

Desarrollo de una Herramienta Computacional para el Ajuste y Coordinación Automática de
Sistemas de Protección de Sobrecorriente en Redes de Distribución Eléctrica.

Luis Carlos Pinzón Méndez, Erika Johanna Suárez Gómez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

César Augusto Orozco Henao

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Este título lo dedico especialmente a Dios, por ser mi guía durante este camino y por concederme la inteligencia, la sabiduría y la fortaleza necesarias para culminar satisfactoriamente mi carrera. Gracias por brindarme las oportunidades y los medios para continuar cada día, por permitirme contar con alimento, transporte y todo lo necesario para alcanzar esta meta. Este logro es también una muestra de que, con fe, esfuerzo y perseverancia, los sueños pueden hacerse realidad.

A mis padres, Reinaldo Pinzón y Sandra Méndez, por ser el pilar fundamental de este logro. Detrás de este título están sus sacrificios y su amor incondicional: cada pasaje para poder llegar a la universidad, cada día en que encontré mi ropa limpia y lista para asistir a clase, cada plato de comida que nunca permitieron que me faltara y cada esfuerzo que hicieron para que pudiera estudiar con tranquilidad. Aunque mi carrera no implicara para ustedes el pago de una matrícula, nunca dejaron de hacer sacrificios para apoyarme. Gracias por estar siempre detrás de mí y por darme todo lo que estuvo a su alcance para que hoy pudiera llegar hasta aquí. Este título también es de ustedes.

A mi hermano mayor, Jeison Pinzón, por ser un ejemplo y un referente en mi vida, cuya trayectoria y perseverancia me motivaron a seguir adelante con mi propia carrera. A mi hermano menor, José Daniel, por acompañarme y ser también una motivación para seguir esforzándome y construyendo un mejor futuro.

A mi sobrina, Julieta, por llegar a nuestra familia para llenarla de una alegría y un amor especial, y por ser la primera mujer de nuestra familia después de mi madre. Aunque todavía eres muy pequeña para comprender este logro, espero que algún día sepas que tu llegada también hizo más bonito este camino.

A mis nonos, Luis y Blanca, por el amor y el apoyo que siempre han brindado a nuestra familia. A mi nono Luis, quien ya no está físicamente entre nosotros y no pudo verme culminar esta etapa, pero fue un pilar fundamental y un apoyo incondicional para nuestra familia Pinzón Méndez. Aunque no pudo acompañarme en este momento, su recuerdo, sus enseñanzas y todo lo que representó para nosotros permanecerán siempre. Este logro también es para ti. A mi nona Blanca, por su amor, fortaleza y por seguir siendo una parte fundamental de nuestra familia.

Este logro no es solamente mío; es de todos ustedes.

Agradecimientos.

En primer lugar, agradezco a Dios, por acompañarme durante este camino, darme la fortaleza para superar cada dificultad y permitirme culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres, Reinaldo Pinzón y Sandra Méndez, y a toda mi familia, por ser mi principal apoyo durante estos años. Gracias por cada sacrificio, por estar presentes en los momentos difíciles, por confiar en mí y brindarme siempre las condiciones y el cariño necesarios para continuar. Este logro no habría sido posible sin ustedes.

A la Universidad Industrial de Santander, mi segunda casa, por brindarme una formación que trascendió lo académico. Gracias por las oportunidades, los espacios y las comodidades que me permitieron dedicarme a estudiar y formarme como profesional. Incluso poder contar con un almuerzo prácticamente gratuito significó mucho para mí y mi familia, pues me permitió preocuparme principalmente por llegar, estudiar y aprovechar esta oportunidad.

Al profesor César Orozco, director de mi proyecto de grado, por su acompañamiento, disposición y confianza durante este proceso. Gracias por orientarnos, motivarnos y prepararnos para alcanzar un excelente resultado en la sustentación

A Erika, por su apoyo y por ayudarme a culminar el trabajo de grado. Gracias por compartir este proceso y estar presente cuando más necesitaba una mano para llegar hasta el final

A Ecopetrol, por ser la primera empresa en brindarme la oportunidad de ingresar al mundo laboral y permitirme adquirir experiencias que complementaron mi formación. De manera especial, agradezco a mi primer jefe, Jesús, por escucharme en aquella entrevista y confiar en mí para darme esta oportunidad.

Al equipo del Departamento de Mantenimiento, por recibirme, enseñarme, llevarme a campo y confiarme diferentes responsabilidades. Cada experiencia y enseñanza contribuyó significativamente a mi crecimiento profesional y personal.

A mis amigos y compañeros, por estar siempre dispuestos a ayudarme con gestiones, información de la universidad y aspectos académicos. Gracias por las veces en que me tendieron la mano y por hacer más llevadero este camino

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, hicieron parte de estos años. Cada consejo, enseñanza, oportunidad y gesto de apoyo contribuyó a que hoy pueda cerrar esta etapa con gratitud y satisfacción. Este título representa no solo mi esfuerzo, sino también la huella de quienes me acompañaron en el camino.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Objetivos.	16
1.1 Objetivo General.	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Marco Teórico.....	16
2.1 Sistemas de protección de sobrecorriente en redes de distribución eléctrica.	16
2.1.1 Comportamiento del sistema eléctrico ante una falla.	16
2.1.2 Naturaleza de las fallas.	18
2.1.3 Diferencia entre sobrecorriente y sobrecarga.	19
2.1.4 Dispositivos de protección para sobrecorriente.	19
2.2 Requisitos para un sistema de protecciones.....	30
2.2.1 Selectividad.....	30
2.2.2 Sensibilidad.....	30
2.2.3 Rapidez.	30
2.2.4 Confiabilidad.....	31
2.2.5 Respaldo.....	31
2.3 Ajuste y coordinación de dispositivos de protección.....	31
2.3.1 Ajuste de Fusibles.	32
2.3.2 Ajuste de Reconectores (Reclosers).....	35

2.3.3 Ajuste de Relés.	39
2.3.4 Curvas TCC normalizadas (IEEE e IEC).....	41
2.4 Estudios eléctricos requeridos para la coordinación.	43
2.4.1 Estudio de flujo de carga.....	43
2.4.2 Estudio de cortocircuito.	43
3. Análisis de Alternativas.....	44
3.1 Lenguaje de programación.....	44
3.2 Mecanismo de entrada de datos.	45
3.3 Motor de Simulación para Estudios Eléctricos.	46
4. Metodología.....	47
5. Casos de Estudio.	57
5.1 Sistema de prueba IEEE 13 Node Test Feeder.	58
5.2 Sistema de prueba IEEE 34 Node Test Feeder.	59
6. Resultados.	61
6.1 Validaciones de los resultados obtenidos.	61
6.1.1 Validación de los estudios eléctricos.	62
6.1.2 Validación de las curvas TCC con Power Factory DigSilent.	64
6.2 Resultados del sistema IEEE 13 Node Test Feeder.	67
6.3 Resultados del sistema IEEE 34 Node Test Feeder.	69
3. Conclusiones	71

Referencias Bibliográficas	73
----------------------------------	----

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Diferencias entre sobrecorriente y sobrecarga.....	19
Tabla 2 Parámetros del Reconectador SEL.	23
Tabla 3 Parámetros del reconectador NOJA.....	24
Tabla 4 Parámetros del reconectador Schneider.....	25
Tabla 5 Parámetros del relé SEL.	27
Tabla 6 Parámetros del relé Siemens.	28
Tabla 7 Parámetros del relé ABB.	29
Tabla 8 Constantes de las curvas de tiempo inverso normalizadas IEEE e IEC.	42
Tabla 9 Matriz Comparativa de herramientas de programación.....	44
Tabla 10 Matriz Comparativa del mecanismo de ingreso de datos.	45
Tabla 11 Matriz Comparativa motores de simulación.....	46
Tabla 12 Comparación de las corrientes de flujo de carga y porcentaje de error obtenido para el test de 13 nodos.....	62
Tabla 13 Comparación de las corrientes de flujo de carga y porcentaje de error obtenido para el test de 34 nodos.....	63
Tabla 14 Resultados del cálculo de error para la unidad de fase del relé.	66
Tabla 15 Resultados del cálculo de error para la unidad de tierra del relé.	66
Tabla 16 Resultados del cálculo de error para el fusible en la unidad de fase.	67
Tabla 17 Parámetros de ajuste y verificación de la coordinación del relé para fallas fase-fase..	67
Tabla 18 Parámetros de ajuste y verificación de la coordinación del relé para fallas fase-tierra.	68

Tabla 19	Parámetros de ajuste y verificación de la coordinación de protecciones para fallas fase-fase de la ruta 1 del IEEE 34 Node Test Feeder.	70
----------	--	----

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Fusible S&C Positrol Fuse Links utilizado en la herramienta computacional propuesta.	20
Figura 2 Curvas de tiempo mínimo de fusión (Minimum melting time–current characteristic curves).....	21
Figura 3 Curva de tiempo total de despeje (Total Clearing Time–Current Characteristic Curves).	21
Figura 4 Reconectador Schweitzer Engineering Laboratories (SEL).....	23
Figura 5 Reconctador NOJA-5009-20.	24
Figura 6 Reconectador Schneider ADVC Operations Manual R29.	25
Figura 7 Relé Schweitzer Engineering Laboratories, Inc SEL-751.....	26
Figura 8 Relé SIEMENS SIPROTEC 4 – Overcurrent Time Protection 7SJ80.....	28
Figura 9 Relé ABB Relion 615 Series.	29
Figura 10 Curvas tiempo-corriente de un fusible de protección: mínima de fusión, máxima de despeje y criterio del $0.75I_{MM}$	34
Figura 11 Verificación del punto medio Ruta 1-Tierra IEEE 13 nodos	38
Figura 12 Diagrama de la Arquitectura funcional de la herramienta computacional desarrollada.	48
Figura 13 Interfaz inicial de la herramienta desarrollada.	49
Figura 14 Plantilla de Excel para el ingreso de datos del sistema eléctrico.	50
Figura 15 Interfaz del módulo de estudios cortocircuito.	51
Figura 16 Interfaz del módulo de estudios de flujo de carga.	51

Figura 17	Interfaz general del módulo de ajuste y coordinación de protecciones.....	52
Figura 18	Panel de configuración para el fusible.....	53
Figura 19	Panel de configuración para el Reconectador.	54
Figura 20	Panel de configuración para el Relé.	54
Figura 21	Interfaz de visualización de las curvas de coordinación tiempo-corriente.....	55
Figura 22	Reporte de resultados generado por la herramienta.	56
Figura 23	Diagrama de la Arquitectura de software y modularidad de Python.....	57
Figura 24	Dispositivos ubicados en el diagrama unifilar del IEEE 13 Node Test Feeder.....	59
Figura 25	Dispositivos ubicados en el diagrama unifilar del IEEE 34 Node Test Feeder.....	61
Figura 26	Curvas TCC de fase y tierra de la Ruta 1 del IEEE 13 nodos obtenidas en DIgSILENT.....	65
Figura 27	Curvas TCC de fase y tierra de la Ruta 1 del IEEE 13 nodos obtenidas en la herramienta desarrollada.	65

Apéndices

Apéndice A. TCC Fusión Mínima Number 165-6

Apéndice B. TCC Fusión Máxima Number 165-6-2

Apéndice C. Recloser SEL 651R

Apéndice D. Relé SEL 751

Apéndice E. Relé SIEMENS SIPROTEC 4 – Overcurrent Time Protection 7SJ80

Apéndice F. Relé ABB 615 series

Apéndice G. Manual de la Herramienta Computacional ACOPSO

Apéndice H. Manual de la plantilla de entrada de datos en Excel

Apéndice I. IEEE 13 Node Test Feeder

Apéndice J. IEEE 34 Node Test Feeder

Apéndice K. VALIDACION 13 NODOS FLUJOS

Apéndice L. VALIDACION FLUJOS 34 NODOS

Apéndice M. Montaje en DIgSILENT del IEEE 13 nodos

Apéndice Ñ. FASE-FASE-13-NODOS

Apéndice N. Resultados de las curvas tiempo TCC DIgSILENT

Apéndice O. FASE TIERRA 13 NODOS

Apéndice P. FASE FASE 34 NODOS SCHNEIDER

Apéndice Q. FASE TIERRA 34 NODOS SCHNEIDER

Apéndice R. Parámetros de ajuste y verificación de la coordinación de protecciones.

“Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS”

Resumen

Título: Desarrollo de una herramienta computacional para el ajuste y coordinación automática de sistemas de protección de sobrecorriente en redes de distribución eléctrica.

Autor: Luis Carlos Pinzón Méndez, Erika Johanna Suárez Gómez.

Palabras Clave: Coordinación de Protecciones, Sobrecorriente, Sistemas de Distribución, OpenDSS, Python, Excel.

Descripción: Las redes de distribución eléctrica requieren sistemas de protección capaces de detectar y aislar fallas de manera selectiva y oportuna, garantizando la continuidad del servicio y la integridad de los equipos. No obstante, el proceso de ajuste y coordinación de dispositivos de sobrecorriente continúa representando un desafío debido a la necesidad de realizar múltiples estudios eléctricos, interpretar criterios normativos y emplear herramientas especializadas que, en muchos casos, presentan restricciones de acceso por sus costos de licenciamiento. Esta situación dificulta la ejecución eficiente de los estudios de protección y limita el desarrollo de soluciones rápidas y de libre acceso para la academia y la industria.

En este contexto, el presente trabajo propone el desarrollo de una herramienta computacional orientada a automatizar el proceso de ajuste y coordinación de protecciones de sobrecorriente en redes de distribución eléctrica mediante la integración de un lenguaje de programación tal como Python con un entorno de simulación de sistemas eléctricos de uso libre como OpenDSS. La solución contempla la ejecución coordinada de estudios de flujo de potencia y cortocircuito, el cálculo automático de los parámetros de ajuste de los dispositivos de protección, la evaluación de la coordinación mediante curvas tiempo-corriente y la generación de reportes técnicos a través de una interfaz gráfica diseñada para facilitar su utilización. La herramienta será validada mediante casos de estudio en sistemas de distribución de referencia y la comparación de los resultados obtenidos con los calculados por la herramienta DIGSILENT PowerFactory. Los resultados obtenidos de este trabajo de grado constituyen un aporte al desarrollo de herramientas de libre acceso para el análisis de protecciones eléctricas, favoreciendo la formación de ingenieros y la adopción de soluciones tecnológicas que contribuyan a la modernización de las redes de distribución.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Director de Trabajo de Grado: César Augusto Orozco Henao, Dr en Ingeniería Eléctrica.

Abstract

Title: Development of a Computational Tool for the Automatic Setting and Coordination of Overcurrent Protection Systems in Electrical Distribution Networks.

Author: Luis Carlos Pinzón Méndez, Erika Johanna Suárez Gómez.

Key Words: Protection Coordination, Overcurrent Protection, Distribution Systems, OpenDSS, Python, Excel.

Description: Electrical distribution networks require protection systems capable of detecting and isolating faults selectively and promptly to ensure service continuity and equipment integrity. However, the setting and coordination of overcurrent protection devices remain challenging due to the need to perform multiple electrical studies, interpret technical standards, and rely on specialized software tools that are often restricted by expensive licensing costs. This situation hinders the efficient execution of protection studies and limits the availability of fast, open-access solutions for both academic and industrial applications.

In this context, this research proposes the development of a computational tool aimed at automating the setting and coordination of overcurrent protection systems in electrical distribution networks by integrating a programming language with a power system simulation environment. The proposed solution performs coordinated power flow and short-circuit analyses, automatically determines the protection device settings, evaluates coordination through time-current characteristic (TCC) curves, and generates technical reports using a graphical user interface designed to simplify user interaction. The tool will be validated through case studies based on benchmark distribution systems, and its results will be compared with those obtained using conventional methodologies. The expected outcomes include the development of an open-access solution for electrical protection analysis that supports research activities, enhances engineering education, and promotes the adoption of technological solutions contributing to the modernization of electrical distribution networks.

³ DegreeWork.

⁴ Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering. Thesis Supervisor: César Augusto Orozco Henao, Ph.D. of Electrical Engineering

Introducción

En los sistemas eléctricos de potencia, la correcta coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente es esencial para garantizar la seguridad, la continuidad del servicio y la confiabilidad operativa (Gers, 2011). No obstante, en la práctica, la configuración y el ajuste de estos dispositivos suele depender de herramientas comerciales de alto costo y de procedimientos manuales que demandan tiempo y recursos significativos (IEEE C37.230, 2021). En este contexto, la disponibilidad de software especializado constituye un factor importante para el desarrollo de estudios de coordinación, tanto en el ámbito profesional como académico, motivando el desarrollo de herramientas que faciliten el aprendizaje y la aplicación de estas metodologías.

La protección basada en sobrecorrientes cumple un papel determinante en la detección y aislamiento de fallas, evitando que perturbaciones locales se propaguen y generen interrupciones de gran magnitud (CREG 015, 2018). La selectividad, la rapidez de respuesta y la correcta discriminación temporal entre dispositivos son principios fundamentales en la ingeniería de protecciones, los cuales deben asegurarse mediante una adecuada coordinación (IEEE C37.230, 2021).

