en plataformas de prueba. Además, sería relevante explorar nuevas técnicas de optimización, como Redes Neuronales Artificiales (RNA) o Algoritmos de Aprendizaje Profundo, que contribuyan a mejorar la adaptabilidad y eficiencia de los esquemas de protección en tiempo real, optimizando la detección y respuesta ante fallas en redes con Generación Distribuida (GD).

Se recomienda profundizar en la literatura sobre diversas técnicas mejoradas que permiten minimizar los tiempos de disparo de las protecciones en diferentes escenarios energéticos con aporte de Generación Distribuida (GD), considerando las mejoras en el rendimiento operativo de los DOCR, las cuales pueden lograr una reducción en los tiempos de disparo de las protecciones.

Se recomienda profundizar en técnicas adaptativas basadas en lógica difusa, las cuales ofrecen mejoras en varios aspectos, como la no necesidad de configurar los parámetros iniciales y la capacidad de realizar ajustes según los aportes de GD y conforme a la configuración de la red específica.

8. BIBLIOGRAFÍA

Aghdam, T. S., Karegar, H. K., & Abbasi, A. (2016a). Discussion and Closure Systems With DG Using Dual Setting Relays ". IEEE Transactions on Smart Grid, 7(3), 1756. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2548878>

Aghdam, T. S., Karegar, H. K., & Abbasi, A. (2016b). Discussion on "Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution Systems with DG Using Dual Setting Relays." IEEE Transactions on Smart Grid, 7(3), 1756. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2548878>

Alcalá, D. (2016). Coordinación de protecciones en redes eléctricas con generación distribuida. Universidad Carlos III de Madrid, 316.

<https://dialnet.unirioja.es/servlet/dctes?codigo=75222>

Alcala-Gonzalez, D., García del Toro, E. M., Más-López, M. I., García-Salgado, S., & Pindado, S. (2022). Linear programming coordination for overcurrent relay in electrical distribution systems with distributed generation. *Applied Sciences*, 12(9), 4279. <https://www.mdpi.com/2076-3417/12/9/4279>

Ahmadi, M., Adewuyi, O. B., Danish, M. S. S., Mandal, P., Yona, A., & Senjyu, T. (2021). Optimum coordination of centralized and distributed renewable power generation incorporating battery storage system into the electric distribution network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 125, 106458.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061519341675>

Al-Roomi, A. R. (2021). Optimal coordination of power protective devices with illustrative examples. John Wiley & Sons.

<https://books.google.com/books?hl=es&lr=&id=Vo1SEAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR16&dq=Optimal+Coordination+of+Power+Protective+Devices+with+Illustrative+Examples&ots=aYpD4ylpE0&sig=FqLEsP14Z0jmC1YK6m-ht8xN4Yk>

Arafa, A., Aly, M. M., & Kamel, S. (2020). Recloser-fuse Coordination in Radial Distribution Systems connected with Distributed Generation Using Saturated-core Superconducting Fault Current Limiter. *Proceedings of 2020 International Conference on Innovative Trends in Communication and Computer Engineering, ITCE 2020*, 385–390. <https://doi.org/10.1109/ITCE48509.2020.9047756>

Arias, M. (2019). José Andrés Montoya Arias. *Universidad Nacional de Colombia Medellín*, 1, 1–115. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/76385>

