



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**OPTIMIZACIÓN EN TIEMPOS DE OPERACIÓN EN LA
COORDINACIÓN DEL RELÉ 51**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTORES:

Javier Alejandro Portilla Mora
Erick Elian Solórzano Sánchez

TUTOR:

MsC. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

LATACUNGA – ECUADOR

AGOSTO, 2026

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Portilla Mora Javier Alejandro, con cédula de ciudadanía No. 1751548593, Solórzano Sánchez Erick Elian, con cédula de ciudadanía No. 2350054645 declaramos ser autores del proyecto de titulación **“OPTIMIZACIÓN EN TIEMPOS DE OPERACIÓN EN LA COORDINACIÓN DEL RELÉ 51”**, siendo el Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado Mg., Tutor del presente trabajo de titulación; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo de titulación, son de mi exclusiva responsabilidad.

Latacunga, agosto 2026



Portilla Mora Javier Alejandro
C.C. 1751548593

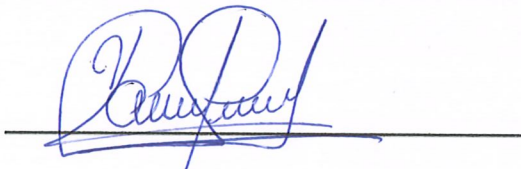


Solórzano Sánchez Erick Elian
C.C. 2350054645

AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: **“OPTIMIZACIÓN EN TIEMPOS DE OPERACIÓN EN LA COORDINACIÓN DEL RELÉ 51”**, propuesto por los estudiantes **Portilla Mora Javier Alejandro y Solórzano Sánchez Erick Elian** de la Carrera de Electricidad, considero que dicho proyecto de titulación cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos al tribunal de lectores.

Latacunga, agosto 2026



Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado Mg.
C.C. 0502656424
TUTOR

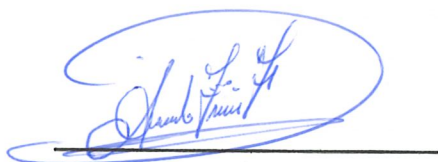
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

Cumpliendo con el Reglamento de Titulación de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en calidad de Lectores de Tribunal de Proyecto de Investigación con el Título “**OPTIMIZACIÓN EN TIEMPOS DE OPERACIÓN EN LA COORDINACIÓN DEL RELÉ 51**”, propuesto por los estudiantes Portilla Mora Javier Alejandro y Solórzano Sánchez Erick Elian de la Carrera de Electricidad, me permito indicar que los estudiantes han concluido todas las observaciones y realizado las correcciones señaladas por el Tribunal de Lectores, por lo cual presentamos el Aval de aprobación del Proyecto de Titulación correspondiente a la modalidad **Proyecto de Investigación** en virtud de lo cual los postulantes pueden presentarse a la Defensa de su Proyecto de Titulación.

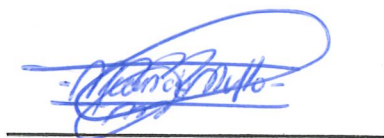
Particular que pongo en su conocimiento para los fines legales pertinentes.

Atentamente,

Latacunga, agosto de 2026



Armando Salvador Freire Freire
CC: 0503842833
LECTOR 1 (PRESIDENTE)



Mauricio Eduardo Mullo Pallo
CC: 0503755183
LECTOR 2



Walter Paul Rueda Flores
CC: 0503689895
LECTOR 3

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios por ser mi guía, acompañarme en cada momento y permitirme sentir su respaldo en cada paso que doy.

A mi familia por su comprensión, apoyo y amor incondicional a lo largo de mi vida; son el pilar fundamental para ser la persona que soy.

Agradezco a mi tutor, Ing. Xavier Proaño, por su amistad, orientación y compromiso durante este trabajo investigativo.

De igual manera, a los ingenieros que generaron un impacto en mi formación como profesional con su ejemplo, sus conocimientos, sus experiencias y consejos.

Asimismo, a los amigos que hice durante esta etapa de mi vida, especialmente a Erick, y a quienes ya formaban parte de ella, como Kevin y Evelyn. Gracias a todas y cada una de las personas que fueron parte de esta travesía y aportaron de diferentes maneras para alcanzar esta meta.

Javier Portilla

AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a Dios por ser mi guía fundamental, por iluminar mi camino y darme la sabiduría y perseverancia necesarias para culminar esta etapa profesional.

A mi familia, por su apoyo incondicional, su comprensión y los innumerables sacrificios que hicieron posible este logro, han sido el motor determinante a lo largo de toda mi formación.

De manera especial, expreso mi sincero reconocimiento al Ing. Xavier Proaño, Mg., por su dirección, rigor académico y valiosas orientaciones técnicas que marcaron el rumbo de este proyecto de investigación.

Asimismo, hago extensivo este agradecimiento a mis docentes por compartir desinteresadamente sus conocimientos e inspirarme a la superación continua, y a mis compañeros de aula, con quienes compartí vivencias y proyectos que enriquecieron significativamente mi aprendizaje.

Erick Solórzano

DEDICATORIA

Dedico este logro a Dios por darme sabiduría, fe y perseverancia para no desmayar.

A mi padre Bolívar Portilla y a mi madre Vanessa Mora, por sus incansables esfuerzos y sacrificios, por ser un ejemplo de humildad y lucha constante, y por la confianza depositada en mí. A mi hermana Damaris, quien es la niña de mis ojos. Ustedes son mi mayor motivación para seguirme superando y gracias a sus oraciones hoy puedo redactar estos párrafos.

A mis abuelitos, mis tíos, primos y toda mi familia, por su compañía y solidaridad. Este triunfo es nuestro, lo logramos.

Javier Portilla

DEDICATORIA

Dedico este logro a Dios, guía y fortaleza de mi vida. A mis padres, Jesús Solórzano y Rosa Sánchez, mi base absoluta. Su incansable trabajo, rectitud y sacrificios mutuos son el cimiento de todo lo que soy.

A mi hermano Jesús, por compartir desvelos, estudios y apoyarnos hombro a hombro en cada etapa universitaria. A mi hermana Rosa, por su respaldo incondicional que acorta cualquier distancia.

A mis abuelitos y a toda mi familia, por ser ejemplo constante de trabajo digno y perseverancia.

Este título no es una meta final, sino el inicio del compromiso por seguir trabajando con la misma entrega y humildad que ustedes me han enseñado. Este triunfo les pertenece.