La coordinación adecuada de los sistemas de protección de sobrecorriente constituye un componente esencial para la operación segura y confiable de las redes de distribución eléctrica (CREG 015, 2018). No obstante, este proceso continúa representando un desafío técnico relevante, especialmente ante la creciente complejidad de las redes modernas, la integración de fuentes de generación distribuida y la necesidad de garantizar la calidad del servicio. A nivel mundial y nacional, la mayoría de las metodologías de ajuste y coordinación de protecciones dependen de herramientas comerciales que, aunque robustas, poseen altos costos de licencia y limitaciones en su adaptabilidad. Paralelamente, el avance de los entornos de programación científica, como Python, y de los simuladores de sistemas eléctricos de libre acceso, como OpenDSS, podrían permitir la automatización y el desarrollo de herramientas especializadas (Herazo Correa & Hugueth Polo, 2019).

En este contexto, la coordinación de protecciones constituye un proceso que requiere la integración de diferentes estudios eléctricos, como el flujo de potencia, el análisis de cortocircuito y la evaluación de las curvas tiempo-corriente, con el fin de establecer ajustes que garanticen una

operación selectiva y confiable de los dispositivos de protección (Gers, 2011; IEEE C37.230-2021). La realización de estos estudios implica el análisis conjunto de múltiples variables y parámetros de configuración, por lo que el empleo de herramientas computacionales resulta fundamental para facilitar el proceso de ajuste, reducir la complejidad del análisis y verificar el desempeño del esquema de protección bajo diferentes condiciones de operación.

En la revisión bibliográfica inicial no se identificó una herramienta libre y única que integre, de forma automatizada, el ajuste y coordinación de protecciones de sobrecorriente en redes de distribución eléctrica. Las soluciones comerciales disponibles presentan altos costos y baja flexibilidad para adaptarse a distintos escenarios de análisis, mientras que las herramientas libres existentes carecen de módulos que unifiquen el cálculo de cortocircuitos, el flujo de potencia y la coordinación selectiva. No obstante, existen paquetes de código abierto y trabajos académicos que pueden servir como base para el desarrollo de una solución integrada y accesible (Herazo Correa & Hugueth Polo, 2019).

Como parte del desarrollo del proyecto, se contempla el análisis de diferentes alternativas de diseño orientadas a la creación de una herramienta computacional de libre acceso que automatice el ajuste y la coordinación de protecciones de sobrecorriente en redes de distribución eléctrica. Entre las posibles opciones, se destaca la integración de un lenguaje de programación de propósito general, como Python, con un entorno de simulación especializado, como OpenDSS, debido a su compatibilidad tecnológica, su capacidad para realizar cálculos de flujo de potencia y análisis de cortocircuitos, y su potencial para incorporar módulos de coordinación de protecciones dentro de un mismo entorno.

El desarrollo de una herramienta computacional abierta y automatizada para la coordinación de protecciones representa un avance en la modernización de los sistemas de distribución eléctrica. Su implementación facilitará la ejecución de estudios de protección más precisos, rápidos y reproducibles, promoviendo a la vez la formación de ingenieros con competencias en análisis, simulación y automatización. Asimismo, al basarse en software libre y metodologías de validación académica, esta propuesta contribuye a la democratización del acceso a herramientas tecnológicas en el sector eléctrico. En conjunto, el proyecto se alinea con los objetivos de sostenibilidad, eficiencia y digitalización de la infraestructura eléctrica nacional, consolidando una base para futuras mejoras en los sistemas de protección y confiabilidad del servicio (CREG 015, 2018).

1. Objetivos.

1.1 Objetivo General.

Desarrollar una herramienta computacional para el ajuste y coordinación automática de sistemas de protección de sobrecorriente en redes de distribución de energía eléctrica.

1.2 Objetivos Específicos

Diseñar la arquitectura de la herramienta computacional que integre un lenguaje de programación con un lenguaje de simulación de sistemas de distribución, incorporando los requerimientos funcionales, asegurando modularidad, escalabilidad y una interfaz hombre-máquina intuitiva.

Integrar módulos de simulación de flujo de potencia, corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución, incluyendo la validación del sistema de protección ajustado.

Validar y evaluar la herramienta computacional mediante un caso de estudio en sistemas de distribución de referencia.

2. Marco Teórico.

2.1 Sistemas de protección de sobrecorriente en redes de distribución eléctrica.

2.1.1 Comportamiento del sistema eléctrico ante una falla.

Los sistemas eléctricos de potencia están diseñados para operar en condiciones normales, donde las corrientes que circulan por los conductores, transformadores y demás equipos se mantienen cercanas a sus valores nominales. Bajo estas condiciones, la energía se transporta y distribuye de manera segura y eficiente, garantizando la continuidad del servicio (IEEE C37.230, 2021).

Sin embargo, cuando ocurre una falla eléctrica, el comportamiento del sistema cambia de forma abrupta. Una falla corresponde a una condición anormal ocasionada generalmente por la pérdida del aislamiento, el contacto accidental entre conductores o entre un conductor y tierra, o por daños en los equipos del sistema. Estas condiciones generan un camino de muy baja impedancia para la circulación de la corriente.

Como consecuencia de la disminución de la impedancia equivalente del circuito, la corriente aumenta rápidamente hasta alcanzar valores varias veces superiores a la corriente nominal. Estas corrientes elevadas reciben el nombre de corrientes de falla o corrientes de cortocircuito y constituyen la principal variable utilizada por los sistemas de protección para detectar condiciones anormales en la red (Gers, 2011).

La magnitud de la corriente de falla depende principalmente de la impedancia existente entre la fuente de alimentación y el punto donde ocurre la falla. Por esta razón, una falla cercana a la fuente generalmente produce corrientes de mayor magnitud que una falla ubicada al final de un alimentador, donde la impedancia del sistema es mayor (IEEE C37.230, 2021).

Las corrientes de falla generan importantes efectos sobre la infraestructura eléctrica, entre los que se destacan:

- Incremento acelerado de la temperatura en conductores y equipos debido al efecto Joule.
- Elevados esfuerzos electromecánicos ocasionados por las fuerzas producidas entre conductores recorridos por grandes corrientes.
- Daños en el aislamiento de cables, transformadores, motores y demás equipos.
- Disminución de la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.
- Interrupción del suministro de energía y posible propagación de la falla hacia otras zonas del sistema.

Debido a estos efectos, resulta indispensable detectar y aislar la falla en el menor tiempo posible mediante sistemas de protección adecuados, evitando daños permanentes en los equipos y reduciendo la afectación sobre la continuidad del servicio (IEEE C37.230, 2021).

2.1.2 Naturaleza de las fallas.

Las fallas pueden clasificarse según la cantidad de conductores involucrados y el camino que sigue la corriente de falla. Cada tipo de falla produce diferentes niveles de corriente y diferentes condiciones de operación para el sistema eléctrico (IEEE C37.230, 2021). Las fallas más comunes son:

- **Falla trifásica**

Corresponde al cortocircuito simultáneo entre las tres fases del sistema. Aunque su ocurrencia es poco frecuente, produce las mayores corrientes de cortocircuito debido a que las tres fases quedan conectadas a través de una impedancia muy baja.

Este tipo de falla se utiliza habitualmente como condición de diseño para el cálculo de la capacidad de interrupción de los equipos y para la determinación del máximo nivel de cortocircuito del sistema (IEEE C37.230, 2021).

- **Falla fase-fase**

Se presenta cuando dos conductores de fase entran en contacto entre sí sin involucrar la tierra. La corriente producida es inferior a la de una falla trifásica, aunque continúa siendo considerablemente elevada. Este tipo de cortocircuito suele originarse por fallas del aislamiento, contacto entre conductores o daños mecánicos en las líneas (IEEE C37.230, 2021).

- **Falla fase-tierra**

Ocurre cuando una fase entra en contacto con tierra o con una estructura metálica conectada a tierra. Es la falla más frecuente en los sistemas de distribución y su magnitud depende del método de puesta a tierra del sistema, así como de la impedancia existente en el camino de retorno de la corriente (IEEE C37.230, 2021).

En todos los casos, la magnitud de la corriente de cortocircuito depende de la impedancia equivalente comprendida entre la fuente y el punto de falla. Por ello, dos fallas del mismo tipo pueden producir corrientes diferentes dependiendo de su ubicación dentro de la red. Este principio constituye la base para el ajuste y coordinación de los sistemas de protección de sobrecorriente (Gers, 2011).

2.1.3 Diferencia entre sobrecorriente y sobrecarga.

La protección de sobrecorriente no fue concebida para proteger contra sobrecargas, sino para detectar y despejar condiciones de falla. En la práctica, los ajustes del sistema de protección suelen representar un compromiso entre permitir sobrecargas temporales y garantizar una actuación rápida frente a fallas (Gers, 2011). La **Tabla 1** presenta algunas diferencias operativas generadas por sobrecargas y por fallas en un sistema eléctrico.

Tabla 1

Diferencias entre sobrecorriente y sobrecarga.

Sobrecarga	Sobrecorriente por falla
Incremento gradual	Incremento instantáneo
Corriente moderada	Corriente muy elevada
Asociada a exceso de carga	Asociada a cortocircuitos
Produce calentamiento	Produce esfuerzos térmicos y dinámicos
Puede ser tolerada por cierto tiempo	Debe eliminarse inmediatamente

2.1.4 Dispositivos de protección para sobrecorriente.

La protección por sobrecorriente en sistemas de distribución no depende exclusivamente de los relés. Dependiendo de la configuración de la red, el nivel de automatización y la importancia de las cargas, pueden emplearse fusibles, reconectores automáticos y relés asociados a interruptores de potencia. La selección y coordinación entre estos dispositivos permite obtener una protección rápida, selectiva y económicamente viable (Gers, 2011) (IEEE C37.230, 2021).

a. Fusibles

Los fusibles constituyen uno de los dispositivos de protección más simples y ampliamente utilizados en redes de distribución, especialmente para la protección de transformadores de distribución y derivaciones de alimentadores (IEEE C37.112, 2018)

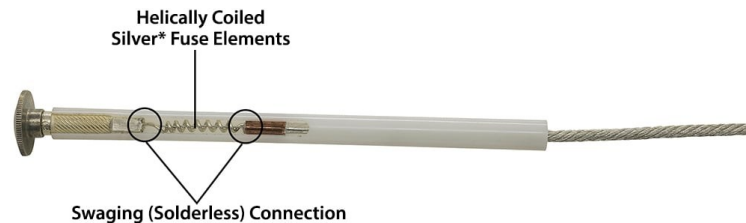
Su principio de funcionamiento consiste en la fusión de un elemento metálico calibrado cuando la corriente supera un determinado valor durante un tiempo suficiente. Al fundirse el elemento, el circuito queda abierto y la falla es aislada (IEEE C37.112, 2018).

Su principal ventaja radica en su bajo costo, simplicidad y elevada capacidad de interrupción. Sin embargo, presentan la desventaja de ser dispositivos de un solo uso, por lo que deben reemplazarse después de cada operación (IEEE C37.230, 2021).

Como dispositivo de protección fusible se seleccionó la serie S&C Positrol Fuse Links, debido a que sus curvas de tiempo-corriente (TCC) se encuentran ampliamente documentadas y son utilizadas como referencia en estudios de coordinación de protecciones para sistemas de distribución de media tensión. En a **Figura 1** se representa visualmente lo que es un fusible.

Figura 1

Fusible S&C Positrol Fuse Links utilizado en la herramienta computacional propuesta.



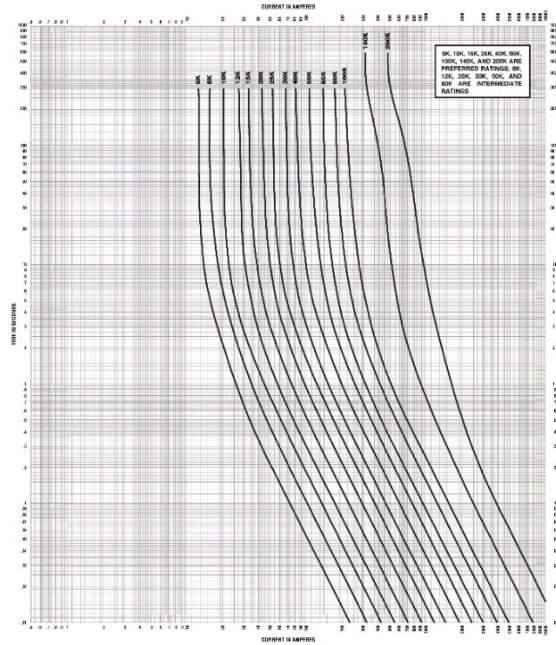
Nota. De (S&C Electric Company, n.d.)

Los fusibles Positrol están diseñados para proteger alimentadores y transformadores de distribución mediante una característica de operación de tiempo inverso, en la cual el tiempo de fusión disminuye conforme aumenta la magnitud de la corriente de falla. Esta característica facilita su integración dentro de estudios de coordinación, ya que permite establecer márgenes adecuados de selectividad con otros dispositivos de protección ubicados aguas arriba.

Adicionalmente, el fabricante suministra curvas de tiempo mínimo de fusión (Minimum Melting Time) y tiempo total de despeje (Total Clearing Time), información indispensable para verificar la correcta coordinación entre dispositivos de protección y garantizar que el fusible actúe únicamente dentro de su zona de protección, como se presenta en la **Figura 2 y 3**. (S&C Electric Company, n.d.).

Figura 2

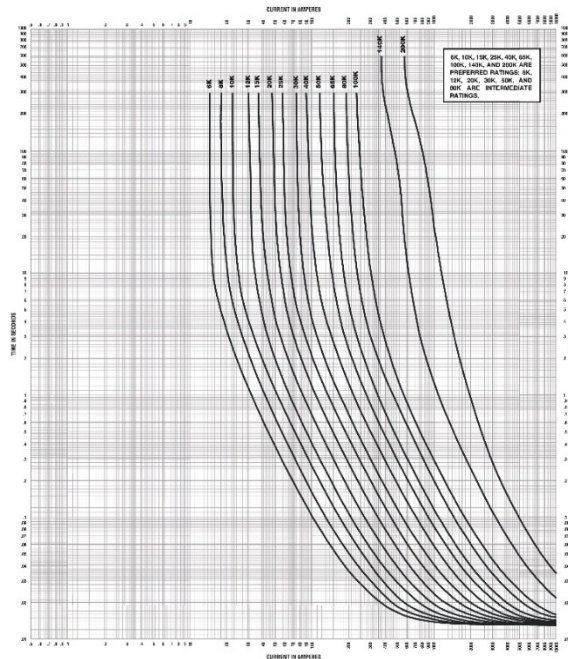
Curvas de tiempo mínimo de fusión (Minimum melting time–current characteristic curves).



Nota. De S&C Electric Company. (2018). Minimum melting time–current characteristic curves: Positrol® Fuse Links—S&C "K" Speed (TCC Number 165-6). S&C Electric Company. (véase Apéndice A).

Figura 3

Curva de tiempo total de despeje (Total Clearing Time–Current Characteristic Curves).



Nota. De S&C Electric Company. (2025). Total clearing time–current characteristic curves: Positrol® Fuse Links—S&C "K" Speed (TCC Number 165-6-2). S&C Electric Company. (véase Apéndice B)

b. Reconectadores (Reclosers).

Los reconectadores automáticos, conocidos como reclosers, son dispositivos capaces de detectar sobrecorrientes, interrumpir automáticamente la corriente de falla y restablecer el servicio mediante uno o varios intentos de reconexión (IEEE C37.230, 2021).

Su utilización se fundamenta en que una gran proporción de las fallas en sistemas de distribución son de naturaleza temporal o transitoria, ocasionadas por fenómenos como descargas atmosféricas, ramas de árboles, animales o contacto momentáneo entre conductores. Si la causa de la falla desaparece después de la apertura del circuito, el recloser restablece automáticamente el suministro sin necesidad de intervención del personal de operación (IEEE C37.230, 2021).

Cuando la falla persiste después del número programado de recierres, el equipo bloquea definitivamente su operación, permitiendo que únicamente el tramo afectado permanezca desenergizado (IEEE C37.112, 2018).

Con el propósito de desarrollar una herramienta computacional aplicable a diferentes escenarios de protección en sistemas de distribución, se incorporaron modelos de reconectadores automáticos de tres fabricantes ampliamente utilizados a nivel internacional: Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), NOJA Power y Schneider Electric. La selección de estos equipos

responde a la disponibilidad de documentación técnica oficial y parámetros de configuración que permiten representar de manera adecuada el comportamiento de los dispositivos durante el proceso de ajuste y coordinación de protecciones. Los tres fabricantes ofrecen equipos diseñados para la protección de alimentadores de distribución mediante funciones de sobrecorriente. Las Figuras 4, 5 y 6 presentan reconectores de referencia de los fabricantes usados en la herramienta computacional desarrollada.

Figura 4

Reconector Schweitzer Engineering Laboratories (SEL).



Nota. De (Schweitzer Engineering Laboratories, 2016. SEL-651R Advanced Recloser Control: Data Sheet. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.).(véase Apéndice C).

Tabla 2

Parámetros del Reconector SEL.