- Bajaj, M., & Singh, A. K. (2020). Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research*, 44(1), 26–69. <https://doi.org/10.1002/er.4847>
- Bedekar, P. P., & Bhide, S. R. (2011). Optimum coordination of overcurrent relay timing using continuous genetic algorithm. *Expert Systems with Applications*, 38(9), 11286–11292. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2011.02.177>
- Boza, Y. Y. (2009). RETOS A LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CHALLENGES OF DISTRIBUTED GENERATION ON THE ELECTRIC PROTECTION. *Universidad Central “Marta Abreu de Las Villas.*, 17, 101–107.
- Bravo de las Casas, M., & Yanez Boza, Y. (2009). Retos a las protecciones eléctricas en las redes de distribución con generación distribuida. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 17(1), 101-107. https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-33052009000100011&script=sci_arttext
- Brahma, S. M., & Girgis, A. A. (2004). Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 56–63. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820204>
- Couceiro, M., Ghamisi, P., Couceiro, M., & Ghamisi, P. (2016). Particle swarm optimization. Fractional order darwinian particle swarm optimization: Applications and evaluation of an evolutionary algorithm, 1-10. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-19635-0_1
- Cuervo, N. G. (2019). *Mathematical dimensioning of hydraulic works for a small hydroelectric power plant in Rio Negro , Cundinamarca through deductive logical methods through obsolete abacus and graphicss.* 13(2), 61–75.

<https://scholar.archive.org/work/5wgkzfnolrfwbkmc5eehu6at4/access/wayback/http://hemeroteca.unad.edu.co/index.php/publicaciones-e-investigacion/article/download/3652/3692/>

Chabanloo, R. M., Maleki, M. G., Agah, S. M. M., & Habashi, E. M. (2018). Comprehensive coordination of radial distribution network protection in the presence of synchronous distributed generation using fault current limiter. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 99, 214-224. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517314023>

Chen, L., Yang, D., Cai, J., & Yan, Y. (2024). Robust optimization based coordinated network and source planning of integrated energy systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 157, 109864. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061524000851>

Deb, K. (1998). Genetic algorithm in search and optimization: the technique and applications. In *Proceedings of International Workshop on Soft Computing and Intelligent Systems*, (ISI, Calcutta, India) (pp. 58-87). *Proceedings of International Workshop on Soft Computing and Intelligent Systems*, (ISI, Calcutta, India). <https://repository.ias.ac.in/82743/>

El-Khattam, W., & Sidhu, T. S. (2008). Restoration of directional overcurrent relay coordination in distributed generation systems utilizing fault current limiter. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(2), 576–585. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2008.915778>

El Naily, N., Saad, S. M., El Misslati, M. M., & Mohamed, F. A. (2019, March). Optimal protection coordination for IEC microgrid benchmark using water cycle algorithm. In *2019 10th International Renewable Energy Congress (IREC)* (pp. 1-6). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8754511/>

Elsadd, M. A., Zobaa, A. F., Khattab, H. A., Abd El Aziz, A. M., & Fetouh, T. (2023).

- Communicationless overcurrent relays coordination for active distribution network considering fault repairing periods. *Energies*, 16(23), 7862. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/23/7862>
- Esfahani, M. M., & Mohammed, O. (2020). Electrical Power and Energy Systems An intelligent protection scheme to deal with extreme fault currents in smart power systems. *Electrical Power and Energy Systems*, 115(July 2019), 105434. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105434>
- Funmilayo, H. B., Silva, J. A., & Butler-Purry, K. L. (2012). Overcurrent protection for the IEEE 34-node radial test feeder. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(2), 459-468. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6165400/>
- Ghobadpour, S., Gandomkar, M., & Nikoukar, J. (2020). Determining Optimal Size of Superconducting Fault Current Limiters to Achieve Protection Coordination of Fuse-Recloser in Radial Distribution Networks with Synchronous DGs. *Electric Power Systems Research*, 185(March), 106357. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106357>
- Kumar, D. S., Srinivasan, D., & Reindl, T. (2016). A Fast and Scalable Protection Scheme for Distribution Networks with Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(1), 67–75. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2015.2464107>
- Liu, Z., Chen, Z., Sun, H., & Hu, Y. (2015). Multiagent System-Based Wide-Area Protection and Control Scheme Against Cascading Events. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(4), 1651–16621 <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2371337>
- Londe, M. A., Pessoa, L. S., Andrade, C. E., & Resende, M. G. (2024). Biased random-key genetic algorithms: A review. *European Journal of Operational Research*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221724002303>
- López Salas, A. (2015). Escuela técnica superior de ingeniería (i.c.a.i.) grado en ingeniería