Erick Solórzano

ÍNDICE GENERAL

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN.....	2
2.1. Situación Problemática.....	3
2.2. Formulación del Problema.....	4
2.3. Objeto y Campo de Acción	4
2.3.1. Objeto de Investigación: Coordinación de Protecciones Eléctricas en Sistemas de Potencia	4
2.3.2. Campo de Acción: 3306.09 Transmisión y Distribución	4
2.4. Beneficiarios.....	4
2.4.1. Directo	4
2.4.2. Indirecto.....	4
2.5. Justificación	4
2.6. Alcance	5
2.7. Limitaciones	5
2.8. Objetivos.....	5
2.8.1. General.....	5
2.8.2. Específicos.....	6
2.9. Sistema de Tareas	6
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
3.1. Antecedentes del Proyecto – Estado del Arte.....	7
3.1.1. Programación Lineal y el Problema del Tiempo Continuo	7
3.1.2. La Era de las Metaheurísticas y sus Fallas de Discretización	8
3.1.3. Mezcla de Curvas No Convencionales: El Riesgo de Solapamientos.....	8
3.1.4. Programación Lineal Entera Mixta (MILP)	9
3.2. Marco Conceptual Referencial	9

3.2.1. Análisis de Fallas y Cortocircuitos en Sistemas de Potencia	9
3.2.2. Fundamentos de los Sistemas de Protección	10
3.2.3. Zonas de Protección.....	12
3.2.4. Esquemas de Protección Principal y de Respaldo	13
3.2.5. Criterios de Selección y Coordinación	14
3.2.6. Protección de Sobrecorriente (ANSI 50/51).....	15
3.2.7. Curvas Características de Tiempo Inverso Normalizadas	16
3.2.8. Clasificación de las Familias de Curvas	17
3.2.9. Ecuaciones y Coeficientes de Ajuste.....	18
3.2.10. El Margen de Discriminación (CTI).....	19
3.2.11. Distinción Funcional: Unidades de Fase (51P) y Tierra (51N/G).....	20
3.2.12. Criterios de Ajuste para la Unidad Temporizada (51).....	20
3.2.13. Comportamiento de Fallas Asimétricas en Transformadores Delta–Estrella.....	21
3.3. SISTEMAS RADIALES	21
3.3.1. Sistema de Prueba de Distribución de Media Tensión CIGRE MV.....	21
3.3.2. Sistema de Prueba de Distribución Radial IEEE de 33 Barras.....	22
3.4. Integración del Modelo en Python con Power Factory	22
3.4.1. Enlace e Interfaz de Comunicación (API)	22
3.4.2. Motor de Simulación Eléctrica	23
3.4.3. Exploración Topológica	23
3.4.4. Solver de Optimización Matemática (HiGHS).....	23
3.4.5. Discretización e Inyección en Lazo Cerrado	23
3.4.6. Trazabilidad de Resultados.....	24
4. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS	24
4.1. Arquitectura General y Diagrama del Proceso Metodológico.....	24

4.1.1. Descripción General del Proceso Metodológico	24
4.1.2. Fases de la Metodología	25
4.1.3. Variables Principales del Proceso.....	27
4.2. Simulación Eléctrica y Extracción Automatizada	28
4.2.1. Casos de Estudio.....	28
4.2.2. Flujo de Potencia en Régimen Permanente	29
4.2.3. Cálculo de Cortocircuitos mediante el Método Completo	29
4.2.4. Interfaz de Comunicación y Extracción Automatizada de Datos.....	30
4.3. Dimensionamiento y Discretización de Pickups	30
4.3.1. Dimensionamiento de la Corriente de Arranque Temporizada 51	30
4.3.2. Dimensionamiento y Condición de Activación de la Unidad Instantánea 50	31
4.3.3. Base de Datos Técnica de Relés Comerciales	33
4.4. Reconocimiento Topológico y Mapeo de Pares de Coordinación	33
4.4.1. Mapeo de la Estructura Radial y Relaciones Padre-Hijo	33
4.4.2. Determinación de la Corriente Crítica de Evaluación de Coordinación	34
4.5. Modelo Matemático de Optimización Lineal Entero Mixto - MILP.....	35
4.5.1. Linealización de las Curvas Normalizadas de Tiempo Inverso	35
4.5.2. Formulación de la Función Objetivo	36
4.5.3. Restricciones de Selectividad y Coordinación Multirramal	36
4.5.4. Restricciones de Discretización Física de Diales	37
4.5.5. Solucionador de Optimización HiGHS	37
4.6. Parametrización y Validación en PowerFactory	38
4.6.1. Asignación Automatizada de Parámetros en Relés Comerciales	38
4.6.2. Auditoría de Selectividad y CTI.....	38
4.6.3. Generación Automática de Reporte Técnico.....	39

4.7. Casos de Estudio.....	39
4.7.1. Sistema de Distribución Radial IEEE de 33 Barras	40
4.7.2. Sistema de Distribución de Media Tensión CIGRE	40
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	41
5.1. Resultados y Análisis en el Sistema Radial CIGRE MT con Relés ABB	42
5.1.1. Distribución de Diales Óptimos y Factibilidad Constructiva	42
5.1.2. Coordinación en Transformador Dyn1	43
5.1.3. Auditoría de Selectividad y Márgenes CTI	43
5.1.4. Análisis de Curvas TCC en PowerFactory	45
5.2. Resultados y Análisis en el Sistema Radial IEEE de 33 Barras con Relés Siemens SIPROTEC	46
5.2.1. Distribución de Diales Óptimos y Factibilidad Constructiva	46
5.2.2. Auditoría de Selectividad y Márgenes CTI	47
5.2.3. Análisis de Curvas TCC en PowerFactory	49
5.3. Análisis de Sensibilidad y Rendimiento del Algoritmo	50
5.3.1. Impacto de las Restricciones de CTI	50
5.3.2. Comparativa de Rendimiento entre Curva IEC y ANSI.....	51
5.4. Discusión	53
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	54
7. REFERENCIAS	55
ANEXOS	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Modalidad de Titulación.....	1
Tabla 2. Áreas Conocimientos Unesco.....	1
Tabla 3. Sistema de Tareas del Plan de Titulación.....	6
Tabla 4. Constantes para estándar del relé de sobrecorriente ANSI/IEEE [16]	19
Tabla 5. Clasificación y descripción de variables principales de la metodología	27
Tabla 6. Parámetros constructivos y rangos de ajuste de relés comerciales.....	33
Tabla 7. Parámetros técnicos del Sistema IEEE 33 barras.	40
Tabla 8. Parámetros técnicos principales de la red CIGRE MV.	41
Tabla 9. Ajustes óptimos calculados para la red CIGRE de media tensión con relés ABB y CTI de 0.25 s.....	42
Tabla 10. Auditoría de márgenes CTI en pares representativos de la red CIGRE para un CTI requerido de 0.25 s.....	43
Tabla 11. Verificación de optimalidad estricta en el sistema CIGRE	44
Tabla 12. Ajustes óptimos representativos calculados para el sistema IEEE de 33 barras con relés Siemens SIPROTEC y CTI de 0.25 s.	46
Tabla 13. Auditoría de márgenes CTI en pares representativos del sistema IEEE de 33 barras para un CTI requerido de 0.25 s.	47
Tabla 14. Verificación de optimalidad estricta en el sistema IEEE de 33 barras.....	48
Tabla 15. Comparación de diales TMS para CTI de 0.20 s, 0.25 s y 0.30 s en el sistema CIGRE MV.....	50
Tabla 16. Comparación de diales TMS para CTI de 0.20 s, 0.25 s y 0.30 s en el sistema IEEE 33 barras.	50
Tabla 17. Comparativa de diales y tiempos máximos de coordinación entre normas IEC y ANSI para el sistema CIGRE MV	52
Tabla 18. Comparativa del tiempo global de operación entre normas IEC y ANSI para el sistema CIGRE MV.....	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Protección Local y remota [15].....	14
Figura 2. Características típicas del relé de sobrecorriente de tiempo inverso. Para una comparación general, las curvas se fijan en 0,2 s a 20 veces la corriente mínima de activación [16].....	18
Figura 3. Diagrama de Flujo general de la metodología de optimización de tiempos de coordinación del relé 50/51.	25
Figura 4. Diagrama de Curvas TCC en PowerFactory para la cadena de protecciones del Alimentador 1 de la red CIGRE con relés ABB.....	45
Figura 5. Diagrama de Curvas TCC en PowerFactory para la troncal principal del sistema IEEE de 33 barras.	49