Recloser	Modelo	Parámetro	Característica	Ajustes de fase		Ajuste de tierra		Función ANSI
				Rango	Pasos	Rango	Pasos	
SEL 651 R	5 [A]	Corriente de Arranque (Pickup)	Amperios primarios (A)	0.1 - 3.2	0.01	0.005 - 3.2	0.01	51
		Dial de Tiempo (Time Dial / TMS)	Adimensional	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
		Tipo de Curva	IEEE MODERADAMENTE INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
			IEEE MUY INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
			IEEE EXTREMADAMENTE INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51

			IEC NORMAL INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
			IEC MUY INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
			IEC EXTREMADAMENTE INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51

Figura 5

Reconctador NOJA-5009-20.



Nota. De (NOJA Power Switchgear Pty Ltd, 2023. OSM 300/310 with RC-10 Controller user manual (NOJA-5009-20). NOJA Power Switchgear Pty Ltd.)

Tabla 3

Parámetros del reconectador NOJA.

Recloser	Modelo	Parámetro	Característica	Ajustes de fase		Ajuste de tierra		Función ANSI
				Rango	Pasos	Rango	Pasos	
NOJA-5009-20	5 [A]	Corriente de Arranque (Pickup)	Amperios primarios (A)	3 - 1280	1	3 - 1280	1	51
		Dial de Tiempo (Time Dial / TMS)	Adimensional	0.01 - 15	0.01	0.01 - 15	0.01	51
		Tipo de Curva	IEEE MODERADAMENTE INVERSA	0.01 - 15	0.01	0.01 - 15	0.01	51
			IEEE MUY INVERSA	0.01 - 15	0.01	0.01 - 15	0.01	51
			IEEE EXTREMADAMENTE INVERSA	0.01 - 15	0.01	0.01 - 15	0.01	51

			IEC NORMAL INVERSA	0.01 - 15	0.01	0.01 - 15	0.01	51
			IEC MUY INVERSA	0.01 - 15	0.01	0.01 - 15	0.01	51
			IEC EXTREMADAMENTE INVERSA	0.01 - 15	0.01	0.01 - 15	0.01	51

Figura 6

Reconectador Schneider ADVC Operations Manual R29.



Nota. De(Schneider Electric, 2019. ADVC Operations Manual (R29). Schneider Electric.)

Tabla 4

Parámetros del reconectador Schneider.

Recloser	Modelo	Parámetro	Característica	Ajustes de fase		Ajuste de tierra		Función ANSI
				Rango	Pasos	Rango	Pasos	
Schneider	5 [A]	Corriente de Arranque (Pickup)	Amperios secundarios (A)	10 - 1260	1	10 - 1260	1	51
		Dial de Tiempo (Time Dial / TMS)	Adimensional	0.01 - 25	0.01	0.01 - 25	0.01	51
		Tipo de Curva	IEEE MODERADAMENTE INVERSA	0.01 - 25	0.01	0.01 - 25	0.01	51
			IEEE MUY INVERSA	0.01 - 25	0.01	0.01 - 25	0.01	51
			IEEE EXTREMADAMENTE INVERSA	0.01 - 25	0.01	0.01 - 25	0.01	51
			IEC NORMAL INVERSA	0.01 - 25	0.01	0.01 - 25	0.01	51
			IEC MUY INVERSA	0.01 - 25	0.01	0.01 - 25	0.01	51
			IEC EXTREMADAMENTE INVERSA	0.01 - 25	0.01	0.01 - 25	0.01	51

c. Relés de Sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente son dispositivos de protección cuya función consiste en supervisar continuamente la corriente del sistema y emitir una orden de disparo al interruptor de potencia cuando la corriente supera el valor de ajuste establecido.

A diferencia de los fusibles y reclosers, los relés no interrumpen directamente la corriente de falla, sino que actúan sobre un interruptor de potencia, permitiendo modificar sus parámetros de operación, implementar diferentes curvas de protección y coordinar múltiples dispositivos dentro del sistema (IEEE 242, 2001).

Debido a esta flexibilidad, los relés constituyen actualmente el elemento principal de protección en subestaciones y redes de distribución de media y alta tensión. En (Gers, 2011) se señala que la protección mediante relés de sobrecorriente representa la forma de protección más utilizada para tratar corrientes excesivas en sistemas eléctricos de potencia.

Con el propósito de validar la aplicabilidad y versatilidad de la herramienta computacional desarrollada, se seleccionaron tres familias de relés digitales ampliamente utilizadas en sistemas de distribución de energía eléctrica: SEL-751 Feeder Protection Relay de Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), SIPROTEC 4 7SJ80 de Siemens y Relion® 615 Series de ABB. Las **Figuras 7, 8 y 9** presentan los relés utilizados de los fabricantes, anteriormente mencionados. La elección de estos dispositivos responde a criterios de representatividad tecnológica, disponibilidad de documentación técnica y amplia adopción en aplicaciones industriales. Estos relés incorporan las principales funciones de protección requeridas en redes de distribución, entre las que se destacan las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra (ANSI 50/51 y 50N/51N).

Figura 7

Relé Schweitzer Engineering Laboratories, Inc SEL-751.



Nota. De (Schweitzer Engineering Laboratories, 2025. SEL-751 Feeder Protection Relay: Data Sheet. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.). (véase Apéndice D).

Tabla 5

Parámetros del relé SEL.

Relé	Modelo	Parámetro	Característica	Ajustes de fase		Ajuste de tierra		Función ANSI
				Rango	Pasos	Rango	Pasos	
SEL 751	5 [A]	Corriente de Arranque (Pickup)	Amperios secundarios (A)	0.25 - 24	0.01	0.25 - 24	0.01	51
		Dial de Tiempo (Time Dial / TMS)	Adimensional	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
		Tipo de Curva	IEEE MODERADAMENTE INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEEE MUY INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEEE EXTREMADAMENTE INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEC NORMAL INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEC MUY INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEC EXTREMADAMENTE INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
		Arranque Instantáneo	Amperios secundarios (A)	0.5 - 175	0.01	1.25 - 175	0.01	50

Figura 8

Relé SIEMENS SIPROTEC 4 – Overcurrent Time Protection 7SJ80.



Nota. De (Siemens AG, 2019. SIPROTEC 4: Overcurrent Time Protection 7SJ80. Siemens AG.).(véase Apéndice E).

Tabla 6

Parámetros del relé Siemens.

Relé	Modelo	Parámetro	Característica	Ajustes de fase		Ajuste de tierra		Función ANSI
				Rango	Pasos	Rango	Pasos	
Siemens SIPROTEC 4 (7SJ80)	5 [A]	Corriente de Arranque (Pickup)	Amperios secundarios (A)	0.5 - 20	0.01	0.25 - 20	0.01	51
		Dial de Tiempo (Time Dial / TMS)	Adimensional	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
		Tipo de Curva	IEEE MODERADAMENTE INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEEE MUY INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEEE EXTREMADAMENTE INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEC NORMAL INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
			IEC MUY INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51

			IEC EXTREMADAMENTE INVERSA	0.5 - 15	0.01	0.5 - 15	0.01	51
		Arranque Instantáneo	Amperios secundarios (A)	0.5 - 175	0.01	1.25 - 175	0.01	50

Figura 9

Relé ABB Relion 615 Series.



Nota. De (ABB Oy, 2018. Relion® 615 Series: Product Guide. ABB Oy.). (véase Apéndice F).

Tabla 7

Parámetros del relé ABB.

Relé	Modelo	Parámetro	Característica	Ajustes de fase		Ajuste de tierra		Función ANSI
				Rango	Pasos	Rango	Pasos	
ABB 615	5 [A]	Corriente de Arranque (Pickup)	Amperios secundarios (A)	0.5 - 20	0.01	0.01 - 5	0.01	51
		Dial de Tiempo (Time Dial / TMS)	Adimensional	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
		Tipo de Curva	IEEE MODERADAMENTE INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
			IEEE MUY INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
			IEEE EXTREMADAMENTE INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51

			IEC NORMAL INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
			IEC MUY INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
			IEC EXTREMADAMENTE INVERSA	0.05 - 15	0.01	0.05 - 15	0.01	51
		Arranque Instantáneo	Amperios secundarios (A)	0.5 - 175	0.01	0.01 - 5	0.01	50

2.2 Requisitos para un sistema de protecciones.

Los sistemas de protección deben cumplir una serie de requisitos técnicos que aseguren una operación confiable, segura y selectiva del sistema eléctrico. Estos requisitos establecen las condiciones que deben satisfacer los dispositivos de protección para detectar y despejar las fallas de manera adecuada, constituyendo la base para su ajuste y coordinación.

2.2.1 Selectividad.

Su objetivo es que únicamente el dispositivo ubicado inmediatamente aguas arriba de la falla actúe para despejarla, evitando la operación innecesaria de protecciones ubicadas en niveles superiores de la red. Para lograrlo, las curvas de operación de los diferentes dispositivos deben presentar un margen de separación suficiente que garantice una secuencia lógica de disparo (Gers, 2011).

2.2.2 Sensibilidad.

La sensibilidad corresponde a la capacidad del dispositivo de protección para detectar incluso las corrientes de falla más bajas que puedan presentarse dentro de su zona protegida (Gers, 2011). Un relé insuficientemente sensible puede no detectar fallas alejadas o con alta impedancia, comprometiendo la seguridad del sistema. Por esta razón, durante el proceso de coordinación deben evaluarse tanto las corrientes máximas como las mínimas de cortocircuito para garantizar una operación confiable bajo cualquier condición de funcionamiento (IEEE C37.230, 2021).

2.2.3 Rapidez.

La rapidez hace referencia al tiempo requerido para despejar una falla desde el instante en que ésta ocurre. Una actuación rápida reduce los esfuerzos térmicos y electromecánicos sobre

conductores, transformadores y demás equipos, además de contribuir a mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Sin embargo, el tiempo de operación no puede reducirse arbitrariamente, ya que debe conservarse la coordinación con los dispositivos ubicados aguas abajo (IEEE 242, 2001).

2.2.4 Confiabilidad.

La confiabilidad representa la probabilidad de que el sistema de protección opere correctamente cuando sea requerido y permanezca inactivo durante condiciones normales de operación. Este criterio involucra tanto la **dependabilidad**, es decir, la capacidad de actuar frente a una falla real, como la **seguridad**, entendida como la ausencia de disparos innecesarios ante condiciones normales o transitorias. En (IEEE 242, 2001) se resalta que ambos aspectos son esenciales para garantizar la operación adecuada de los sistemas de distribución.

2.2.5 Respaldo.

El respaldo consiste en disponer de un dispositivo adicional capaz de despejar la falla cuando el dispositivo principal no actúe correctamente. Para ello, los dispositivos ubicados aguas arriba se ajustan con tiempos mayores, de manera que únicamente intervengan cuando el sistema principal falle. Este principio incrementa la confiabilidad global del sistema de protección (Gers, 2011).

2.3 Ajuste y coordinación de dispositivos de protección.

La protección de un sistema eléctrico frente a condiciones de falla se fundamenta en dos procesos complementarios: el ajuste y la coordinación de los dispositivos de protección. El ajuste consiste en definir los parámetros de operación de cada dispositivo, considerando las condiciones normales de operación, las características de la red y los niveles de cortocircuito esperados. Estos parámetros permiten que cada dispositivo opere correctamente ante condiciones de falla, evitando actuaciones innecesarias durante el funcionamiento normal (Gers, 2011).

Una vez establecidos los ajustes individuales, se realiza la coordinación de protecciones, cuyo objetivo es garantizar una secuencia adecuada de operación entre los distintos dispositivos del sistema. De esta manera, ante una falla, opera inicialmente el dispositivo encargado de proteger la zona afectada, mientras que los demás permanecen disponibles como protección de respaldo.

La adecuada interacción entre el ajuste y la coordinación permite obtener un sistema de protección selectivo, sensible, rápido y confiable, minimizando la afectación sobre la red y preservando la continuidad del servicio (Gers, 2011; IEEE C37.230, 2021).

2.3.1 Ajuste de Fusibles.

En este trabajo se emplearon fusibles tipo K o rápidos, ampliamente utilizados en sistemas de distribución primaria por su adecuada capacidad para despejar fallas de manera selectiva y coordinar con otros dispositivos de protección, como reconectadores y relés.

El ajuste de un fusible consiste en seleccionar el calibre nominal (6k, 10k, 15k, 25k, 40k, 65k, 100k, 140k, 200k)(S&C Electric Company, n.d.) que garantice un funcionamiento adecuado durante las condiciones normales de operación y que, al mismo tiempo, permita la desconexión oportuna del circuito ante condiciones de falla. Para ello, inicialmente se determina la corriente proyectada del circuito considerando el crecimiento esperado de la demanda mediante la expresión:

$$I_{ne} = I_{load} \cdot (1 + g)^n \quad (1)$$

Donde:

- I_{ne} : Corriente nominal proyectada.
- I_{load} : Corriente de carga o nominal.
- g : Tasa de crecimiento anual de la demanda.
- n : Horizonte de planeación en años.

Con base en la corriente proyectada se selecciona el calibre comercial del fusible inmediatamente superior, procurando que el dispositivo soporte las condiciones normales de carga sin perder sensibilidad frente a fallas(IEEE 242, 2001).

Una vez seleccionado el calibre, se evalúa el grado de sobredimensionamiento mediante la desviación porcentual de capacidad, definida como:

$$\Delta\% = \left(\frac{I_{fus} - I_{ne}}{I_{ne}} \right) \cdot 100\% \quad (2)$$

Donde:

- $\Delta\%$: Desviación porcentual de capacidad.

- I_{fus} : Calibre nominal del fusible comercial seleccionado.
- I_{ne} : Corriente nominal proyectada.

Este indicador permite cuantificar qué tan sobredimensionado se encuentra el fusible respecto a la corriente de diseño. Valores reducidos de desviación indican una mejor correspondencia entre el calibre seleccionado y la demanda esperada, mientras que desviaciones excesivas pueden disminuir la sensibilidad del dispositivo frente a sobrecargas o fallas de alta impedancia. Aunque las normas técnicas recomiendan que los fusibles operen con un margen de carga continua, generalmente entre el 135 % y el 150 % de la corriente nominal dependiendo de su tipo(IEEE 242, 2001).

Curvas TCC de fusibles

La verificación del comportamiento del fusible se realiza mediante sus curvas tiempo-corriente, utilizando las dos características definidas por la norma IEEE Std C37.41: la curva de **Minimum Melt (Fusión mínima)** y la curva de **Total Clearing (Despeje máximo)**. La primera representa el tiempo mínimo requerido para que el elemento fusible inicie su proceso de fusión ante una determinada corriente, mientras que la segunda corresponde al tiempo total necesario para interrumpir completamente la corriente de falla, incluyendo tanto el tiempo de fusión como el tiempo de extinción del arco eléctrico.

Coordinación entre fusibles.

la coordinación entre fusibles se establece verificando la selectividad térmica entre dispositivos consecutivos. Para ello se determina una corriente máxima de intersección I_{int} que corresponde al mayor valor de corriente para el cual dos fusibles mantienen una coordinación adecuada. La condición de selectividad se cumple cuando la máxima corriente de cortocircuito que atraviesa el fusible protector satisface la siguiente relación:

$$(I_{cc} \leq I_{int}) \quad (3)$$

Donde:

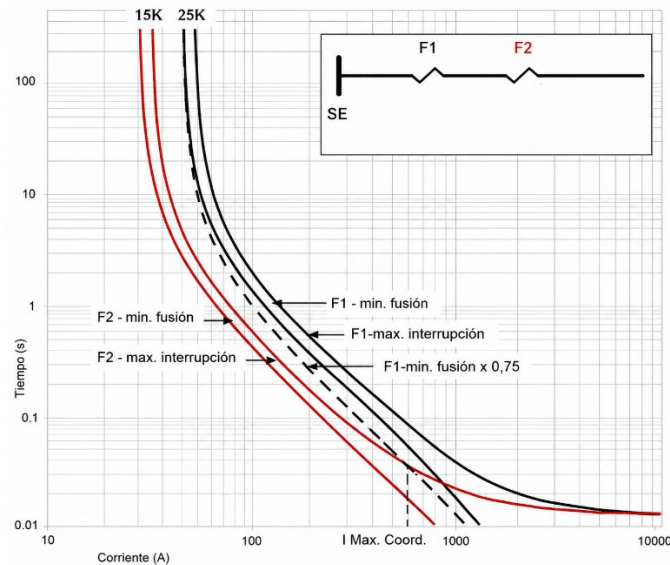
- I_{cc} : corriente máxima de cortocircuito en el punto protegido.
- I_{int} : corriente máxima de coordinación entre ambos fusibles.

Este criterio garantiza que el fusible ubicado aguas abajo despeje la falla antes de que el fusible de respaldo inicie su operación. Para el desarrollo de la herramienta computacional presentada la coordinación de las curvas tiempo-corriente se verifica comprobando que el tiempo máximo de despeje del fusible protector no supere el 75 % del tiempo mínimo de fusión del fusible ubicado aguas arriba para cualquier nivel de corriente de falla como podemos ver en la **Figura 10** y en la ecuación 4:

$$t_{\text{máximo de despeje(Downstream)}} \leq 0.75 \cdot t_{\text{Mínimo de fusión (Upstream)}} \quad (4)$$

Figura 10

Curvas tiempo-corriente de un fusible de protección: mínima de fusión, máxima de despeje y criterio del $0.75I_{MM}$.