- electromecánica. *Repositorio Institucional de La Universidad Loyola Andalucía*, 164.
<https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/5957/1/TFG001447.pdf>
- Macias, A. M., & Andrade, J. (2014). Estudio de generación bajo escenarios de cambio climático. XM: Bogotá, Colombia.
https://www1.upme.gov.co/siame/Hemerotec/Ruta_del_sector_minero/Estudio_de_generacion_electrica/Generacion_electrica_escenario_cambio_climatico.pdf
- Mejía, J. F. G., Flores-Fuentes, A. A., Martínez, J. A. P., & Mejía, J. A. G. (2017). Codificación real de un algoritmo genético con fertilización in vitro aplicado a la sintonización de controladores PID: Una primera aproximación. *Programación matemática y software*, 9(2), 24-30.
<https://progmatt.uaem.mx/progmatt/index.php/progmatt/article/view/2017-9-2-3>
- Mohammadi Chabanloo, R., Ghotbi Maleki, M., Mousavi Agah, S. M., & Mokhtarpour Habashi, E. (2018). Comprehensive coordination of radial distribution network protection in the presence of synchronous distributed generation using fault current limiter. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 99(June 2017), 214–224. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.012>
- Mosaad, M. I., Elkalashy, N. I., & Ashmawy, M. G. (2018). Integrating adaptive control of renewable distributed Switched Reluctance Generation and feeder protection coordination. *Electric Power Systems Research*, 154, 452–462.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.017>
- Nikolaidis, V. C., Papanikolaou, E., & Safigianni, A. S. (2016). A communication-assisted overcurrent protection scheme for radial distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1), 114–123.
<https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2411216>
- Paredes, E. D. O. (2017). Algoritmos genéticos y PSO aplicados a un problema de

- generación distribuida. *Scientia et Technica*, 22(1), 15-23.
<https://moodle2.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/14301>
- Peña-Guzmán, C., & Rey, J. (2020). Forecasting residential electric power consumption for Bogotá Colombia using regression models. *Energy Reports*, 6, 561–566.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.09.026>
- Rahmani, R., Sadeghi, S. H. H., & Hosseini, S. A. (2020). An adaptive protection scheme for distribution networks with distributed generation sources in various operational modes. *Majlesi Journal of Electrical Engineering*, 14(1), 107-118.
https://mjee.isfahan.iau.ir/article_696395_caba11a1668f5b182c759cfe62bfe218.pdf
- Rangavalli, V., & Komma Lavanya, D. (2022). Analysis of IEEE 33, 34 and 69 Bus Systems using Gauss Seidel. *International Journal for Research in Applied Science and Engineering Technology*, 10(6), 3867-3871.
https://www.academia.edu/download/89064156/Analysis_of_IEEE_33_34_and_69_Bus_Systems_using_Gauss_Seidel.pdf
- Razavi, S., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2019). Impact of Distributed Generation on Protection and Voltage Regulation of Distribution Systems : A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105(May 2019), 157–167.
<https://scholar.google.com/citations?user=IBH6CFwAAAAJ&hl=es&oi=sra>
- Reiz, C., & Leite, J. B. (2022). Optimal coordination of protection devices in distribution networks with distributed energy resources and microgrids. *IEEE Access*, 10, 99584-99594. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9874854/>
- Rizwan, M., Hong, L., Waseem, M., & Shu, W. (2020). Sustainable protection coordination in presence of distributed generation with distributed network. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(3), 1–23.
<https://doi.org/10.1002/2050-7038.12217>