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TÍTULO: “OPTIMIZACIÓN EN TIEMPOS DE OPERACIÓN EN LA COORDINACIÓN DEL RELÉ 51”

Autores:

Javier Alejandro Portilla Mora

Erick Elian Solórzano Sánchez

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó la optimización en los tiempos de operación del relé 50/51 en un sistema radial mediante un modelo de Programación Lineal Entera Mixta (MILP) en un entorno de co-simulación Python–DIGSILENT PowerFactory, el cual permitió la automatización de la coordinación. El algoritmo en Python extrajo la topología, corrientes de carga y cortocircuitos, la linealización de las curvas junto al solver HiGHS permitieron minimizar los diales garantizando un margen de coordinación dentro de los rangos. El modelo asignó dinámicamente Factores de Sobrecarga, evaluó la unidad instantánea 50 para evitar sobrealcances y adaptó la evaluación ante fallas en transformadores en conexión Delta-Estrella. La metodología se evaluó en los sistemas CIGRE MV e IEEE 33 Barras equipados con relés ABB Relion REF615 y Siemens SIPROTEC 7SJ62 respectivamente, usando la curva IEC Normal Inversa y la curva ANSI Normalmente Inversa, donde los resultados mostraron selectividad en todos sus pares de coordinación ante un margen de discriminación establecido. En el análisis comparativo de resultados entre las curvas, se evidenció una reducción del 34.05% en la sumatoria de los tiempos de operación en la curva ANSI frente a la curva IEC debido a las características propias de cada una de ellas.

Palabras clave: Protección de sobrecorriente, MILP, Coordinación, Co-simulación, Radial.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

TÍTULO: “OPTIMIZATION OF OPERATING TIMES IN OVERCURRENT RELAY (51) COORDINATION”

Autores:

Javier Alejandro Portilla Mora

Erick Elian Solórzano Sánchez

ABSTRACT

In the present paper, the optimization of operating times of the 50/51 relay in a radial system was carried out using a Mixed-Integer Linear Programming (MILP) model within a Python–DgSILENT PowerFactory co-simulation environment, which enabled the automation of the coordination. The Python algorithm extracted the topology, load currents, and short circuits. The linearization of the curves along with the HiGHS solver allowed minimizing the time dial settings while maintaining the required coordination time margin. The model dynamically assigned Overload Factors, examined the instantaneous unit 50 to avoid overreach, and accounted for faults involving Delta-Star connected transformers. The methodology was validated in the CIGRE MV and IEEE 33-bus systems equipped with ABB Relion REF615 and Siemens SIPROTEC 7SJ62 relays respectively, using the IEC Normal Inverse curve and the ANSI Normally Inverse curve, where the results showed selectivity in all coordination pairs for an established discrimination margin. In the comparative analysis of the results between the curves, a 34.05% reduction in the sum of operating times was evidenced in the ANSI curve compared to the IEC curve due to the characteristics of each of them.

Keywords: Overcurrent protection, MILP, Coordination, Co-simulation, Radial.

1. INFORMACIÓN GENERAL

Tema del proyecto: Optimización en tiempos de operación en la coordinación del relé 51

Modalidad de Titulación: Se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Modalidad de Titulación

MODALIDAD DE TITULACIÓN	HOMOLOGACIONES PARA INFORME FINAL DE TITULACIÓN	SELECCIÓN
Proyecto de investigación	Informe de Proyecto de investigación	X
	Artículo científico	
	Patente, Modelo de utilidad, Certificado de propiedad intelectual.	

Trabajo de Titulación Vinculado al Proyecto: Estrategias de planeación de Sistemas Eléctricos en el contexto de la transición energética.

Equipo de Trabajo del Trabajo de Titulación:

- **Estudiantes:** Portilla Mora Javier Alejandro - Solórzano Sánchez Erick Elian
- **Tutor de Titulación:** Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso

Área de Conocimiento: Se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. Áreas Conocimientos Unesco

07 Ingeniería, industria y construcción	071 Ingeniería y profesiones afines	0713 Electricidad y energía
---	-------------------------------------	-----------------------------

Línea de investigación: Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental. Tecnología de la información y las comunicaciones, robótica, automatización y optimización de sistemas.

Sublíneas de investigación de la Carrera: Automatización, control y protección de sistemas eléctricos en el sector productivo y los servicios.

2. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran en constante crecimiento y expansión debido al continuo aumento de demanda, por ello la protección de estos sistemas es fundamental para asegurar la confiabilidad del servicio y se debe implementar dispositivos con el propósito de detectar condiciones de falla y aislar los elementos que se encuentren afectados en el menor tiempo posible. Entre los dispositivos más utilizados se encuentra el relé de sobrecorriente 51, debido a su bajo costo, facilidad de operación y su alta aplicabilidad en diferentes topologías de red [1].

La coordinación de protecciones es el proceso mediante el cual se calculan los parámetros de ajuste de los relés tales como la corriente de arranque Pickup y el multiplicador de tiempo (TMS) también llamado Dial, con los cuáles se garantiza el principio de selectividad, el cual establece que ante cualquier falla, debe entrar en operación el relé principal que es el más cercano a esta zona, mientras que el relé aguas arriba llamado relé de respaldo debe iniciar su operación después de un tiempo denominado Intervalo de Tiempo de Coordinación. El valor de este intervalo es fijado tradicionalmente en 0.25 segundos, esta restricción garantiza que las zonas que no se encuentran afectadas sigan funcionando de manera continua [2].

El proceso para la coordinación es secuencial, es decir en cascada desde la carga hacia la fuente, por ello los tiempos de operación van incrementando a medida que se va escalando, en alimentadores largos esto provoca que los relés de cabecera tengan un tiempo de acción menor por lo que los componentes como transformadores y conductores se someten a un esfuerzo térmico y dinámico destructivo [3]. También se adiciona el problema de los métodos analíticos tradicionales los cuales arrojan valores de dial continuos, pero los relés físicos implementados en campo solo permiten ajustes discretos según el paso del dial que puede ser de 0.01 o 0.05 dependiendo del tipo de relé. Redondear estas cantidades manualmente suele dañar el margen CTI calculado, generando solapamientos de curvas y disparos no selectivos [4].