Como criterio alternativo, ampliamente utilizado por fabricantes de fusibles tipo K, también puede emplearse la regla de relación 2:1, mediante la cual se establecen pares de fusibles coordinables a partir de tablas de corriente de intersección previamente determinadas. Ambos enfoques permiten garantizar que únicamente opere el dispositivo más cercano a la falla, preservando la continuidad del servicio en el resto del alimentador(IEEE 242, 2001).

2.3.2 Ajuste de Reconectores (Reclosers).

Su ajuste comprende la determinación de la corriente de arranque (Pickup), la selección de la característica tiempo-corriente y el cálculo del multiplicador de tiempo (Time Dial Setting).

El cálculo del Pickup para la configuración de fase-fase considera inicialmente la corriente de carga proyectada del circuito. Sin embargo, este valor no siempre puede configurarse directamente en el reconector, ya que los fabricantes establecen que el ajuste de la corriente de arranque solo puede realizarse en incrementos o escalones discretos, por esta razón, el valor calculado debe aproximarse al siguiente escalón disponible para garantizar que el ajuste implementado sea igual o superior al valor requerido. Para realizar esta aproximación se emplea la función techo ($\text{ceil}[\cdot]$), representada mediante corchetes superiores, la cual redondea un número al menor entero mayor o igual que él. El procedimiento consiste en dividir inicialmente la corriente calculada entre el tamaño del escalón de ajuste del reconector, aplicar la función techo para obtener el número entero de escalones requerido y, finalmente, multiplicar nuevamente por el tamaño del escalón. De esta forma, el resultado corresponde al valor de Pickup realmente configurable en el dispositivo, tal como se expresa en la Ecuación (5).

$$I_p = \text{ceil} \left[\frac{I_{load} \cdot (1+g)^n}{\text{Paso}} \right] \cdot \text{Paso} \quad (5)$$

Donde:

- I_p : Corriente nominal proyectada de fase ajustada.
- I_{load} : Corriente nominal o de flujo inicial.
- g : Tasa de crecimiento.
- n : Años de proyección.
- Paso: Resolución de ajuste del equipo.
- $\text{ceil}[x]$: Función techo matemático (redondeo siempre hacia arriba).

A diferencia de otros dispositivos de protección, los reconectores numéricos únicamente permiten ajustes discretos de corriente definidos por el fabricante. Por esta razón, el valor teórico calculado debe ajustarse al escalón comercial inmediatamente superior, garantizando que el Pickup nunca quede por debajo de la corriente máxima proyectada del circuito. Este criterio evita disparos intempestivos durante condiciones de carga fría o máxima demanda y adapta los criterios clásicos de coordinación a las limitaciones físicas del equipo (IEEE 242, 2001).

Para la protección de fallas fase-tierra también se determina el ajuste de la unidad **51N**, cuyo valor se obtiene como un porcentaje de la corriente proyectada de fase. En este trabajo se adopta un valor equivalente al **20 %** de la corriente de carga proyectada, expresado mediante:

$$I_{p(N)} = \text{ceil} \left[\frac{(I_{load} \cdot (1+g)^n) \cdot 0.20}{\text{Paso}} \right] \cdot \text{Paso} \quad (6)$$

Donde:

- $I_{p(N)}$: Corriente de arranque de la unidad de tierra.

Este criterio se fundamenta en que, durante la operación normal del sistema, únicamente circulan pequeñas corrientes de desbalance por el conductor de neutro. Por ello, ajustar el Pickup de tierra entre el 10 % y el 30 % de la corriente de fase constituye una práctica ampliamente aceptada para detectar fallas monofásicas, sin provocar disparos ocasionados por desbalances normales de carga. Este criterio es recomendado en manuales de aplicación de fabricantes como SEL y ABB y en guías de protección para sistemas de distribución (IEEE C37.230, 2021).

Una vez definido el Pickup, se selecciona la curva de operación, empleando las familias normalizadas por las normas (IEC 60255-151, 2009) e (IEEE C37.112). cuya expresión general está dada por la expresión (7):

$$t = \text{TDS} \cdot \left(\frac{A}{M^{p-1}} + B \right) \quad (7)$$

Donde:

- t : Tiempo de operación del reconectador (en segundos).
- TDS: Time Dial Setting o multiplicador de tiempo.
- M : Múltiplo de la corriente de arranque, calculado como $M = \frac{I_{falla}}{I_{Pickup}}$.
- A, B, p : Constantes empíricas que definen la concavidad y pendiente de la curva.

Posteriormente se determina el (TDS), parámetro encargado de desplazar verticalmente la curva tiempo-corriente sin modificar su forma. El ajuste del TDS tiene como objetivo garantizar la coordinación temporal entre dispositivos consecutivos, manteniendo un intervalo mínimo de coordinación (*Coordinating Time Interval*, CTI) que asegure la selectividad del sistema.

Coordinación entre reconectadores.

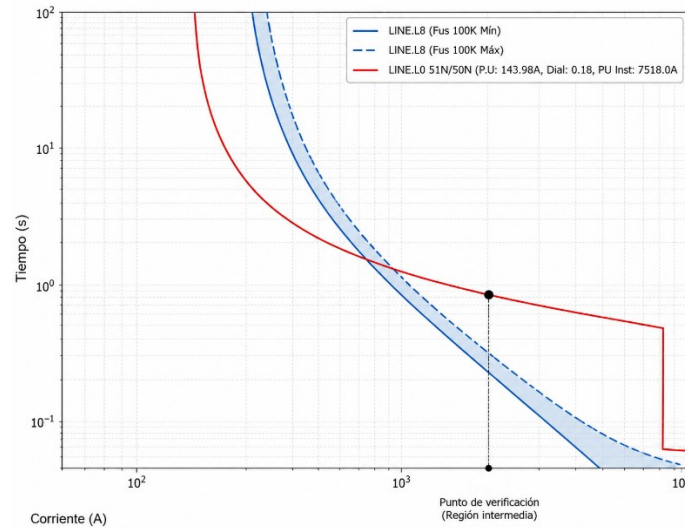
La coordinación entre reconectadores se verifica mediante el cumplimiento de la siguiente condición:

$$t_{\text{Backup}} \geq t_{\text{Primary}} + \text{CTI} \quad (8)$$

En este trabajo se adopta un CTI de 0,25 s para la máxima corriente de cortocircuito evaluada y un CTI de 0,125 s para un punto intermedio de la curva de operación. El margen de 0,25 s no corresponde a un valor arbitrario, sino que considera el tiempo de apertura del interruptor, los errores asociados a los transformadores de corriente, las tolerancias propias del relé y un margen adicional de seguridad. En (IEEE 242, 2001) se recomienda intervalos de coordinación comprendidos entre 0,20 s y 0,30 s para dispositivos estáticos y numéricos.

En la herramienta desarrollada se propone verificar el Intervalo de Coordinación en dos puntos de la curva tiempo-corriente como se puede ver en la **Figura 11**, el primero correspondiente a la corriente máxima de falla, donde tradicionalmente se evalúa el margen de coordinación, y un segundo punto ubicado en la región intermedia de la curva. Esta propuesta surge debido a que las curvas TCC Normal Inversa y Muy Inversa presentan, en muchos casos, dificultades para coordinarse adecuadamente con fusibles, ya que estos últimos poseen una característica tiempo-corriente considerablemente más inclinada. Como consecuencia, la separación temporal entre ambas curvas no permanece constante a lo largo de todo el rango de corrientes.

Bajo estas condiciones, un ajuste que satisfaga el criterio convencional de $\text{CTI} = 0,25$ s en la corriente máxima de falla puede no garantizar una coordinación adecuada para corrientes intermedias, donde la diferencia entre las pendientes de ambas curvas puede ocasionar una reducción significativa del margen de coordinación e incluso una intersección prematura de las características tiempo-corriente. Para mitigar este comportamiento, la herramienta incorpora una verificación adicional del CTI en un punto intermedio de las curvas, proponiendo un margen mínimo de 0,125 s en esta región. De esta manera, se incrementa la probabilidad de mantener una separación adecuada entre ambas características durante un mayor intervalo de operación, preservando la selectividad del sistema.

Figura 11*Verificación del punto medio Ruta 1-Tierra IEEE 13 nodos*

Nota. La validación para este caso se hace de la siguiente manera: $Pickup/2 = 3759 A$

Es importante destacar que esta validación no pretende reemplazar el criterio convencional de coordinación, sino complementarlo en aquellos casos donde se coordinan curvas de familias con pendientes significativamente diferentes, como ocurre entre reconectores o relés de sobrecorriente con características Normal Inversa o Muy Inversa y fusibles. Cuando la coordinación se realiza entre dispositivos que emplean curvas de la misma familia o con características de pendiente similares, la separación entre las curvas tiende a mantenerse prácticamente constante, por lo que la verificación adicional no modifica de manera significativa los márgenes de coordinación obtenidos mediante el procedimiento convencional.

Coordinación entre reconectores y fusibles.

Cuando el reconector coordina con fusibles, el ajuste depende de la filosofía de protección implementada en el alimentador. En esquemas Fuse Saving (Salva-fusibles), la curva rápida del reconector debe operar antes de que el fusible alcance su curva de Minimum Melt, cumpliéndose la condición.

$$t_{\text{Rápida}} < t_{\text{Minimum Melt del Fusible}} \quad (9)$$

Bajo esta estrategia, una falla transitoria es despejada por el reconectador antes de que el elemento fusible inicie su proceso de fusión, permitiendo el restablecimiento automático del servicio y evitando el reemplazo del fusible.

Por el contrario, en esquemas Fuse Blowing (Quema-fusibles), la curva lenta del reconectador debe coordinarse para operar después del despeje completo del fusible, verificando que:

$$t_{Lenta} \geq t_{Total \text{ Clearing del Fusible}} + CTI \quad (10)$$

De esta manera, cuando una falla resulta permanente, el fusible despeja definitivamente el tramo afectado mientras el reconectador permanece cerrado, manteniendo energizado el resto del alimentador y reduciendo la cantidad de usuarios desconectados. La aplicación de curvas rápida y lenta constituye una de las estrategias de coordinación más utilizadas en redes aéreas de distribución y se encuentra respaldada por la (IEEE 242, 2001).

2.3.3 Ajuste de Relés.

En este trabajo se consideran relés multifunción que incorporan las funciones ANSI 51/50 para protección de fase y 51N/50N para protección de fallas a tierra. Su proceso de ajuste comprende la determinación de las corrientes de arranque (Pickup), la selección de la característica tiempo-corriente, el cálculo del multiplicador de tiempo (Time Dial Setting) y la definición del umbral de disparo instantáneo (IEEE C37.112, 2018).

El ajuste inicia con la determinación de la corriente de arranque (Pickup) de las unidades temporizadas 51 y 51N. Para la protección de fase, el valor de arranque se obtiene a partir de la corriente proyectada del circuito, considerando el crecimiento esperado de la demanda y ajustando el resultado al escalón comercial inmediatamente superior disponible en el relé igual como se explicó anteriormente, de acuerdo con la expresión (11) para calcular el pickup de fase (51).

$$I_p = \left\lceil \frac{I_{load} \cdot (1+g)^n}{\text{Paso}} \right\rceil \cdot \text{Paso} \quad (11)$$

Para la protección de tierra (**51N**) se emplea un criterio similar, definiendo la corriente de arranque como un porcentaje de la corriente proyectada de fase en la expresión (12).

$$I_{p(N)} = \left\lceil \frac{(I_{load} \cdot (1+g)^n) \cdot 0.20}{\text{Paso}} \right\rceil \cdot \text{Paso} \quad (12)$$

Al igual que en los reconectores, el uso de un ajuste discreto garantiza que el Pickup nunca sea inferior a la corriente máxima proyectada, evitando disparos durante condiciones normales de operación y proporcionando un margen térmico adecuado frente a variaciones de carga.

Este criterio considera que, en condiciones normales de operación, la corriente residual corresponde únicamente a pequeños desbalances del sistema. Por ello, ajustar la unidad de tierra alrededor del 20 % de la corriente de fase permite detectar fallas monofásicas sin provocar disparos ocasionados por variaciones normales del proceso. En sistemas industriales, donde existen motores, transformadores y variadores de velocidad, un ajuste excesivamente cercano a la corriente nominal puede producir operaciones indeseadas (IEEE C37.230, 2021).

Posteriormente se determina el valor del TDS, parámetro encargado de desplazar verticalmente la curva tiempo-corriente sin modificar su forma. El ajuste del TDS busca garantizar que el relé opere de manera selectiva respecto a los dispositivos ubicados aguas abajo, manteniendo el intervalo mínimo de coordinación recomendado por la práctica de ingeniería (IEEE 242, 2001).

Adicionalmente, en los relés multifunción se ajusta la unidad instantánea (50), cuyo propósito es despejar fallas de elevada magnitud sin introducir retardos intencionales. El valor de esta unidad se determina mediante:

$$I_{50} = \max(1.20 \cdot I_{cc_inst}, I_{inrush}) \quad (13)$$

Donde:

- I_{50} : corriente de ajuste de la unidad instantánea.
- I_{cc_inst} : máxima corriente de cortocircuito correspondiente al dispositivo ubicado aguas abajo.
- I_{inrush} : corriente de energización (*Inrush*).

El margen del **20 %** sobre la corriente máxima de cortocircuito garantiza que la unidad instantánea no alcance (*underreach*) fallas externas a su zona de protección, preservando la selectividad con los dispositivos de respaldo. Asimismo, comparar este valor con la corriente de energización evita que la unidad instantánea opere durante la puesta en servicio de transformadores u otras cargas con elevados transitorios de magnetización (IEEE 242, 2001).

Cabe señalar que el ajuste de la unidad instantánea se realiza considerando corrientes de cortocircuito simétricas. En sistemas reales, las corrientes de falla presentan una componente continua asociada a la relación X/R del sistema, la cual puede incrementar el valor instantáneo de la corriente durante los primeros ciclos. No obstante, los relés digitales modernos incorporan filtros que atenúan dicha componente, por lo que esta aproximación resulta adecuada para el alcance de este trabajo.

Coordinación entre relés.

La coordinación entre relés se verifica comprobando simultáneamente tres condiciones de selectividad. mediante las ecuaciones (14), (15) y (16).

$$t_{51}(I_{cc_max}) \geq t_{downstream}(I_{cc_max}) + 0.25 \quad (14)$$

$$t_{51}(I_{mid}) \geq t_{downstream}(I_{mid}) + 0.125 \quad (15)$$

$$t_{51}(I_{inrush}) > 0.1 \text{ s} \quad (16)$$

La primera condición garantiza un Intervalo de CTI de 0,25 s para la máxima corriente de cortocircuito, margen que incorpora el tiempo de apertura del interruptor, los errores asociados a los transformadores de corriente y al relé, así como un margen adicional de seguridad recomendado por la IEEE Std 242. La segunda condición verifica la coordinación en un punto intermedio de la curva tiempo-corriente, evitando posibles cruces entre curvas de diferentes características inversas. Finalmente, la tercera condición asegura que el tiempo de operación del relé frente a la corriente de Inrush sea superior a 0,1 s, permitiendo que desaparezca el transitorio de magnetización sin provocar disparos durante la energización de transformadores o grandes cargas inductivas.

2.3.4 Curvas TCC normalizadas (IEEE e IEC).

Las normas IEEE Std C37.112-2018 e IEC 60255-151 establecen una ecuación general para representar las familias de curvas de tiempo inverso utilizadas por relés y reconectadores digitales. La expresión general está dada por (17).

$$t = \text{TDS} \cdot \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^p - 1} + B \right) \quad (17)$$

Donde:

- t : tiempo de operación del dispositivo (s).
- TDS: *Time Dial Setting* o multiplicador de tiempo.
- I : Corriente de falla o de interés (ej. Inrush).
- I_p : Corriente de arranque (Pickup).
- A, B, p : Constantes paramétricas.

El parámetro TDS actúa como un factor de escala lineal sobre el tiempo de operación. En consecuencia, incrementar el valor del TDS desplaza verticalmente la curva tiempo-corriente sin modificar su pendiente, permitiendo ajustar el tiempo de disparo y garantizar la coordinación entre dispositivos consecutivos. Por su parte, las constantes A, B y P determinan la rapidez con la que disminuye el tiempo de operación al aumentar la corriente de falla, dando origen a diferentes familias de curvas adaptadas a diversas aplicaciones en sistemas de distribución e industriales.

La **Tabla 2** presenta las constantes para las principales familias de curvas utilizadas en este trabajo.

Tabla 8

Constantes de las curvas de tiempo inverso normalizadas IEEE e IEC.

Norma	Familia de curva	A	P	B
IEC 60255-151	Normal Inversa	0.14	0.02	0.0000
IEC 60255-151	Muy Inversa	13.50	1.00	0.0000
IEC 60255-151	Extremadamente Inversa	80.00	2.00	0.0000
IEEE Std C37.112	Moderadamente Inversa	0.0515	0.02	0.1140
IEEE Std C37.112	Muy Inversa	19.61	2.00	0.4910
IEEE Std C37.112	Extremadamente Inversa	28.20	2.00	0.1217

Cada una de estas curvas presenta un comportamiento diferente frente al incremento de la corriente de falla. Las curvas Normal Inversa proporcionan una variación gradual del tiempo de operación y son utilizadas en aplicaciones generales. Las curvas Muy Inversa reducen

significativamente el tiempo de disparo para corrientes elevadas, siendo adecuadas para sistemas donde las corrientes de falla disminuyen rápidamente con la distancia. Finalmente, las curvas Extremadamente Inversas presentan la mayor pendiente, permitiendo una coordinación más efectiva con fusibles y otros dispositivos cuya característica de operación es altamente inversa (IEC 60255-151, 2009; IEEE 242, 2001).