- Saleh, K. A., Zeineldin, H. H., Al-Hinai, A., & El-Saadany, E. F. (2015). Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using a New Time-Current-Voltage Characteristic. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(2), 537–544. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2341666>
- Samuel, R. (2014). Eléctricos Protección de Sistemas Eléctricos. *Universidad Nacional de Colombia Manizales, Primera Ed*, 664. <https://doi.org/DOI.10.1002/masy.201000052>
- Sampaio, F. C., Tofoli, F. L., Melo, L. S., Barroso, G. C., Sampaio, R. F., & Leão, R. P. S. (2023). Smart protection system for microgrids with grid-connected and islanded capabilities based on an adaptive algorithm. *Energies*, 16(5), 2273. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/5/2273>
- Sharma, S., Niazi, K. H. A. L. E. E. Q. U. R. R., Verma, K., & Rawat, T. (2020). A bi-level optimization framework for investment planning of distributed generation resources in coordination with demand response. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1758248>
- Sharma, S., Niazi, K. R., Verma, K., & Rawat, T. (2024). A bi-level optimization framework for investment planning of distributed generation resources in coordination with demand response. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 46(1), 7613-7630. <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15567036.2020.1758248>
- Shen, S., Lin, D., Wang, H., Hu, P., Jiang, K., Lin, D., & He, B. (2017). An Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with DGs Based on Optimized Thevenin Equivalent Parameters Estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(1), 411–419. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2015.2506155>
- Shi, Y., & Eberhart, R. C. (1999, July). Empirical study of particle swarm optimization.

In Proceedings of the 1999 congress on evolutionary computation-CEC99 (Cat. No. 99TH8406) (Vol. 3, pp. 1945-1950). IEEE.

<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/785511/>

Sinclair, A., Finney, D., Martin, D., & Sharma, P. (2014). Distance protection in distribution systems: How it assists with integrating distributed resources. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(3), 2186–2196.

<https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2288426>

Singh, M. (2017). Protection coordination in distribution systems with and without distributed energy resources- a review. *Singh Protection and Control of Modern Power Systems*, 1–17. <https://doi.org/10.1186/s41601-017-0061-1>

Singh, M., Panigrahi, B. K., Abhyankar, A. R., Mukherjee, R., & Kundu, R. (2013). Optimal location, size and protection coordination of distributed generation in distribution network. *Proceedings of the 2013 IEEE Symposium on Swarm Intelligence, SIS 2013 - 2013 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence, SSCI 2013*, 221–227.

<https://doi.org/10.1109/SIS.2013.6615182>

Singh, P., Kumar, U., Choudhary, N. K., & Singh, N. (2024). Advancements in Protection Coordination of Microgrids: a Comprehensive Review of Protection Challenges and Mitigation Schemes for Grid Stability. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 9(6), 156-183. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10745370/>

Strezoski, L., Stefani, I., & Bekut, D. (2020). Electrical Power and Energy Systems Novel method for adaptive relay protection in distribution systems with electronically-coupled DERs. *Electrical Power and Energy Systems*, 116(August 2019), 105551.

<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105551>

Srikumar, K., & Saibabu, C. (2020). A system and novel methodology to track maximum power from photo voltaic system: A comparative and experimental analysis. *Journal*

of King Saud University-Engineering Sciences, 32(7), 442-458.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1018363917303215>

Song, M. P., & Gu, G. C. (2004, August). Research on particle swarm optimization: a review. In Proceedings of 2004 international conference on machine learning and cybernetics (IEEE Cat. No. 04EX826) (Vol. 4, pp. 2236-2241). IEEE.

<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1382171/>

Wang, D., Tan, D., & Liu, L. (2018). Particle swarm optimization algorithm: an overview. *Soft computing*, 22(2),387-408.

<https://link.springer.com/article/10.1007/s00500-016-2474-6>

Zapata, C. J., & Mejia, G. E. (2003). Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal. *Scientia et technica*, 2(22).

<https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/7399>

Zeineldin, H. H., Mohamed, Y. A. R. I., Khadkikar, V., & Ravikumar Pandi, V. (2013). A protection coordination index for evaluating distributed generation impacts on protection for meshed distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(3), 1523–1532. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2263745>