Para contrarrestar esta problemática, la Programación Lineal Entera Mixta (MILP) es una solución matemática que permite modelar restricciones operativas en toda la red simultáneamente, buscando un óptimo global en el cual se obtenga la combinación adecuada de diales que minimicen el tiempo

de disparo de los relés, garantizando el cumplimiento de tiempo de coordinación [3], la formulación mediante MILP permite restringir el dial de tiempo para que tome únicamente valores discretos permitiendo que estas soluciones sean programables en equipos reales [5].

El presente Informe de Proyecto de Investigación desarrolla una arquitectura computacional que automatiza este proceso en un ciclo de lazo cerrado, comunicando el software de análisis de sistemas de potencia DIgSILENT PowerFactory con un algoritmo en Python impulsado por el solver de optimización HiGHS. Este proyecto incluye diferentes criterios para la coordinación de protecciones como el asignar Factores de Sobrecarga (OLF) de forma dinámica dependiendo de si el elemento es línea, carga o transformador, también activa o desactiva automáticamente las unidades de disparo instantáneas 50 en función de las condiciones de falla; adapta la simulación a cortocircuitos bifásicos cuando detecta transformadores con conexión Delta-Estrella, con el fin de representar de mejor manera el comportamiento del sistema ante fallas bifásicas; y ajusta las corrientes de arranque pickups de acuerdo con los valores disponibles en los relés comerciales de fabricantes como ABB y Siemens.

2.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

Los sistemas de distribución radial presentan el desafío de la coordinación en cascada, el ajuste manual iterativo provoca que los tiempos de operación del Dial (TDS) se acumulen progresivamente hacia la fuente. En sistemas como el IEEE de 33 barras, los relés de cabecera alcanzan tiempos de despeje críticos superiores a 2 segundos, lo que incrementa exponencialmente el esfuerzo térmico y dinámico sobre transformadores de potencia y conductores ante fallas severas. Adicionalmente, los cálculos analíticos tradicionales arrojan valores continuos de Dial que son físicamente imposibles de programar en los relés comerciales de subestación, los cuales operan en pasos discretos fijos. Este error de redondeo en la parametrización de equipos destruye el Intervalo de Tiempo de Coordinación (CTI) exigido por la norma IEEE C37.112. En consecuencia, las curvas características se solapan en la zona de altas corrientes o fallas bifásicas asociadas a la conexión Delta-Estrella, provocando disparos no selectivos que desconectan ramales sanos y afectan los índices de calidad del servicio eléctrico exigidos por las entidades reguladoras a nivel nacional e internacional.

2.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo automatizar la coordinación de protecciones 50/51 de un sistema eléctrico radial garantizando la optimización en los tiempos operación?

2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.3.1. Objeto de Investigación: Coordinación de Protecciones Eléctricas en Sistemas de Potencia

2.3.2. Campo de Acción: 3306.09 Transmisión y Distribución

2.4. BENEFICIARIOS

2.4.1. Directo

- Empresas de Distribución Eléctrica, específicamente los departamentos de protecciones y operación, al disponer de una metodología automatizada que reduce los tiempos de ingeniería en el ajuste de relés y mejora la confiabilidad de sus redes.
- Profesionales de ingeniería eléctrica encargados del diseño y calibración de sistemas de potencia, quienes podrán optimizar sus flujos de trabajo obteniendo ajustes matemáticamente exactos y directamente programables en relés de marcas comerciales.

2.4.2. Indirecto

- Clientes residenciales, comerciales e industriales conectados a la red de distribución, quienes se beneficiarán de una mayor calidad y continuidad del suministro debido a la reducción en los tiempos de interrupción por fallas y la minimización de daños en la infraestructura.
- Estudiantes e investigadores del área de sistemas de potencia al contar con una referencia bibliográfica, un código y una validación práctica de algoritmos de optimización matemática MILP en co-simulación, aplicados a problemas de coordinación.

2.5. JUSTIFICACIÓN

- Justificación Técnica: Los métodos manuales o heurísticos de coordinación tienden a estancarse en mínimos locales o incurrir en violaciones del CTI debido al redondeo en la parametrización física. El modelo MILP garantiza el hallazgo del óptimo global absoluto y fuerza desde su matriz base a que los diales de tiempo asuman valores discretos precisos según el catálogo del fabricante. Esto, sumado al cálculo dinámico del Factor de Sobrecarga

(OLF) y la evaluación automatizada de la unidad 50 ante fallas remotas, permite alcanzar un nivel de precisión y desempeño superior al obtenido mediante enfoques convencionales de coordinación.

- **Justificación Económica:** Reducir al mínimo los tiempos de operación de los relés troncales minimiza la energía de falla pasante. Esto mitiga el daño por fatiga térmica y mecánica en el aislamiento de los transformadores de potencia y las líneas de distribución. En consecuencia, se maximiza la vida útil de estos activos de alto costo y se reducen significativamente los gastos operativos y de mantenimiento correctivo de la empresa eléctrica.
- **Justificación Académica:** El desarrollo contribuye al acercamiento tecnológico de la Universidad Técnica de Cotopaxi, modernizando el área de protecciones al transicionar del análisis estático tradicional hacia la co-simulación activa con algoritmos matemáticos en lazo cerrado, siendo de alto interés científico y aplicación real.

2.6. ALCANCE

- **Topologías de Red:** Sistemas de distribución puramente radiales, caracterizados por un flujo de corriente de cortocircuito unidireccional.
- **Tipos de Protección:** Análisis y parametrización exclusiva de relés de sobrecorriente de fase, operando bajo curvas de tiempo inverso estandarizadas.

2.7. LIMITACIONES

- **Generación Distribuida (DG):** No se contempla la inclusión de fuentes de generación distribuida, ya que su presencia introduce flujos de falla bidireccionales.
- **Equipos Híbridos:** La optimización matemática se restringe a la coordinación Relé-Relé. No se incluye la coordinación en cascada con fusibles de expulsión, reconectores automáticos o seccionadores.

2.8. OBJETIVOS

2.8.1. General

Desarrollar un modelo de Programación Lineal Entera Mixta mediante el entorno de co-simulación Python–PowerFactory para optimizar la coordinación de relés de sobrecorriente 50/51 de fase en un sistema eléctrico radial.

2.8.2. Específicos

- Investigar los fundamentos y el estado del arte referentes a la coordinación de relés de sobrecorriente y la aplicación de técnicas de optimización en sistemas eléctricos.
- Identificar los datos topológicos, corrientes de carga y valores de cortocircuito desde DIgSILENT PowerFactory mediante su API en Python.
- Formular un modelo de optimización lineal entero mixto que garantice la coordinación de los relés de sobrecorriente, y evaluar su desempeño en un sistema eléctrico radial.