2.4 Estudios eléctricos requeridos para la coordinación.

2.4.1 Estudio de flujo de carga.

El estudio de flujo de carga permite determinar el estado de operación de un sistema eléctrico bajo condiciones normales de servicio, proporcionando información sobre los perfiles de tensión, el flujo de potencia y las corrientes que circulan por líneas y transformadores. Estos resultados permiten verificar que la red opere dentro de sus límites técnicos y constituyen la base para evaluar su desempeño operativo (Gers, 2011).

En la coordinación de protecciones, el flujo de carga es un estudio indispensable, ya que las corrientes obtenidas representan las condiciones normales de operación sobre las cuales se establecen los ajustes iniciales de los dispositivos de protección, especialmente la corriente de arranque (pickup) de los relés de sobrecorriente. Asimismo, este análisis permite identificar posibles sobrecargas y escenarios operativos que deben considerarse para garantizar una coordinación confiable de las protecciones (IEEE C37.230, 2021).

2.4.2 Estudio de cortocircuito.

El estudio de cortocircuito tiene como objetivo determinar las corrientes de falla que pueden presentarse en los diferentes puntos de una red eléctrica. La magnitud de estas corrientes depende de factores como la configuración del sistema, la impedancia de los equipos y el tipo de falla, por lo que su análisis resulta fundamental para el diseño y ajuste de los sistemas de protección (Gers, 2011).

Los resultados de este estudio permiten definir los parámetros de ajuste de los relés de sobrecorriente y verificar que estos operen con sensibilidad y selectividad ante diferentes condiciones de falla (IEEE C37.230, 2021).

3. Análisis de Alternativas.

Los criterios de evaluación para la selección de las herramientas empleadas en el desarrollo de la aplicación fueron definidos a partir de los requisitos y restricciones del proyecto. En primer lugar, el acceso libre constituye un requisito obligatorio del proyecto. Posteriormente se prioriza la capacidad de integración con el motor de simulación y las bibliotecas científicas necesarias para la automatización del proceso. En tercer lugar, se evalúa la capacidad técnica para ejecutar cálculos de ingeniería con precisión y eficiencia. Finalmente, se considera la facilidad de uso, orientada a favorecer la adopción de la herramienta por estudiantes e ingenieros.

3.1 Lenguaje de programación.

Se comparan tres lenguajes de programación como base para el desarrollo de la herramienta: Python, Matlab y Julia. La evaluación considera la restricción de software libre exigida por el proyecto, la integración con el motor de simulación y las librerías científicas, la capacidad de cálculo y la curva de aprendizaje.

Tabla 9

Matriz Comparativa de herramientas de programación.

Herramienta	Acceso libre / costo 25%	Integración 25%	Capacidad y precisión 25%	Facilidad de uso 25%	Resultado
Python	Libre y gratuito Calificación: 10	Excelente: OpenDSS, pandas, Matplotlib, GUI Calificación: 10	Alta (NumPy/SciPy). Calificación: 9	Alta; dominio previo del equipo Calificación: 9	Seleccionado 9.5
Matlab	Comercial (licencia costosa) Calificación: 0	Buena, pero toolboxes de pago. Calificación: 5	Muy alta Calificación: 10	Media Calificación: 6	Descartado 5.25
Julia	Libre y gratuito Calificación: 10	Media-buena, en crecimiento Calificación: 8	Muy alta (alto rendimiento) Calificación: 10	Baja (curva de aprendizaje nueva) Calificación: 3	Alternativa secundaria 7.75

Se selecciona Python debido a que es un lenguaje libre, interpretado y de propósito general, con el ecosistema científico más amplio: NumPy y SciPy (cálculo numérico y optimización), pandas (manejo de datos tabulares) y Matplotlib (gráficas y curvas TCC). Se conecta de forma directa con OpenDSS mediante `dss_python` y `OpenDSSDirect.py`, se integra con librerías de potencia como `pandapower` y permite construir la interfaz gráfica con PyQt o Tkinter. Reúne simulación, cálculo y generación de reportes en un solo entorno.

3.2 Mecanismo de entrada de datos.

Se comparan tres mecanismos de ingreso de datos para la herramienta desarrollada: importación mediante hojas de cálculo de LibreOffice Calc, lectura de archivos de texto (.txt) y entrada manual de información. La evaluación considera aspectos como la facilidad de uso, la flexibilidad para la edición de datos, la compatibilidad con software libre, la posibilidad de automatizar el proceso de carga y su integración con el flujo de trabajo de la herramienta computacional.

Tabla 10

Matriz Comparativa del mecanismo de ingreso de datos.

Herramienta	Acceso libre / costo 25%	Integración 25%	Capacidad y precisión 25%	Facilidad de uso 25%	Resultado
Excel Online	Libre (openpyxl, LibreOffice) Calificación: 10	Excelente: carga por lotes de casos IEEE Calificación: 9	Alta (redes grandes, plantillas) Calificación: 9	Alta Calificación: 10	Carga principal 9.5
Texto txt	Libre Calificación: 10	Deficiente Calificación: 4	Baja Calificación: 2	Aparente, poco confiable Calificación: 4	Descartado para datos 5
Entrada directa en la interfaz	Libre (parte de la aplicación) Calificación: 8	Adecuada solo para datos puntuales Calificación: 8	Limitada en redes grandes Calificación: 6	Alta para ajustes rápidos Calificación: 10	Complemento 8

Se opta por utilizar Excel Online, el cual emplea un formato tabular para almacenar la información de la red eléctrica, incluyendo nodos, líneas, cargas, transformadores y parámetros de protección. Los archivos en formato .xlsx pueden descargarse y ser procesados directamente por Python, facilitando la importación de grandes volúmenes de información de manera estructurada.

Además, este formato permite la creación de plantillas reutilizables, la carga masiva de sistemas de prueba, el control de versiones, la edición de los datos fuera de la aplicación y el intercambio de información con otros usuarios sin perder la estructura definida. Estas características hacen de Excel Online una alternativa adecuada para garantizar la consistencia, trazabilidad y reproducibilidad de los estudios desarrollados.

3.3 Motor de Simulación para Estudios Eléctricos.

Se comparan tres motores de simulación de sistemas eléctricos de potencia: OpenDSS, PowerFactory DigSilent y ETAP. La comparación considera la disponibilidad de licencias, la capacidad para ejecutar estudios de flujo de carga y cortocircuito, la integración con lenguajes de programación, el nivel de automatización de las simulaciones y la compatibilidad con los principios de software libre definidos para el desarrollo de la herramienta.

Tabla 11
Matriz Comparativa motores de simulación.

Herramienta	Acceso libre / costo 25%	Integración 25%	Capacidad y precisión 25%	Facilidad de uso 25%	Resultado
OpenDSS	Libre (EPRI) Calificación: 10	Excelente con Python (dss_python, OpenDSSDirect, COM) Calificación: 9	Alta: distribución desbalanceada, flujo, cortocircuito, casos IEEE Calificación: 9	Media; bien documentado Calificación: 6	Motor base 8.5
Power Factory DigSilent	Comercial (licencia costosa) Calificación: 0	API Python potente, atada a licencia Calificación: 10	Muy alta (referencia de industria) Calificación: 10	Media Calificación: 6	Solo validación externa 6.5
ETAP	Comercial (licencia costosa) Calificación: 0	Poco abierta al scripting libre Calificación: 5	Muy alta (coordinación y TCC) Calificación: 10	Media (interfaz propietaria) Calificación: 6	Descartado 5.25

Se opta por OpenDSS, simulador de sistemas de distribución de código abierto desarrollado por EPRI(Electric Power Research Institute, 2024). Está especializado en redes polifásicas desbalanceadas y resuelve flujos de potencia, cortocircuito, armónicos y análisis en series de

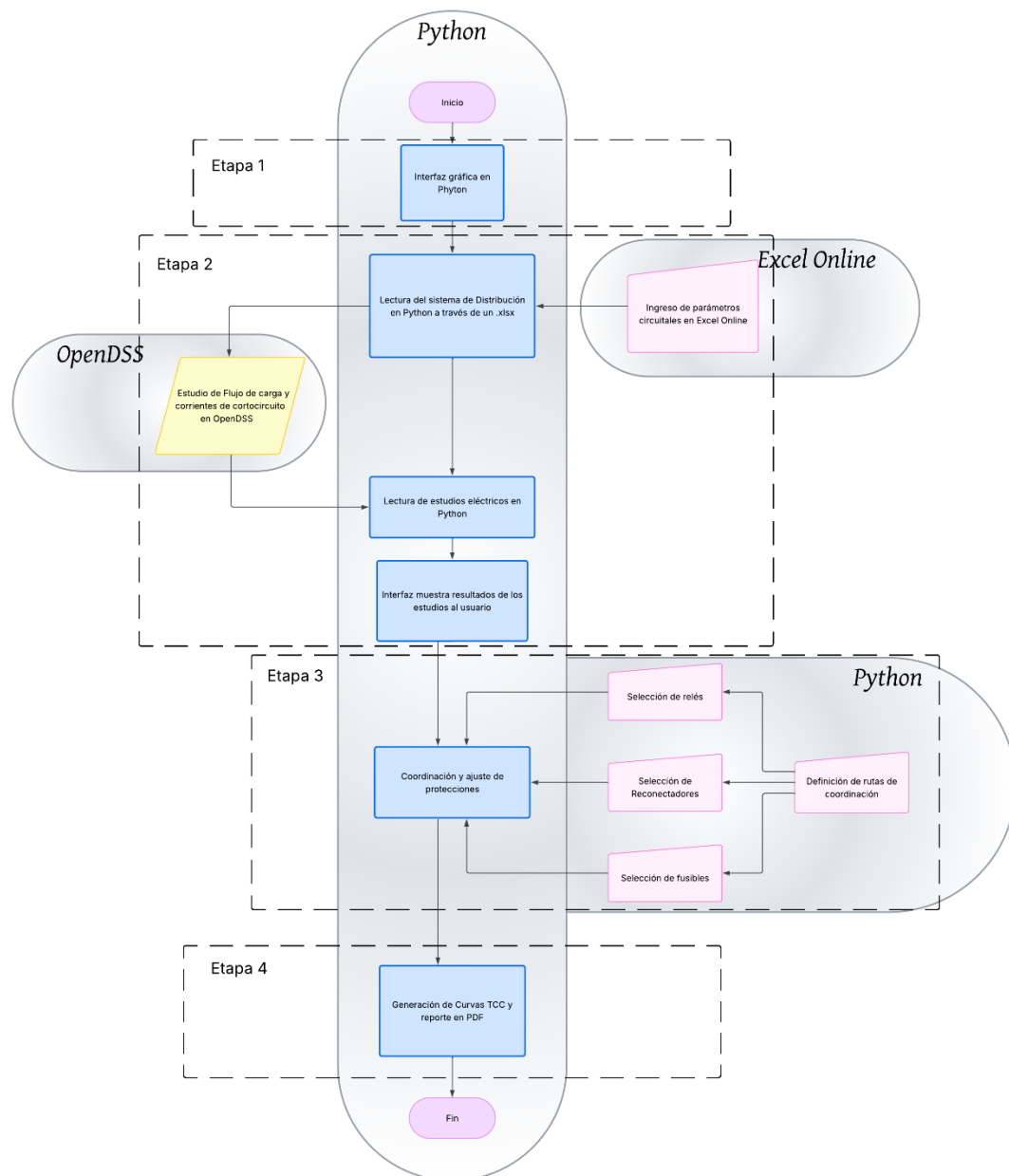
tiempo. Se automatiza por COM y por interfaces directas (dss_python, OpenDSSDirect.py) desde Python, e incluye los alimentadores de prueba IEEE. Es libre y ampliamente usado en la academia y la industria, lo que lo hace idóneo como motor bajo la herramienta(Electric Power Research Institute, 2024).

4. Metodología.

La Figura 12 presenta la metodología general implementada para el desarrollo de la herramienta computacional destinada al ajuste y coordinación automática de sistemas de protección de sobrecorriente en redes de distribución de energía eléctrica. El procedimiento se divide en cuatro etapas principales: inicialización de la herramienta, procesamiento y estudio del sistema eléctrico, coordinación de protecciones y generación de resultados. Cada una de estas etapas integra diferentes módulos que permiten automatizar el proceso de análisis y ajuste de los dispositivos de protección.

Figura 12

Diagrama de la Arquitectura funcional de la herramienta computacional desarrollada.



Etapa 1. Inicialización de la herramienta

El proceso inicia con la ejecución de la interfaz gráfica desarrollada en Python, la cual constituye el medio de interacción entre el usuario y las demás herramientas. Desde esta interfaz se selecciona el sistema de distribución objeto de estudio mediante el botón ‘Cargar plantilla’, el cual permite importar la información de la red eléctrica a través de un archivo .xlsx. Una vez

cargados los datos, se habilita el acceso a los diferentes módulos de análisis y ajuste que conforman la herramienta. La **Figura 13** muestra la interfaz del inicio de la aplicación.

Figura 13

Interfaz inicial de la herramienta desarrollada.



*Nota. El nombre **ACOPSO** corresponde a la sigla asignada al trabajo de grado, razón por la cual fue adoptada como nombre de la aplicación. El manual de uso se encuentra consignado en el Apéndice G.*

Etapas 2. Procesamiento del sistema eléctrico

Una vez iniciada la aplicación, la herramienta realiza la lectura de la información del sistema de distribución a partir de archivos de Excel, en los cuales el usuario ingresa los parámetros eléctricos y las características de los diferentes elementos que conforman la red.

La **Figura 14** presenta una de las hojas de la plantilla en **Excel** empleada para el ingreso de datos, con el propósito de ilustrar la estructura general del archivo. La plantilla está organizada en diferentes hojas destinadas al registro de la información de la red eléctrica, tales como Fuente, Configuración de líneas, Líneas, Transformadores, Reguladores, Cargas y Capacitores. La descripción detallada de cada campo, así como las recomendaciones para el correcto diligenciamiento del archivo, se encuentran consignadas en el manual de la herramienta consignado en el Apéndice H.

Figura 14

Plantilla de Excel para el ingreso de datos del sistema eléctrico.

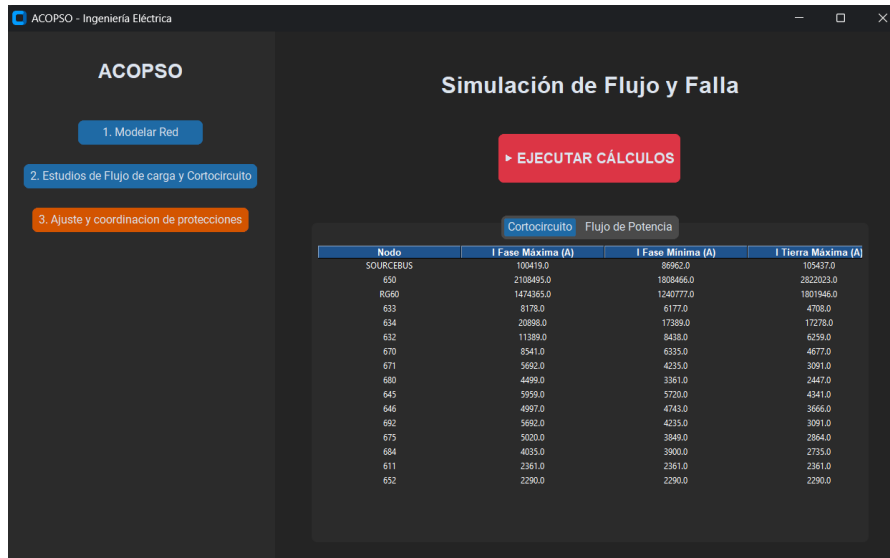
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Config.	NPhases	Phasing	R1	X1	R0	X0	Units	C1	Rmatrix	Xmatrix	Cmatrix
2	mtx601	3 A B C	0	0	0	0	ft	0	0.3465	0.1560 0.3375 0.1580 0.1535 0.3414	1.0179 0.5017 1.0478 0.4236 0.3849 1.0348	
3	mtx602	3 A B C	0	0	0	0	ft	0	0.7526	0.1580 0.7475 0.1560 0.1535 0.7436	1.1814 0.4236 1.1983 0.5017 0.3849 1.2112	
4	mtx603	2 C B	0	0	0	0	ft	0	1.3238	0.2066 1.3294	1.3569 0.4591 1.3471	
5	mtx604	2 A C	0	0	0	0	ft	0	1.3238	0.2066 1.3294	1.3569 0.4591 1.3471	
6	mtx605	1 C	0	0	0	0	ft	0	1.3292		1.3475	
7	mtx606	3 A B C	0	0	0	0	ft	0	0.791721	0.318476 0.781649 0.28345 0.318476 0.791721	0.438352 0.0276838 0.396697 -0.0184204 0.0276838 0.438352	383.948 0 383.948 0 0 383.948
8	mtx607	1 A	0	0	0	0	ft	0	1.3425		0.5124	236
9												
10												
11												
12												
13												
14												

Posteriormente, esta información es procesada y reorganizada en Python para generar automáticamente el modelo del sistema en OpenDSS. Con el modelo construido, OpenDSS ejecuta los estudios de flujo de carga y cortocircuito, obteniendo las variables eléctricas necesarias para el análisis. Finalmente, los resultados de estos estudios son importados nuevamente a Python, donde son procesados, organizados y presentados al usuario a través de la interfaz gráfica.