2.9. SISTEMA DE TAREAS

Tabla 3. Sistema de Tareas del Plan de Titulación

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Investigar los fundamentos y el estado del arte referentes a la coordinación de relés de sobrecorriente y la aplicación de técnicas de optimización en sistemas eléctricos.	Revisión bibliográfica sistemática sobre las limitaciones de los métodos convencionales y heurísticos en sistemas radiales.	Fundamentación teórica establecida que justifica técnica y matemáticamente la adopción de la Programación Lineal Entera Mixta como solución idónea.	Bases de datos científicas (IEEE Xplore, Scopus, etc.).
	Análisis de las características constructivas y escalones de discretización en relés numéricos comerciales.	Base de datos estructurada con las constantes normativas (IEC/ANSI) y rangos físicos de equipos comerciales.	Catálogos técnicos y hojas de datos de fabricantes ABB y Siemens
Identificar los datos topológicos, corrientes de carga y valores de cortocircuito desde DIgSILENT PowerFactory mediante su API en Python.	Programación del script de interconexión (API) en Python para enlazar con el entorno de simulación.	Script de interconexión operativo que otorga acceso y control directo sobre los motores de cálculo del simulador.	Lenguaje Python y Librería PowerFactory.
	Ejecución automatizada de simulaciones de flujo de carga y cortocircuito Método Completo IEC 60909 para la extracción de variables.	Parámetros eléctricos identificados por el algoritmo y estructurados en memoria para alimentar el modelo de optimización	Software DIgSILENT PowerFactory Módulo de Flujo de Carga y Cortocircuito. Librería Pandas en Python.

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Formular un modelo de optimización lineal entero mixto que garantice la coordinación de los relés de sobrecorriente, y evaluar su desempeño en un sistema eléctrico radial.	Modelado matemático de restricciones, discretización física de equipos y linealización de curvas inversas.	Sistema de ecuaciones, inecuaciones y función objetivo estructuradas matemáticamente.	Teoría de Programación Lineal Entera Mixta
	Codificación del modelo MILP en Python e integración con el solver de optimización HiGHS.	Algoritmo funcional capaz de converger hacia diales discretos que minimizan los tiempos de operación global.	Python, Librería SciPy, Solver HiGHS, NumPy.
	Inyección automatizada de los parámetros óptimos en los relés virtuales y comparación de curvas TCC.	Relés de los sistemas calibrados automáticamente, con un reporte Excel que validan el 100% de la selectividad	Script de parametrización y de generación de reportes automáticos

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO – ESTADO DEL ARTE

La coordinación de relés de sobrecorriente ha evolucionado desde el ajuste heurístico empírico hacia formulaciones matemáticas rigurosas, dado el impacto severo de un ajuste ineficiente en los índices de confiabilidad. A continuación, se detalla el análisis de la literatura y el progreso de las metodologías empleadas para resolver este desafío.

3.1.1. Programación Lineal y el Problema del Tiempo Continuo

Los primeros estudios buscaron mejorar la coordinación de protecciones mediante métodos de optimización lineal. Urdaneta y su equipo en [6], formularon un modelo de “Programación Lineal Sucesiva” para sistemas mallados. La función objetivo buscaba minimizar los tiempos operativos asumiendo las corrientes de arranque como constantes y dejando al Dial (TMS) como variable de decisión a minimizar. De manera homóloga, autores como Zapata y Mejía en [7] aplicaron estas técnicas de Programación Lineal estricta para sistemas puramente radiales y posteriormente, en [8], expandieron el modelo a sistemas enmallados, demostrando la complejidad matemática del problema.

No obstante, esta primera generación de formulaciones posee una limitación crítica para la implementación real puesto que asumen un modelo de tiempo continuo, al resolver el sistema mediante algoritmos clásicos como el Simplex, el optimizador asume que el Dial puede tomar

cualquier valor infinitesimal como por ejemplo 0.13452. Sin embargo, el hardware de los relés de protección comerciales posee pasos discretos, por ejemplo, saltos de 0.01 o 0.05. Al forzar el redondeo de la solución teórica continua hacia el valor discreto comercial más cercano, se generan alteraciones impredecibles en las curvas, lo que en numerosas ocasiones provoca que el CTI se viole, desencadenando traslapes (solapamientos) y fallas de coordinación severas [2].

3.1.2. La Era de las Metaheurísticas y sus Fallas de Discretización

Ante la complejidad combinatoria y la imposibilidad de la Programación Lineal de resolver eficazmente espacios discretos sin redondeos fatales, la investigación académica dio un giro hacia los algoritmos bio-inspirados.

En [2] se detallan cómo técnicas como Algoritmos Genéticos (GA), Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) y Colonia de Abejas Artificiales inundaron el campo. Por ejemplo, en redes con alta penetración de Generación Distribuida Zeineldin demostró en [9] la capacidad de GA y PSO para encontrar ajustes aceptables en topologías cambiantes.

Desarrollos más recientes como Jiménez en [1], lograron reducciones superiores al 50% en los tiempos de operación, tal como lo expone. A nivel algorítmico, los investigadores siguen creando modelos híbridos para mejorar los algoritmos base; un claro ejemplo es el algoritmo HWGO analizado en [10].

A pesar del auge investigativo, estos métodos enfrentan problemas fundamentales:

- Falta de garantía del óptimo global ya que al ser algoritmos estocásticos (aleatorios), pueden estancarse en mínimos locales, arrojando ajustes subóptimos.
- El problema de la discretización persiste puesto que la mayoría de estos algoritmos operan en espacios de búsqueda continuos y, al igual que la Programación Lineal, sufren profundamente al trasladar la respuesta al mundo real discreto.
- El Alto Costo Computacional demanda tiempos de ejecución y parametrización que dificultan su uso rutinario en la industria.

3.1.3. Mezcla de Curvas No Convencionales: El Riesgo de Solapamientos

Un intento paralelo por mejorar los tiempos de despeje ha sido alterar el tipo de curva. En estudios recientes como los de Vásquez en [11] y otras implementaciones mediante Algoritmos Genéticos

expuestas en [12], se exploró la mezcla agresiva de diferentes familias de curvas. Adicionalmente, en [13] se expone el uso de funciones de tiempo adaptativo para compensar la variabilidad generada por la generación distribuida.

Aunque matemáticamente esto logra reducir el área bajo las curvas y disminuir la sumatoria de tiempos, en la práctica industrial la mezcla de formas de onda genera puntos de cruce (solapamientos) peligrosos. Si bien el CTI puede cumplirse para la falla máxima, en corrientes de falla intermedias o fallas altamente resistivas, las curvas distintas tienden a cruzarse, provocando que el relé de respaldo opere antes que el principal, arruinando la selectividad.

3.1.4. Programación Lineal Entera Mixta (MILP)

La solución definitiva a los problemas de redondeo heurístico, falta de óptimo global y mezcla peligrosa de curvas, se ha consolidado recientemente a través de la Programación Lineal Entera Mixta (MILP).

Tal como expone en [4], MILP aborda el problema de la coordinación en sistemas radiales tratando estrictamente a los diales como variables discretas desde la formulación matemática inicial. Al imponer esta restricción al optimizador, es imposible que arroje un resultado decimal no comercial que requiera redondeo. La solución obtenida es directamente inyectable en el relé y garantiza, matemáticamente, que es el óptimo global infalible.

Por su parte, Damchi y su equipo en [3] expanden este concepto mencionando que el problema de coordinación es de naturaleza no lineal y no convexa, y que los enfoques heurísticos fallan fuertemente al quedar atrapados en óptimos locales, por ello en concordancia con los planteamientos de Srinivas y Swarup en [5], utiliza inecuaciones disyuntivas para linealizar los términos complejos y tratar tanto la corriente de arranque como el dial de forma enteramente determinista.

3.2. MARCO CONCEPTUAL REFERENCIAL

3.2.1. Análisis de Fallas y Cortocircuitos en Sistemas de Potencia

Las fallas en redes de distribución son eventos inevitables derivados de factores ambientales y desgaste de la infraestructura, estas contingencias provocan que el sistema abandone su estado de equilibrio, derivando en altas corrientes que pueden destruir equipos y desestabilizar la red.

Los cortocircuitos se clasifican fundamentalmente en dos categorías:

- Fallas Simétricas: El cortocircuito trifásico, el cual impone la mayor solicitud térmica y electromecánica sobre los equipos.
- Fallas Asimétricas: Incluyen fallas fase-tierra 1ϕ , fase-fase 2ϕ y bifásica a tierra $2\phi G$.

Para el estudio de la coordinación de protecciones, la falla trifásica en la barra remota se emplea para dimensionar la operación de respaldo máximo, mientras que la falla bifásica representa a menudo un límite inferior de sensibilidad crítico.

3.2.2. Fundamentos de los Sistemas de Protección

Según establecen Blackburn y Domin en [14], el objetivo primordial de cualquier esquema de protección es aislar el elemento afectado del resto del sistema eléctrico de la manera más rápida y precisa posible, minimizando el daño a los equipos y manteniendo la continuidad del servicio para la mayor cantidad de carga. Para cumplir con este objetivo, el diseño del esquema de protección debe satisfacer cinco criterios fundamentales: Confiabilidad, Selectividad, Rapidez, Economía y Sensibilidad.

3.2.2.1. Confiabilidad

La confiabilidad es, quizás, el requisito más crítico y a menudo malinterpretado. En la literatura especializada, autores como Horowitz y Phadke en [15] y el mismo Blackburn [14], coinciden en que la confiabilidad no es un atributo singular, sino que se compone de dos aspectos antagónicos que deben equilibrarse:

- **Fiabilidad:** Se define como el grado de certeza de que el relé operará correctamente ante una falla dentro de su zona de protección asignada. Una falta de fiabilidad implica que una falla no sea despejada, lo que puede resultar en la destrucción catastrófica de transformadores, generadores o líneas, e incluso en el colapso del sistema de potencia.
- **Seguridad:** Se define como el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente ante fallas externas o condiciones normales de operación. Una falta de seguridad provoca disparos erróneos, sacando de operación circuitos sanos y debilitando la integridad de la red sin justificación técnica.

Existe una dicotomía inherente entre estos dos conceptos: al intentar aumentar la fiabilidad, se tiende a degradar la seguridad. El ingeniero debe optimizar este compromiso basándose en la topología de la red.

3.2.2.2. Selectividad

La selectividad es la capacidad del sistema de protección para determinar el punto exacto de la falla y desconectar únicamente el elemento averiado, dejando en servicio al resto del sistema. Blackburn [14] identifica este atributo como el pilar de la coordinación de protecciones. La selectividad se puede lograr mediante dos enfoques:

- **Selectividad Absoluta:** Donde la protección responde solo a fallas dentro de una zona delimitada físicamente.
- **Selectividad Relativa o Cronométrica:** Utilizada en los esquemas de sobrecorriente (50/51). Aquí, la discriminación se logra mediante el escalonamiento de los tiempos de operación y los niveles de corriente, permitiendo que los dispositivos de protección actúen en una secuencia jerárquica predeterminada.

3.2.2.3. Rapidez

La velocidad de despeje de la falla es esencial para limitar los efectos destructivos del cortocircuito. Según Anderson en [16], la rapidez se justifica por tres razones físicas principales:

- **Estabilidad del Sistema:** En redes de transmisión, un despeje tardío puede provocar que los generadores pierdan sincronismo, derivando en apagones masivos.
- **Daño al Equipo:** La energía térmica disipada en el punto de falla es proporcional al cuadrado de la corriente por el tiempo. Reducir el tiempo de operación limita el daño en los devanados de transformadores y evita la fusión de conductores.
- **Seguridad Pública:** Minimiza el tiempo de exposición a tensiones de paso y contacto peligrosas para el personal y el público en general.

3.2.2.4. Economía y Simplicidad

Aunque la máxima protección posible sería deseable, en [14] enfatiza que el costo del esquema de protección debe guardar una proporción lógica con el costo del equipo protegido y la importancia de la carga.

Este principio de economía es la razón técnica por la cual los Relés de Sobrecorriente (50/51) son el estándar en sistemas de distribución. A pesar de que un esquema de protección diferencial (87) ofrecería mayor selectividad y velocidad, su costo (requiriendo canales de comunicación y TCs en ambos extremos) es prohibitivo para la gran cantidad de ramales de una red de distribución. Por tanto, se acepta el compromiso de utilizar relés 51, que son más económicos y simples, a cambio de asumir la complejidad matemática de su coordinación temporal.

3.2.2.5. Sensibilidad

La sensibilidad se refiere a la capacidad del sistema para detectar condiciones anormales que exceden por poco margen los valores nominales. El sistema debe ser lo suficientemente sensible para operar ante la corriente de cortocircuito mínima prevista (como una falla monofásica al final de la línea), pero lo suficientemente robusto para no operar ante picos de carga transitorios o corrientes de inrush de transformadores [14].

3.2.3. Zonas de Protección

La estrategia fundamental para la protección de sistemas de potencia complejos consiste en la división de la red eléctrica en áreas de operación discretas y protegidas individualmente, denominadas zonas de protección. Según lo establece en [15], esta segmentación es necesaria para minimizar la cantidad de equipo desconectado durante una falla, adhiriéndose al principio de selectividad. Generalmente, estas zonas se clasifican en función de los componentes primarios de la red: generadores, transformadores, barras, líneas de transmisión y motores.

El objetivo teórico es que, ante una contingencia dentro de una zona específica, los relevadores asociados identifiquen la condición anormal y ordenen la apertura exclusiva de los interruptores que aíslan dicha zona, manteniendo la estabilidad y continuidad del servicio en el resto del sistema interconectado [16].

3.2.3.1. Principio de Solapamiento (Overlapping)

Para garantizar la confiabilidad del esquema de protección, es imperativo que no existan áreas del sistema eléctrico sin supervisión. Si las zonas de protección se diseñaran adyacentes, pero sin superposición, existiría una interfaz física entre ellas donde una falla no sería detectada por ningún relevador primario.

Para mitigar este riesgo, Anderson [16] y Blackburn [14] coinciden en que las zonas de protección deben estructurarse con un solapamiento (overlapping) deliberado. Este traslape asegura que cualquier falla en la frontera entre dos zonas (por ejemplo, entre una línea de transmisión y una barra) sea detectada por los sistemas de protección de ambas áreas.