La **Figura 15** presenta el estudio de cortocircuito donde la herramienta genera una matriz de resultados en la que la primera columna identifica el nodo de referencia donde se evalúan las corrientes de falla. Las columnas siguientes presentan la corriente de fase máxima de cortocircuito, la corriente mínima de cortocircuito y la corriente máxima de falla a tierra, parámetros que posteriormente son utilizados como datos de entrada para el proceso de ajuste y coordinación de los dispositivos de protección.

Figura 15

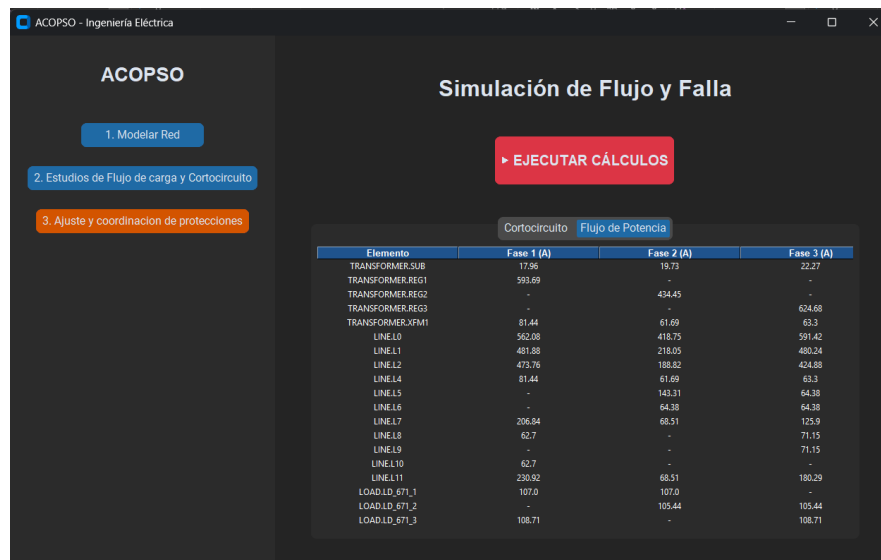
Interfaz del módulo de estudios cortocircuito.



Por su parte, el estudio de flujo de carga muestra en la **Figura 16** una matriz con los elementos del sistema eléctrico y las corrientes de operación por fase obtenidas para cada uno de ellos. Para este trabajo estos resultados permiten verificar la correcta implementación del modelo eléctrico, ya que las corrientes calculadas deben presentar una alta concordancia con las reportadas en los sistemas de prueba IEEE.

Figura 16

Interfaz del módulo de estudios de flujo de carga.



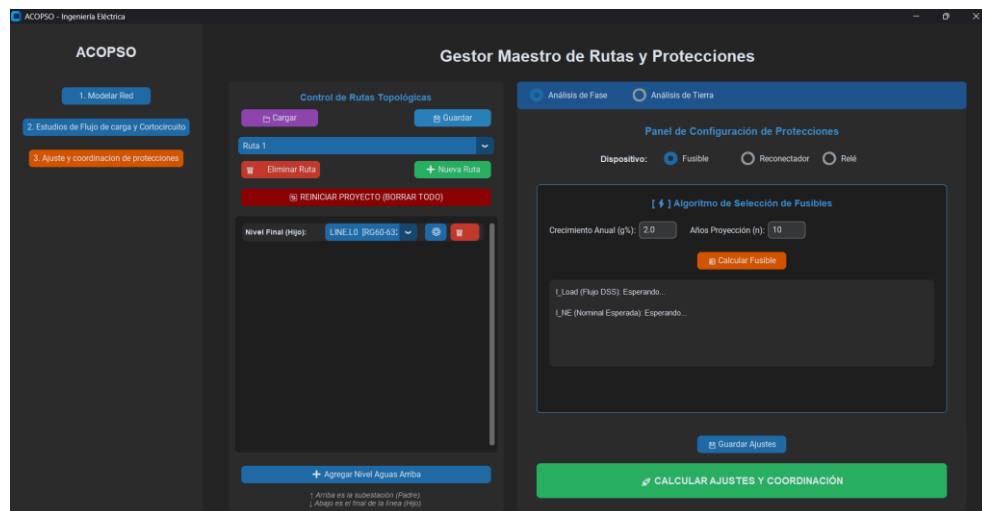
Etapas 3. Coordinación y ajuste de protecciones

Con los resultados obtenidos de los estudios eléctricos, la herramienta ya puede ejecutar el módulo de ajuste y coordinación de protecciones. Inicialmente, el usuario define las rutas de coordinación, las cuales establecen la secuencia jerárquica de los dispositivos de protección presentes en el alimentador y determinan el orden en que se realizará el proceso de ajuste.

Para iniciar el proceso de coordinación, el usuario debe construir la ruta de protección. Para ello crea una nueva mediante el botón "Nueva ruta". Posteriormente, debe incorporar los dispositivos de protección en el orden en que se encuentran sobre el alimentador, comenzando desde el extremo final de la línea y avanzando hacia la subestación. Este criterio permite establecer correctamente la secuencia de coordinación entre los dispositivos. La Figura 17 muestra el módulo de control de rutas de la herramienta.

Figura 17

Interfaz general del módulo de ajuste y coordinación de protecciones.

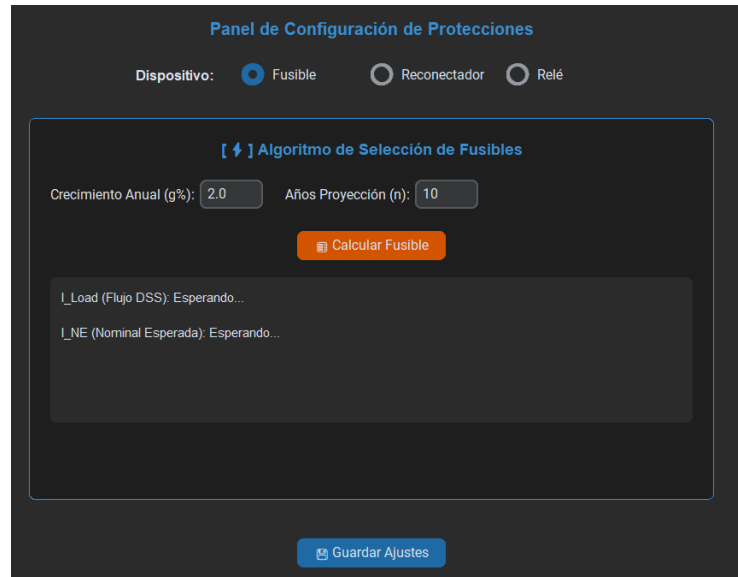


Posteriormente, el usuario selecciona los dispositivos de protección que participarán en la coordinación (relés, reconectores y fusibles) junto con sus marcas, así como las curvas de operación correspondientes a cada uno de ellos en el panel de configuración de protecciones. Con esta información, la herramienta aplica los algoritmos de ajuste específicos para cada tipo de dispositivo, calculando automáticamente los parámetros de configuración necesarios para

garantizar la selectividad y la adecuada coordinación del sistema de protección. En la **Figura 18** se visualiza.

Figura 18

Panel de configuración para el fusible.



Panel de Configuración de Protecciones

Dispositivo: ☒ Fusible ☐ Reconectador ☐ Relé

[⚡] Algoritmo de Selección de Fusibles

Crecimiento Anual (g%): Años Proyección (n):

I_{Load} (Flujo DSS): Esperando...

I_{NE} (Nominal Esperada): Esperando...

Para realizar el ajuste de los fusibles, el usuario debe ingresar el porcentaje de crecimiento anual proyectado de la demanda del sistema, así como el número de años de proyección considerados para el diseño como me muestra en la **Figura 19**. Con esta información, la herramienta calcula la corriente de carga proyectada y determina el calibre comercial del fusible más adecuado.

Figura 19

Panel de configuración para el Reconectador.

The screenshot shows the 'Panel de Configuración de Protecciones' interface. At the top, the 'Dispositivo' section has three radio buttons: 'Fusible' (unselected), 'Reconectador' (selected), and 'Relé' (unselected). Below this, the 'Hardware' dropdown is set to 'SEL-651R'. The 'Curva Rápida' dropdown is set to 'IEEE Moderadamente Inversa', and the 'Curva Lenta' dropdown is set to 'IEC Extremadamente Inversa'. A small text block indicates 'Hardware - Rango P.U.: 10.0A - 800.0A' and 'Dial: 0.05 a 1.0 (Pasos de 0.01)'. There are input fields for 'Crecimiento Anual (g%)' with the value '2.0' and 'Años Proyección (n):' with the value '10'. An orange button labeled 'Calcular Pickup' is positioned below these fields. At the bottom of the configuration area, there are status indicators: 'I_Load (Flujo DSS): Esperando...', 'P.U. Teórico Calculado: Esperando...', and 'P.U. Comercial Asignado: ...'. A blue button labeled 'Guardar Ajustes' is at the very bottom.

Para realizar el ajuste del reconectador, el usuario debe ingresar el porcentaje de crecimiento anual de la demanda y el horizonte de proyección (en años). Adicionalmente, debe seleccionar, desde el desplegable ‘Hardware’, la marca comercial del reconectador sobre la cual se efectuarán los ajustes. Posteriormente, debe elegir las curvas de operación rápida y lenta mediante los desplegables correspondientes como se ilustra en la **Figura 20**.

Figura 20

Panel de configuración para el Relé.

The screenshot shows the 'Panel de Configuración de Protecciones' interface with the 'Relé' device selected. The 'Dispositivo' section has 'Fusible' (unselected), 'Reconectador' (unselected), and 'Relé' (selected). The 'Hardware' dropdown is set to 'SEL-751 (Feeder Relay)'. The 'Curva 51 (Inversa)' dropdown is set to 'IEEE Moderadamente Inversa'. A small text block indicates 'Hardware - P.U Continuo: 0.1A a 3200.0A' and 'Dial: 0.5 a 15 (Pasos de 0.01)'. There are input fields for 'Crecimiento Anual (g%)' with the value '2.0' and 'Años Proyección (n):' with the value '10'. Below these is an input field for 'I.Inrush (A) [Opcional]:' with the value '0.0'. An orange button labeled 'Calcular Pickup' is positioned below these fields. At the bottom of the configuration area, there are status indicators: 'I_Load (Flujo DSS): Esperando...', 'P.U. Teórico Calculado: Esperando...', and 'P.U. Comercial Asignado: ...'. A blue button labeled 'Guardar Ajustes' is at the very bottom.

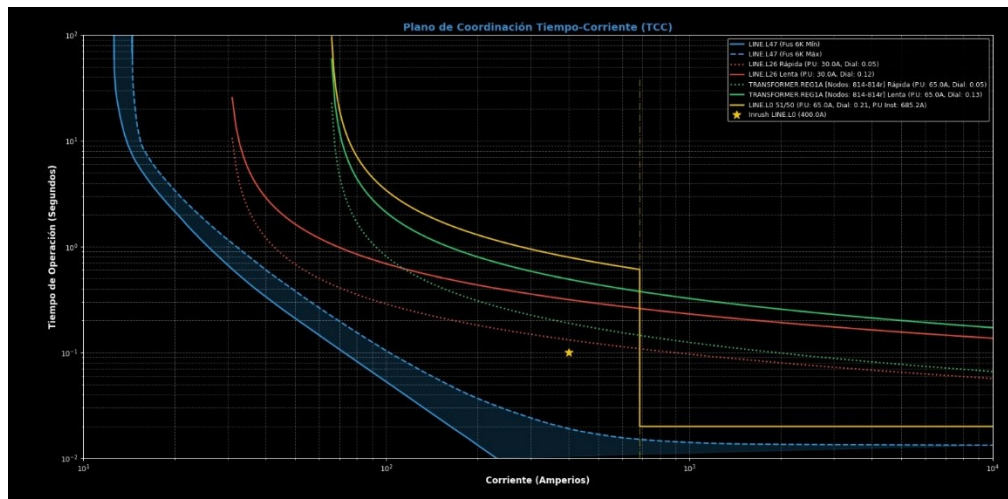
Para realizar el ajuste del relé, el usuario debe ingresar el porcentaje de crecimiento anual de la demanda y el horizonte de proyección (en años). Adicionalmente, debe seleccionar, desde el desplegable ‘Hardware’, la marca comercial del relé sobre la cual se realizará el ajuste y, posteriormente, elegir la familia de curvas de sobrecorriente que se desea emplear. De forma opcional, el usuario puede especificar la corriente de inrush.

Etapla 4. Generación de resultados

Finalmente, la herramienta genera las curvas de coordinación tiempo-corriente (TCC), las cuales permiten verificar gráficamente el comportamiento de los dispositivos de protección ajustados y comprobar el cumplimiento de los criterios de selectividad establecidos. En esta interfaz se visualizan las curvas características de cada dispositivo, diferenciadas mediante colores para facilitar su identificación, junto con los principales parámetros de ajuste calculados, tales como la corriente de arranque (Pickup), el Time Dial, la curva seleccionada y, según el dispositivo, el ajuste de la unidad instantánea o los parámetros de las curvas rápida y lenta. La Figura 21 presenta la interfaz correspondiente al módulo de visualización de las curvas TCC calculados.

Figura 21

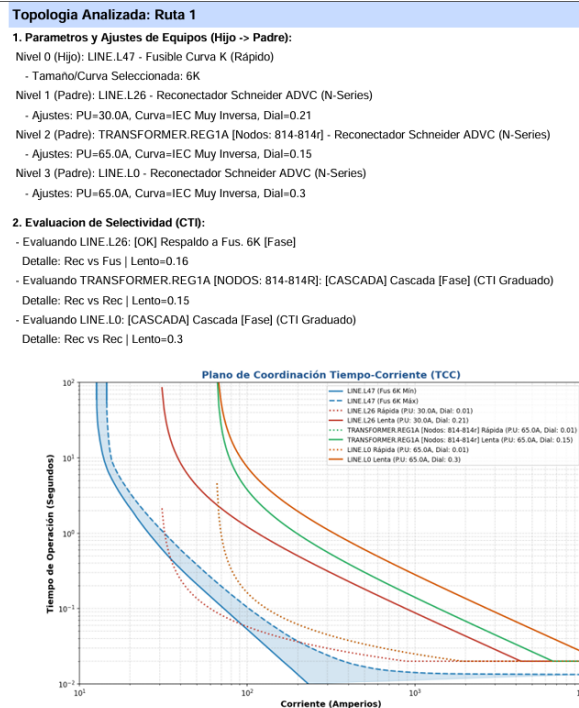
Interfaz de visualización de las curvas de coordinación tiempo-corriente.



De manera complementaria, se elabora un reporte técnico en formato PDF que consolida los resultados obtenidos, incluyendo los parámetros de ajuste, las curvas de coordinación y la información relevante del estudio realizado. Véase en la **Figura 22**.

Figura 22

Reporte de resultados generado por la herramienta.

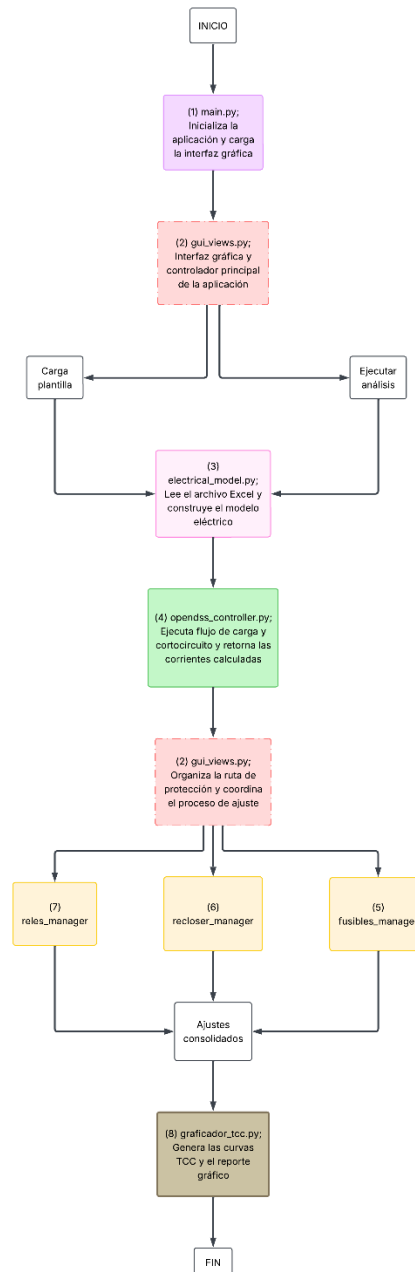


Arquitectura de Software y Modularidad (Python)

La Figura 23 presenta la interacción entre los principales módulos que conforman la herramienta desarrollada. El proceso inicia en el módulo (1), encargado de ejecutar la aplicación e inicializar la interfaz gráfica. Posteriormente, el módulo (2) gestiona la interacción con el usuario y coordina el flujo de ejecución. Cuando se carga la plantilla de Excel, el módulo (3) procesa la información y construye el modelo eléctrico del sistema, el cual es enviado al módulo (4) para ejecutar los estudios de flujo de carga y cortocircuito mediante OpenDSS. Una vez obtenidos los resultados eléctricos, el control retorna al módulo (2), que determina el tipo de dispositivo a ajustar e invoca el módulo correspondiente: (5) para fusibles, (6) para reconectores o (7) para relés. Finalmente, los ajustes calculados se consolidan y son enviados al módulo (8), responsable de generar las curvas de coordinación tiempo-corriente (TCC) y presentar los resultados al usuario.