3.2.4. Esquemas de Protección Principal y de Respaldo

La confiabilidad de un sistema de potencia no reside únicamente en su diseño primario, sino en la capacidad de su sistema de protección para responder ante eventualidades, incluso cuando los propios elementos de protección fallan. Según [14], el diseño de protecciones se estratifica en dos niveles funcionales: protección principal y protección de respaldo. Esta división es fundamental para gestionar el riesgo inherente a las fallas de componentes físicos y lógicos.

3.2.4.1. Protección Principal

La protección principal constituye la primera línea de defensa del sistema. Su función es aislar la falla dentro de su zona protegida en el menor tiempo posible, generalmente de forma instantánea o con retardos mínimos intencionales. Como se establece en [15], la protección principal debe cubrir el 100% del elemento protegido y operar con estricta selectividad, disparando únicamente los interruptores necesarios para despejar la falla.

En sistemas de Alta Tensión, es práctica común que la protección principal no sea un único relevador, sino dos sistemas independientes operando en paralelo para garantizar la alta velocidad de despeje, aunque funcionalmente ambos actúen como protecciones principales [14].

3.2.4.2. Necesidad del Respaldo

El concepto de respaldo surge del reconocimiento estadístico de que los sistemas de protección pueden fallar. En [14] y [16] se detallan las causas más frecuentes de falla en el despeje de una contingencia, las cuales justifican la implementación de esquemas de respaldo:

- Falla en la bobina de disparo o mecanismo del interruptor de potencia.
- Falla interna en el relevador de protección (hardware o software).
- Pérdida de la señal de corriente o voltaje (falla en TCs o TPs).
- Falla en el suministro de energía auxiliar (baterías de CC).
- Fallas en el cableado de control o circuitos de disparo.

Ante cualquiera de estos escenarios, la protección de respaldo tiene la responsabilidad de despejar la falla, aunque esto implique generalmente un tiempo de operación mayor y una desconexión más amplia del sistema para asegurar la extinción del arco. En la Figura 1 se muestra la Protección local y remota Figura 1. Protección Local y remota [15].

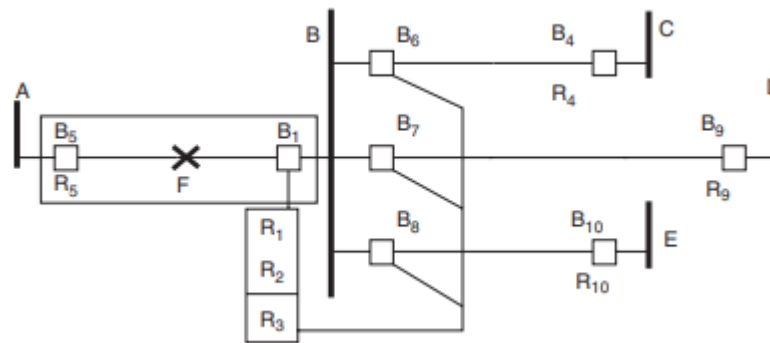


Figura 1. Protección Local y remota [15]

3.2.5. Criterios de Selección y Coordinación

La elección entre respaldo local y remoto es una decisión económica y técnica. Horowitz [15] señala que, en niveles de voltaje de distribución y subtransmisión, el respaldo remoto es aceptable debido a su bajo costo. Sin embargo, en sistemas de transmisión de Extra Alta Tensión (EHV), donde la estabilidad del sistema es crítica, el respaldo local y la duplicación de sistemas son obligatorios para garantizar tiempos de despeje rápidos y evitar colapsos en cascada [14], [16].

La coordinación temporal es el factor clave que vincula ambos sistemas: el respaldo siempre debe esperar un margen de tiempo suficiente (intervalo de coordinación) para permitir que la protección principal actúe primero, evitando disparos innecesarios [14].

3.2.6. Protección de Sobrecorriente (ANSI 50/51)

La protección de sobrecorriente es el esquema más básico y universalmente empleado en los sistemas de potencia. Según [14], su filosofía operativa se fundamenta en la premisa de que, durante una falla (cortocircuito), la corriente fluye con magnitudes significativamente superiores a las de la corriente de carga máxima. El objetivo del relevador es discriminar entre condiciones de carga normal, sobrecargas temporales permisibles y condiciones de falla, iniciando la desconexión del circuito únicamente en este último caso.

De acuerdo con el estándar *IEEE C37.2* y la clasificación funcional descrita en [16], estos dispositivos se dividen en dos categorías principales según su característica de tiempo de operación: la unidad instantánea (ANSI 50) y la unidad temporizada (ANSI 51).

3.2.6.1. Unidad de Sobrecorriente Instantánea (ANSI 50)

La función 50 está diseñada para operar sin retardo de tiempo intencional cuando la corriente supera un umbral preestablecido. Horowitz y Phadke [15] explican que su aplicación principal es el despeje rápido de fallas severas que ocurren cerca de la fuente o dentro de una zona crítica donde la magnitud de la corriente de cortocircuito es muy elevada.

Desde el punto de vista del ajuste, el criterio fundamental para la unidad 50 es la seguridad. El valor de ajuste (*pickup*) debe ser lo suficientemente alto para no operar ante fallas que ocurran fuera de su zona de protección (por ejemplo, en el extremo remoto de una línea). Blackburn [14] advierte sobre el fenómeno del "alcance transitorio", donde la componente de corriente continua (DC offset) de una falla asimétrica podría causar que una unidad instantánea opere erróneamente para fallas externas. Por ello, el ajuste típico se establece con un margen de seguridad, cubriendo usualmente entre el 70% y 80% de la impedancia de la línea protegida, dejando el resto de la cobertura a la unidad temporizada.

3.2.6.2. Unidad de Sobrecorriente Temporizada (ANSI 51)

A diferencia de la unidad instantánea, la función 51 opera con un retardo de tiempo que es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente de falla. Este comportamiento se denomina característica de Tiempo Inverso: cuanto mayor es la corriente de falla, menor es el tiempo que tarda el relé en disparar [14].

En [16] destaca que esta característica inversa es fundamental para lograr la coordinación entre dispositivos en serie. Permite que el relé más cercano a la falla opere más rápido que los relés de respaldo ubicados aguas arriba, dado que estos últimos verán la misma corriente, pero tendrán un tiempo de operación mayor debido a sus ajustes de curva.

Parámetros de Ajuste Fundamentales:

Para definir el comportamiento de la unidad 51, la literatura técnica establece dos ajustes primarios [14], [15]:

- **Corriente de Arranque (Pickup o Tap):** Es el valor mínimo de corriente requerida para iniciar el funcionamiento del relé. Generalmente se selecciona por encima de la máxima corriente de carga esperada, pero por debajo de la mínima corriente de falla calculada al final de la zona protegida.
- **Dial de Tiempo (TDS o TMS):** Es el mecanismo de ajuste que permite desplazar la curva de operación en el eje del tiempo. En los relés electromecánicos, esto correspondía físicamente a la separación de los contactos móviles; en los relés numéricos modernos, es un multiplicador escalar de la ecuación de tiempo. Este parámetro es la variable principal utilizada por los ingenieros de protecciones para lograr el margen de coordinación (CTI) entre dispositivos adyacentes.