Figura 23

Diagrama de la Arquitectura de software y modularidad de Python.



5. Casos de Estudio.

Con el propósito de validar el desempeño de la herramienta computacional desarrollada, se emplearon dos sistemas de prueba ampliamente utilizados en el ámbito académico y de investigación: el IEEE 34 Node Test Feeder y el IEEE 13 Node Test Feeder. Ambos alimentadores representan configuraciones reales de redes de distribución y permiten evaluar el comportamiento de la herramienta frente a diferentes niveles de complejidad, topologías y características operativas. Los modelos originales fueron adaptados para incorporar los dispositivos de protección requeridos para el proceso de coordinación, manteniendo las características eléctricas propias de cada sistema de prueba.

5.1 Sistema de prueba IEEE 13 Node Test Feeder.

El IEEE 13 Node Test Feeder es uno de los sistemas de prueba más utilizados para la validación de algoritmos de análisis en redes de distribución debido a su reducido tamaño y a la complejidad introducida por el desbalance de cargas, la presencia de reguladores de tensión, bancos de capacitores y diferentes configuraciones de líneas (véase Apéndice I). Estas características permiten evaluar el comportamiento de herramientas computacionales bajo condiciones representativas de operación de sistemas de distribución reales.

El alimentador opera a un nivel de tensión nominal de 4,16 kV, posee una longitud aproximada de 2,5 km y presenta una demanda máxima cercana a 3,6 MVA, lo que equivale a una corriente nominal del orden de 500 A en la cabecera del alimentador. A pesar de su reducido tamaño, este sistema incorpora una amplia variedad de elementos típicos de una red de distribución, entre ellos líneas aéreas y subterráneas, un regulador de tensión trifásico en la subestación, un transformador en línea, bancos de capacitores y cargas monofásicas y trifásicas distribuidas (IEEE Power & Energy Society Distribution System Analysis Subcommittee, 2013).

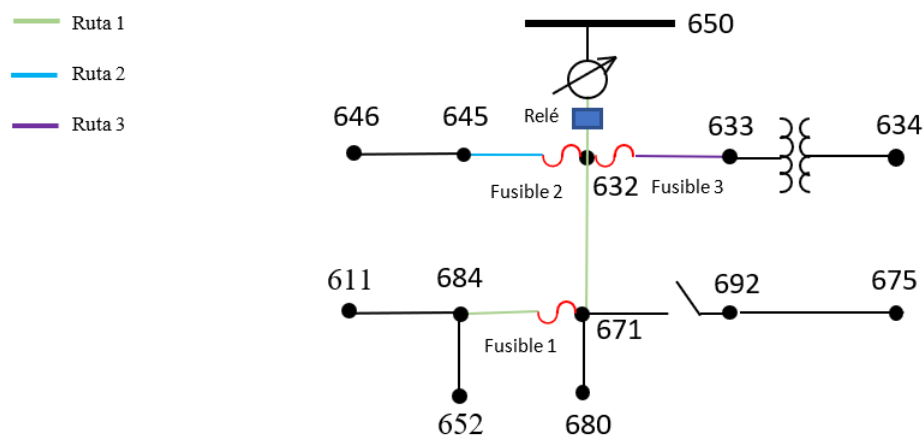
Una de las principales características de este sistema de prueba es su alto grado de desbalance, tanto en la distribución de las cargas como en la configuración de las fases de los alimentadores. Esta condición genera corrientes significativamente diferentes entre fases y convierte al IEEE 13 Node Test Feeder en un caso de referencia para evaluar la convergencia de algoritmos de flujo de carga trifásico desbalanceado y el desempeño de herramientas orientadas al análisis de redes de distribución (IEEE Power & Energy Society Distribution System Analysis Subcommittee, 2013).

A diferencia del caso de 34 nodos, no se encontró en la literatura una referencia que estableciera un esquema de protección específico para este alimentador. Por esta razón, la selección del número de dispositivos de protección, su tipo y su ubicación fue realizada como parte del presente trabajo, considerando criterios técnicos propios de la coordinación de protecciones, tales como la topología radial del sistema, la ubicación de las derivaciones principales, la distribución de las cargas y la necesidad de garantizar zonas de protección. De esta manera, el esquema implementado busca representar una configuración técnicamente viable para evaluar el desempeño de la herramienta desarrollada.

La Figura 24 muestra el diagrama unifilar del IEEE 13 Node Test Feeder junto con los dispositivos de protección incorporados y las rutas de coordinación para el desarrollo de los casos de estudio.

Figura 24

Dispositivos ubicados en el diagrama unifilar del IEEE 13 Node Test Feeder.



5.2 Sistema de prueba IEEE 34 Node Test Feeder.

El IEEE 34 Node Test Feeder corresponde a un alimentador radial de media tensión desarrollado por el IEEE Distribution System Analysis Subcommittee como un caso de referencia para estudios de análisis de sistemas de distribución (véase Apéndice J). Este alimentador está conformado por 34 nodos, múltiples tramos de línea con diferentes configuraciones, reguladores

de tensión, un transformador en línea y cargas distribuidas a lo largo del sistema, lo que lo convierte en un escenario apropiado para evaluar metodologías de coordinación de protecciones en redes con una mayor extensión y diversidad de condiciones operativas.

El sistema opera a una tensión nominal de 24,9 kV y representa un alimentador rural de aproximadamente 58 km de longitud, suministrando una carga cercana a 1,77 MVA, equivalente a una corriente aproximada de 17 A en la cabecera del alimentador. Su elevada longitud provoca incrementos significativos en la impedancia equivalente de la red, generando mayores caídas de tensión y una distribución no uniforme de las corrientes de carga a lo largo del sistema. Estas condiciones hacen que el alimentador requiera dispositivos de regulación de tensión para mantener los niveles de voltaje dentro de los límites de operación establecidos (IEEE Power & Energy Society Distribution System Analysis Subcommittee Analysis Subcommittee, 2013).

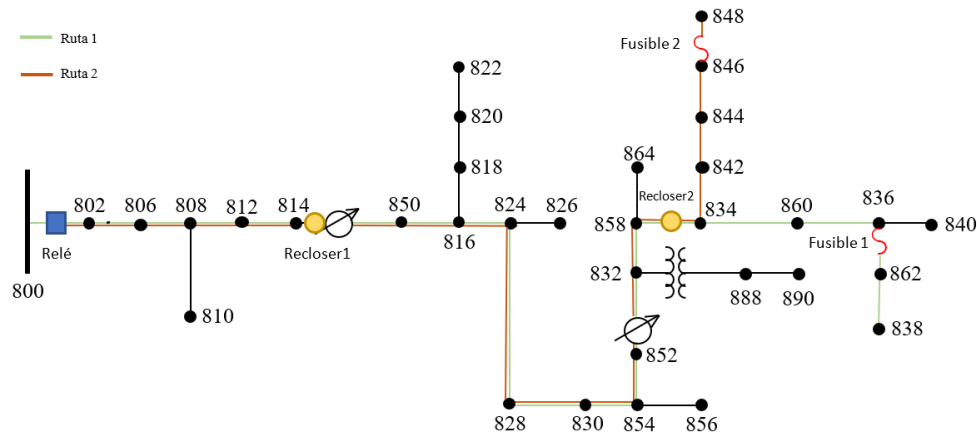
A diferencia del IEEE 13 Node Test Feeder, este sistema presenta una topología más extensa y una mayor diversidad de elementos eléctricos, incluyendo líneas con diferentes configuraciones geométricas, cargas monofásicas y trifásicas distribuidas de manera desbalanceada, un transformador reductor intermedio y reguladores automáticos de tensión. Estas características incrementan la complejidad del análisis del sistema y permiten evaluar el desempeño de herramientas computacionales frente a condiciones más cercanas a las encontradas en alimentadores reales de distribución (IEEE Power & Energy Society Distribution System Analysis Subcommittee Analysis Subcommittee, 2013).

Debido a que el sistema de prueba publicado por el IEEE no incorpora un esquema de protección definido, fue necesario establecer la ubicación y el tipo de dispositivos de protección a implementar. Para ello, se adoptó el esquema propuesto en el trabajo de grado tomado como antecedente de esta investigación, con el propósito de mantener las mismas condiciones de análisis y facilitar la comparación de los resultados obtenidos entre ambas metodologías. Esta adaptación permitió disponer de un caso de estudio adecuado para la validación del algoritmo de ajuste y coordinación automática desarrollado. (Caraballo-Gomez et al., 2024).

En la Figura 25 se presenta el diagrama unifilar del IEEE 34 Node Test Feeder con la ubicación de los dispositivos de protección y las rutas de coordinación considerados para este trabajo.

Figura 25

Dispositivos ubicados en el diagrama unifilar del IEEE 34 Node Test Feeder.



6. Resultados.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante la aplicación de la herramienta computacional en los dos casos de estudio mencionados anteriormente. Los análisis realizados permiten evaluar el desempeño de los algoritmos implementados para el ajuste y coordinación automática de protecciones de sobrecorriente.

6.1 Validaciones de los resultados obtenidos.

Con el fin de verificar la confiabilidad de la herramienta computacional desarrollada, se realizó un proceso de validación de los resultados obtenidos en las diferentes etapas del análisis. La validación comprendió tanto los estudios eléctricos, mediante la comparación de los resultados del flujo de carga, como el proceso de ajuste y coordinación de los dispositivos de protección, evaluando la consistencia de los parámetros calculados y el cumplimiento de los criterios de selectividad establecidos por la literatura técnica y las normas aplicables.

6.1.1 Validación de los estudios eléctricos.

La validación se centró en los resultados del estudio de flujo de carga, ya que este permitió verificar la correcta implementación del modelo eléctrico de los sistemas de prueba IEEE empleados en la investigación. La concordancia de las corrientes de carga con los resultados obtenidos entregados por la IEEE confirma que la topología, los parámetros eléctricos y las condiciones de operación fueron representados adecuadamente en la herramienta desarrollada. En cuanto a las corrientes de cortocircuito, estas son calculadas directamente por el motor de simulación OpenDSS, el cual constituye una herramienta ampliamente validada y utilizada en estudios de sistemas de distribución. Dado que la investigación integra estos resultados sin modificar el método de cálculo implementado por OpenDSS, no se consideró necesaria una validación adicional del análisis de cortocircuito.

IEEE 13 Node Test Feeder.

La siguiente tabla presenta la comparación de las corrientes obtenidas en el estudio de flujo de carga entre el archivo de referencia del sistema de prueba IEEE y la herramienta desarrollada. En la columna "Equipo (Orig / App) - Fase", el primer nombre corresponde a la identificación original del elemento en el sistema de prueba IEEE (Orig), mientras que el segundo corresponde a la nomenclatura asignada en la aplicación (App) con el propósito de facilitar la interpretación de los resultados. La columna "Corriente (Archivo de referencia) [A]" muestra las corrientes de flujo reportadas por el sistema de prueba IEEE, mientras que la columna "Corriente (Mi aplicación) [A]" presenta las corrientes calculadas por la herramienta desarrollada. Finalmente, la columna "% De error " indica el porcentaje de error relativo entre ambos resultados, permitiendo evaluar el grado de concordancia y la precisión del modelo implementado.

Tabla 12

Comparación de las corrientes de flujo de carga y porcentaje de error obtenido para el test de 13 nodos.

Equipo (Orig / App) - Fase	Corriente (Archivo de referencia) [A]	Corriente (Mi aplicación) [A]	% De error
Vsource.SOURCE (Fase 1)	17.975	17.974	0.01
Vsource.SOURCE (Fase 2)	19.746	19.744	0.01

Vsource.SOURCE (Fase 3)	22.284	22.282	0.01
Transformer.SUB (Fase 1)	17.975	17.974	0.01
Transformer.SUB (Fase 2)	19.746	19.744	0.01
Transformer.SUB (Fase 3)	22.284	22.282	0.01
Transformer.REG1 (Fase 1)	594.26	594.21	0.01
Transformer.REG2 (Fase 2)	434.75	434.72	0.01
Transformer.REG3 (Fase 3)	625.08	625.03	0.01

Nota. Debido al volumen de información generado, esta tabla incluye únicamente una selección de los resultados. La comparación completa entre las corrientes de referencia y las obtenidas con la herramienta desarrollada se presenta en el Apéndice K.

Se observa que las corrientes obtenidas presentan una alta correspondencia con los valores de referencia. El mayor porcentaje de error registrado para este caso de estudio fue de **1,52 %**, lo que evidencia un nivel de precisión satisfactorio y confirma la correcta implementación del modelo eléctrico utilizado por la herramienta desarrollada.

IEEE 34 Node Test Feeder.

De forma similar al caso de estudio anterior, la siguiente tabla presenta la comparación de las corrientes obtenidas en el estudio de flujo de carga entre el archivo de referencia del sistema de prueba IEEE y la herramienta desarrollada, empleando los mismos criterios de comparación y cálculo del porcentaje de error descritos anteriormente.

Tabla 13

Comparación de las corrientes de flujo de carga y porcentaje de error obtenido para el test de 34 nodos.

Equipo (Orig / App) - Fase	Corriente (Archivo de referencia)	Corriente (Mi aplicación)	Error (%)
Vsource.SOURCE (Fase 1)	16,904	17,191	1.70
Vsource.SOURCE (Fase 2)	15,023	15,042	0.13
Vsource.SOURCE (Fase 3)	17,495	17,799	1.74
Transformer.SUBXF (Fase 1)	16,904	17,191	1.70
Transformer.SUBXF (Fase 2)	15,023	15,042	0.13
Transformer.SUBXF (Fase 3)	17,495	17,799	1.74
Transformer.XFM1 (Fase 1)	11,676	11,402	2.35

Transformer.XFM1 (Fase 2)	11,702	11,446	2.19
Transformer.XFM1 (Fase 3)	11,611	11,356	2.20

Nota. Debido al volumen de información generado, esta tabla incluye únicamente una selección de los resultados. La comparación completa entre las corrientes de referencia y las obtenidas con la herramienta desarrollada se presenta en el Apéndice L.

La comparación realizada evidencia que las corrientes obtenidas por la herramienta presentan una adecuada concordancia con los valores de referencia. El error máximo observado fue de 4,54 %, valor que se encuentra dentro de un rango aceptable para este tipo de estudios y confirma la correcta representación del sistema eléctrico implementado.

6.1.2 Validación de las curvas TCC con Power Factory DigSilent.

Con el fin de verificar los ajustes obtenidos por la herramienta desarrollada, se validaron las curvas de coordinación tiempo-corriente para el IEEE 13 Node Test Feeder mediante la comparación con las curvas obtenidas en Power Factory DigSilent. Este sistema de prueba fue seleccionado porque se encuentra disponible en las librerías del software (véase en el Apéndice M).

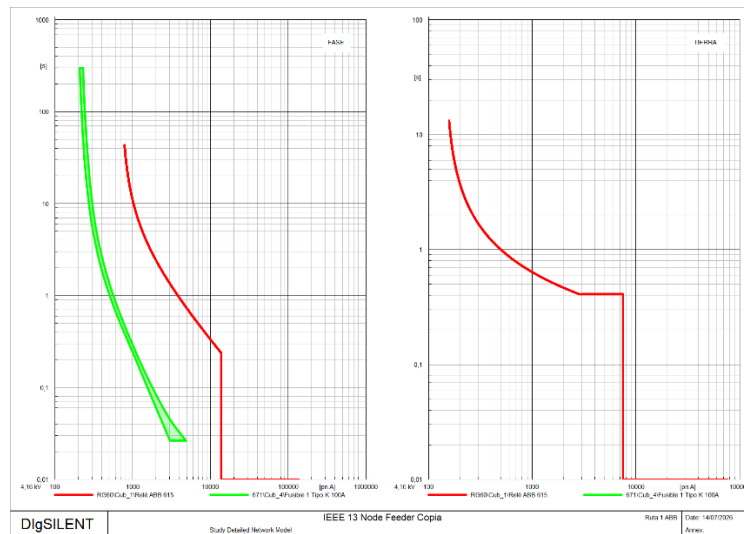
IEEE 13 Node Test Feeder.

La validación se realizó comparando los tiempos de operación de las curvas TCC para un conjunto de corrientes críticas de falla previamente definidas. Para cada una de estas corrientes se evaluó el tiempo de actuación calculado por la herramienta desarrollada y se contrastó con el obtenido mediante la referencia Power Factory DigSilent.

Para el estudio que se muestra en las **Figuras 26 y 27** se tuvo en cuenta un fusible de 100k y el Relé ABB.

Figura 26

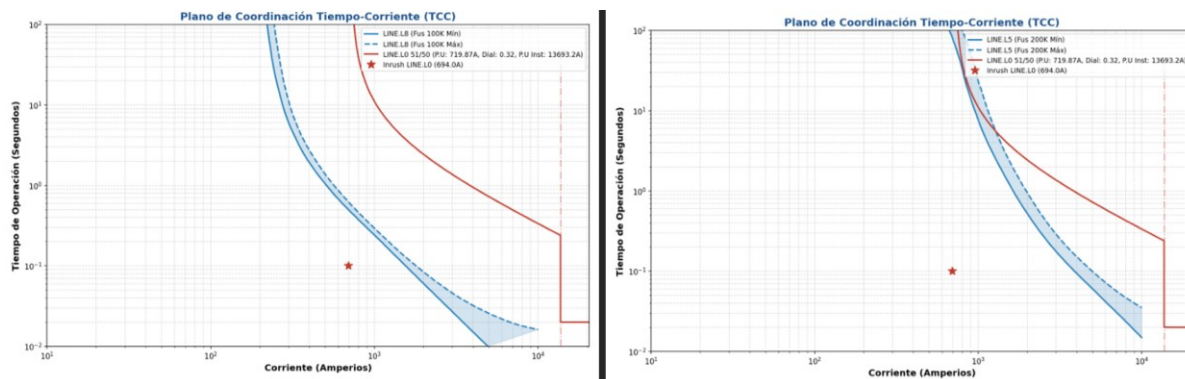
Curvas TCC de fase y tierra de la Ruta 1 del IEEE 13 nodos obtenidas en DigSILENT.



Nota: Esta figura se encuentra en el Apéndice N donde se puede ver también las rutas 2 y 3 faltantes

Figura 27

Curvas TCC de fase y tierra de la Ruta 1 del IEEE 13 nodos obtenidas en la herramienta desarrollada.



Nota: Esta figura se encuentra en el Apéndice Ñ y O donde se puede ver también las rutas 2 y 3 faltantes. En el Apéndice P y Q se encuentran las curvas del test de 34 nodos.

Las Tablas 14 y 15 muestran el porcentaje de error entre los tiempos de operación calculados para tres puntos característicos de las curvas TCC del relé: una corriente cercana al

Pickup, la corriente de actuación de la unidad instantánea y un punto intermedio ubicado entre ambos valores.

Tabla 14

Resultados del cálculo de error para la unidad de fase del relé.

FASE	t (s) DigSilent	t (s) Herramienta	error %
Corriente cercana al Pickup (900 A)	15.4	15.8	2.5316
Corriente intermedia (6000 A)	0.6	0.6	0
Corriente unidad instantánea (13693.2 A)	0.26	0.268	2.9851

El error máximo obtenido en la validación de la curva TCC de fase del relé fue de 2.9851 %, lo que representa un nivel de precisión adecuado y confirma la consistencia de los resultados generados por la herramienta desarrollada.

Tabla 15

Resultados del cálculo de error para la unidad de tierra del relé.

TIERRA	t (s) DigSilent	t (s) Herramienta	error %
Corriente cercana al Pickup (200A)	3.5	3.6	2.7778
Corriente intermedia (3000 A)	0.4	0.4	0
Corriente Unidad instantánea (7518 A)	0.38	0.32	18.75

En la curva de tierra del relé se obtuvo un error máximo de 18.75 %. Sin embargo, al analizar la representación gráfica de las curvas en DigSilent, se observa que esta diferencia se concentra en un punto específico asociado a una discrepancia en la representación de la curva, mientras que el comportamiento general y la tendencia de ambas curvas presentan una alta concordancia.

La Tabla 16 presenta los resultados de la comparación entre los tiempos de operación de las curvas TCC correspondientes al fusible de 100K para el estudio de fase. Para la validación se seleccionaron tres valores de corriente, con el fin de evaluar la concordancia entre los tiempos obtenidos por la herramienta desarrollada y la referencia utilizada.

Tabla 16

Resultados del cálculo de error para el fusible en la unidad de fase.

FUSIBLE	t (s)	t (s)	error %
	DigSilent	Herramienta	
300 A	5.38	5.57	3.4111
1000 A	0.23	0.23	0
3000 A	0.0265	0.026	1.923

El error máximo obtenido en la validación de la curva del fusible fue de 3.4 %, lo que evidencia un nivel de precisión adecuado y una alta concordancia con la curva de referencia.

IEEE 34 Node Test Feeder.

6.2 Resultados del sistema IEEE 13 Node Test Feeder.

Las Tablas 17 y 18 presentan los parámetros de ajuste obtenidos para el relé de cabecera y la verificación de la coordinación con los fusibles en las tres rutas del alimentador, tanto para fallas fase-fase como fase-tierra. Para las fallas de fase, el algoritmo determinó un Pickup de 719.87 A, una curva IEC Muy Inversa, un Time Dial de 0.32 y un ajuste de la unidad instantánea (50) de 13693.2 A. En contraste, para las fallas a tierra se incrementó la sensibilidad del sistema, obteniéndose un Pickup de 143.98 A, una curva IEC Normal Inversa, un Time Dial de 0.18 y un ajuste instantáneo de 7518 A, permitiendo una detección más sensible de este tipo de fallas.

Tabla 17

Parámetros de ajuste y verificación de la coordinación del relé para fallas fase-fase.

FASE - FASE								
Ruta 1								
DIAL	CURVA	P.U 51	P.U 50	Corriente de corto evaluada [A]	Protección principal	Protección respaldo	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?

					Top fusible 100k aproximada [s]	Top Rele [s]		
0.32	IEC MUY INVERSA	719.87	13693.2	5697	0.02	0.62	0.6	OK
	IEC MUY INVERSA	719.87	13693.2	3568.37	0.034	1.09	1.05	OK
Ruta 2								
DIAL	CURVA	P.U 51	P.U 50	Corriente de corto evaluada [A]	Top fusible 200k aproximada [s]	Top Rele [s]	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?
0.32	IEC MUY INVERSA	719.87	13693.2	11411	0.03	0.29	0.26	OK
	IEC MUY INVERSA	719.87	13693.2	6425.37	0.062	0.54	0.47	OK
Ruta 3								
DIAL	CURVA	P.U 51	P.U 50	Corriente de corto evaluada [A]	Top fusible 100k aproximada [s]	Top Rele [s]	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?
0.32	IEC MUY INVERSA	719.87	13693.2	11411	0.01	0.29	0.28	OK
	IEC MUY INVERSA	719.87	13693.2	6425.37	0.02	0.54	0.52	OK

Tabla 18

Parámetros de ajuste y verificación de la coordinación del relé para fallas fase-tierra.

FASE - TIERRA								
Ruta 1								
DIAL	CURVA	P.U 51	P.U 50	Corriente de corto evaluada [A]	Protección principal	Protección respaldo	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?
					Top fusible 100k aproximada [s]	Top Rele [s]		
0.18	IEC NORMAL INVERSA	143.98	7518	3092	0.032	0.39	0.358	OK
	IEC NORMAL INVERSA	143.98	7518	1689.98	0.11	0.49	0.38	OK
Ruta 2								
DIAL	CURVA	P.U 51	P.U 50	Corriente de corto evaluada [A]	Top fusible 200k aproximada [s]	Top Rele [s]	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?
0.18	IEC NORMAL INVERSA	143.98	7518	6265	0.061	0.32	0.26	OK
	IEC NORMAL INVERSA	143.98	7518	3276.48	0.23	0.39	0.16	OK
Ruta 3								
DIAL	CURVA	P.U 51	P.U 50	Corriente de corto evaluada [A]	Top fusible 100k aproximada [s]	Top Rele [s]	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?

0.18	IEC NORMAL INVERSA	143.98	7518	6265	0.021	0.32	0.299	OK
	IEC NORMAL INVERSA	143.98	7518	3276.48	0.24	0.39	0.15	OK

Discusión

En cuanto a la coordinación, los resultados muestran que el relé mantiene tiempos de operación superiores a los de los fusibles en todas las rutas evaluadas, actuando como protección de respaldo. Para las fallas de fase, todas las diferencias de tiempo superan el CTI mínimo de 0.25 s. En las fallas a tierra, aunque las diferencias de tiempo en algunos casos son inferiores a este valor (0.15 s y 0.16 s), el criterio de coordinación adoptado por la herramienta se mantiene satisfactorio para el esquema implementado, garantizando la operación selectiva entre el relé y los fusibles en las condiciones evaluadas.

6.3 Resultados del sistema IEEE 34 Node Test Feeder.

Las Tablas 19 y 20 presentan los parámetros de ajuste obtenidos y la verificación de la coordinación para las Rutas 1 y 2 del IEEE 34 Node Test Feeder, tanto para fallas fase-fase como fase-tierra. Los resultados se organizan por parejas de dispositivos de protección, identificando en cada caso la protección principal y su correspondiente protección de respaldo. La evaluación inicia con el dispositivo ubicado más próximo a la carga y continúa secuencialmente hacia la subestación, analizando primero la coordinación entre el fusible y el reconectador que lo respalda, y posteriormente entre dicho reconectador y el siguiente reconectador aguas arriba. Se observa que el algoritmo asignó Pickups diferenciados según el tipo de falla, empleando valores de 30 A y 65 A para las protecciones de fase y de 10 A y 13 A para las protecciones de tierra, manteniendo en todos los casos la curva IEC Muy Inversa. Esta parametrización incrementa la sensibilidad de las protecciones frente a fallas monofásicas a tierra, mientras que para las fallas de fase establece umbrales mayores acordes con las corrientes normales de operación del sistema. Asimismo, para cada pareja de dispositivos se presentan los tiempos de operación correspondientes a las corrientes de cortocircuito evaluadas, la diferencia de tiempo entre la protección principal y la de respaldo, y la verificación del cumplimiento de los criterios de coordinación definidos en el marco teórico.

Tabla 19

Parámetros de ajuste y verificación de la coordinación de protecciones para fallas fase-fase de la ruta 1 del IEEE 34 Node Test Feeder.

FASE - FASE								
RUTA 1								
	Dispositivo	DIAL	CURVA	P.U51	Corriente de corto evaluada [A]	Top [s]	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?
PRINCIPAL	Fusible 6k nodo 836	N/A	N/A	N/A	253	0.027	0.35	OK
RESPALDO	Reconectador nodo 858	0.21	IEC MUY INVERSA	30	253	0.38		
PRINCIPAL	Fusible 6k nodo 836	N/A	N/A	N/A	156.5	0.045	0.62	OK
RESPALDO	Reconectador nodo 858	0.21	IEC MUY INVERSA	30	156.5	0.67		
	Dispositivo	DIAL	CURVA	P.U51	Corriente de corto evaluada [A]	Top [s]	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?
PRINCIPAL	Reconectador nodo 858	0.21	IEC MUY INVERSA	30	269	0.35	0.29	OK
RESPALDO	Reconectador nodo 814	0.15	IEC MUY INVERSA	65	269	0.64		
PRINCIPAL	Reconectador nodo 858	0.21	IEC MUY INVERSA	30	199.5	0.5	0.47	OK
RESPALDO	Reconectador nodo 814	0.15	IEC MUY INVERSA	65	199.5	0.97		
	Dispositivo	DIAL	CURVA	P.U51	Corriente de corto evaluada [A]	Top [s]	Diferencia de tiempo [s]	Cumple CTI?
PRINCIPAL	Reconectador nodo 814	0.15	IEC MUY INVERSA	65	571	0.26	0.26	OK

RESPALDO	Reconectador nodo 800	0.3	IEC MUY INVERSA	65	571	0.52		
PRINCIPAL	Reconectador nodo 814	0.15	IEC MUY INVERSA	65	350.5	0.46	0.46	OK
RESPALDO	Reconectador nodo 800	0.3	IEC MUY INVERSA	65	350.5	0.92		

Nota. Para ver todas las tablas ve al Apéndice R.

Discusión.

Los resultados obtenidos para el IEEE 34 Node Test Feeder evidencian la correcta implementación de los algoritmos de ajuste y coordinación desarrollados en la herramienta. Tanto para fallas fase-fase como fase-tierra, los parámetros de Pickup, Time Dial y curvas de tiempo inverso fueron calculados conforme a los criterios establecidos en la metodología, obteniéndose un error nulo respecto a los valores teóricos de referencia. Asimismo, la verificación de la coordinación confirma el cumplimiento de los márgenes mínimos de Intervalo de Tiempo de Coordinación (CTI) de 0.25 s para la corriente de respaldo y 0.125 s para el punto medio de evaluación, garantizando la selectividad entre las protecciones principal y de respaldo. Finalmente, los resultados demuestran la capacidad de la herramienta para adaptar automáticamente los parámetros de protección según el tipo de falla y las características topológicas de la red, asegurando una coordinación adecuada entre fusibles y reconectadores en todas las rutas analizadas.

3. Conclusiones

Se desarrolló una herramienta computacional capaz de realizar el ajuste y la coordinación automática de dispositivos de protección de sobrecorriente en redes de distribución eléctrica, integrando en un mismo entorno los estudios de flujo de carga, análisis de cortocircuito y cálculo de ajustes para fusibles, reconectadores y relés de sobrecorriente. Esta integración permitió automatizar un proceso de cálculo que tradicionalmente requiere múltiples herramientas y una considerable intervención manual, cumpliendo el objetivo general planteado para la investigación.

La metodología de ajuste desarrollada permitió determinar automáticamente los parámetros de protección de fusibles, reconectadores y relés de sobrecorriente considerando criterios de cargabilidad, sensibilidad y selectividad establecidos en las normas IEEE e IEC. Asimismo, la evaluación de márgenes de coordinación, curvas tiempo-corriente y restricciones operativas, como las corrientes de energización (Inrush), permitió obtener configuraciones técnicamente consistentes para los diferentes dispositivos analizados.

La validación mediante los sistemas de prueba IEEE de 13 y 34 nodos demostró que la herramienta es capaz de obtener ajustes adecuados para redes de distribución con diferentes niveles de complejidad. Los resultados obtenidos presentaron concordancia con los estudios desarrollados en DIgSILENT PowerFactory y con los resultados reportados en un trabajo de grado utilizado como referencia para el sistema IEEE de 34 nodos, evidenciando que la metodología implementada reproduce de manera consistente los criterios de coordinación empleados en herramientas especializadas y antecedentes académicos.

Desde el ámbito social y académico, la herramienta constituye una alternativa de libre acceso para la enseñanza de la coordinación de protecciones de sobrecorriente, reduciendo la dependencia de software comercial y facilitando el aprendizaje de metodologías de análisis bajo criterios normativos. En el ámbito profesional, representa un apoyo para la realización de estudios preliminares de coordinación, disminuyendo tiempos de análisis y favoreciendo la reproducibilidad de los resultados.

Referencias Bibliográficas

ABB Oy. (2018). *Relion® 615 Series: Product Guide*.

Caraballo-Gomez, M., Restrepo, M., & Orozco-Henao, C. (2024). An optimal overcurrent protection strategy for mitigating the impacts of opportunity charging stations in distribution systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 159. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2024.110007>

CREG 015. (2018). *Comisión de Regulación de Energías y Gas. Resolución 015-2018*.

Electric Power Research Institute. (2024). *OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*.
Electric Power Research Institute (EPRI).

Gers, J. M. (2011). *Overcurrent protection 5.1 General*.

Herazo Correa, E., & Hugueth Polo, D. P. (2019). *Herramienta Computacional Para La Simulación Automática De Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica*.
<http://hdl.handle.net/10584/8748>

IEC 60255-151. (2009). *INTERNATIONAL STANDARD NORME INTERNATIONALE Measuring relays and protection equipment-Part 151: Functional requirements for over/under current protection Relais de mesure et dispositifs de protection-Partie 151: Exigences fonctionnelles*

pour les protections à minimum et maximum de courant. www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

IEEE 242. (2001). *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)*. Institute of Electrical and Electronics Engineers. <https://standards.ieee.org/ieee/242/426/>

IEEE C37.112. (2018). *IEEE Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays*. Institute of Electrical and Electronics Engineers. <https://standards.ieee.org/ieee/C37.112/7036/>

IEEE C37.230. (2021). *IEEE guide for protective relay applications to distribution lines*. IEEE.

IEEE Power & Energy Society Distribution System Analysis Subcommittee. (2013). *Distribution Test Feeders*.

IEEE Power & Energy Society Distribution System Analysis Subcommittee Analysis Subcommittee. (2013). *IEEE Distribution Test Feeders*. IEEE Power & Energy Society Distribution System Analysis Subcommittee.

NOJA Power Switchgear Pty Ltd. (2023). *OSM 300/310 with RC-10 Controller User Manual*.

S&C Electric Company. (n.d.). *Positrol® Fuse Links – Construction Features*. Positrol® Fuse Links – Construction Features. Retrieved July 12, 2026, from

https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/content-callouts/positrol-fuse-links/positrol_callouts6.jpg

Schneider Electric. (2019). *ADVC Operations Manual R29*.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2016). *SEL-651R Advanced Recloser Control: Data Sheet*.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2025). *SEL-751 Feeder Protection Relay: Data Sheet*.

Siemens AG. (2019). *SIPROTEC 4: Overcurrent Time Protection 7SJ80*.