3.2.7. Curvas Características de Tiempo Inverso Normalizadas

La selectividad en la protección de sobrecorriente depende intrínsecamente de la forma de la curva de operación del relevador. Históricamente, estas formas estaban determinadas por el diseño físico del disco de inducción electromecánico. Sin embargo, en la actualidad, los relevadores numéricos emulan estas características mediante algoritmos matemáticos precisos, lo que ha llevado a una estandarización rigurosa para garantizar la interoperabilidad y la coordinación entre dispositivos de distintos fabricantes.

3.2.7.1. Estandarización Matemática (IEEE e IEC)

Según explican Blackburn y Domin [19], la relación entre el tiempo de operación (t) y la corriente de falla (I) ya no es empírica, sino que se rige por ecuaciones normalizadas. Las dos normativas predominantes a nivel mundial son:

- **IEEE C37.112:** *Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays*. Define las curvas típicas norteamericanas (US Curves).
- **IEC 60255:** Define las curvas estándar internacionales (European Curves).

Anderson [16] señala que, aunque las fórmulas difieren ligeramente en su estructura algebraica, ambas persiguen el mismo objetivo: definir una familia de curvas donde el tiempo de disparo disminuye exponencialmente a medida que aumenta la magnitud de la falla.

3.2.8. Clasificación de las Familias de Curvas

La "pendiente" o inclinación de la curva determina qué tan rápido cambia el tiempo de disparo ante cambios en la corriente. Horowitz y Phadke [15] clasifican estas curvas en tres categorías principales según su aplicación tal como se muestra en la Figura 2:

- **Inversa (Inverse - CO-8):** Presenta una característica relativamente plana. Es adecuada para situaciones donde la magnitud de la corriente de falla no varía drásticamente a lo largo de la línea protegida o donde la coordinación con otros dispositivos no es crítica.
- **Muy Inversa (Very Inverse - CO-9):** Su pendiente es más pronunciada, lo que significa que el tiempo de operación aumenta considerablemente para corrientes bajas. Blackburn [14] recomienda su uso en líneas de transmisión donde la corriente de cortocircuito disminuye significativamente a medida que la falla se aleja de la subestación, permitiendo una mejor selectividad por magnitud.
- **Extremadamente Inversa (Extremely Inverse - CO-11):** Es la curva más pronunciada. En [16] se destaca su aplicación vital para coordinar con **fusibles** (cuya característica de fusión es I^2t) y para soportar corrientes de inserción de carga fría (*cold load pickup*) y arranques de motores sin disparos intempestivos.

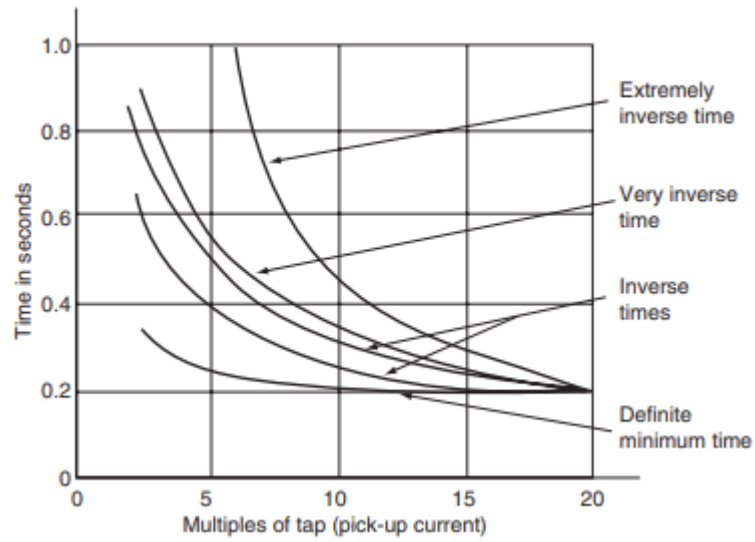


Figura 2. Características típicas del relé de sobrecorriente de tiempo inverso. Para una comparación general, las curvas se fijan en 0,2 s a 20 veces la corriente mínima de activación [16].

3.2.9. Ecuaciones y Coeficientes de Ajuste

La representación matemática generalizada para estas curvas en los relevadores basados en microprocesadores se define mediante la siguiente ecuación estándar IEEE C37.112 en (1):

$$t = k * \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} + L \right) \quad (1)$$

Donde:

- t : tiempo de funcionamiento del relé en segundos
- k : dial de tiempo, o configuración del multiplicador de tiempo
- I : nivel de corriente de falla en amperios secundarios
- I_s : corriente PickUp (PU) seleccionada
- α, β, L : constantes de la curva seleccionada

Como se mencionó anteriormente, cada normativa ANSI/IEEE, IEC asigna valores específicos a estas constantes para modelar los distintos comportamientos dinámicos del relé, en la Tabla 4 se muestran las constantes de las diferentes curvas.

Tabla 4. Constantes para estándar del relé de sobrecorriente ANSI/IEEE [16]

Curve Description	Standar	α	β	L
Moderately Inverse	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Very Inverse	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extremey inverse	IEEE	2.0	28.2	0.1217
Inverse	CO8	2.0	5.95	0.18
Short-time inverse	CO2	0.02	0.0239	0.0169
Estándar inverse	IEC	0.02	0.14	0
Very inverse	IEC	1.0	13.5	0
Extremely inverse	IEC	2.0	80.00	0
Long-time inverse	UK	1.0	120	0

3.2.10. El Margen de Discriminación (CTI)

Para asegurar la selectividad entre dos dispositivos de sobrecorriente en serie, es imperativo establecer una diferencia de tiempo en sus operaciones, conocida como el Intervalo de Tiempo de Coordinación (CTI).

El CTI no es un valor arbitrario, sino la suma de variables físicas y márgenes de error que deben considerarse para evitar disparos simultáneos o incorrectos. Según la literatura técnica [14], [16], el CTI se compone de:

- **Tiempo de apertura del interruptor:** El tiempo que tarda el interruptor aguas abajo en extinguir el arco una vez que recibe la señal (típicamente 3 a 5 ciclos).
- **Tiempo de inercia o sobreviaje:** En relés electromecánicos, es el movimiento inercial del disco después de que se corta la corriente. En relés digitales, corresponde al tiempo de procesamiento del algoritmo y latencia de salida.
- **Errores instrumentales:** Márgenes de tolerancia en los Transformadores de Corriente (TC) y en la precisión de tiempo del propio relevador.
- **Margen de seguridad:** Un tiempo adicional prudencial (generalmente 0.1 a 0.2 segundos).

3.2.11. Distinción Funcional: Unidades de Fase (51P) y Tierra (51N/G)

Es fundamental establecer una diferenciación operativa entre las unidades de protección de fase y de tierra. Según Horowitz y Phadke [15], los criterios de sensibilidad para ambos son drásticamente distintos:

- **Relé de Fase (51P):** Debe permitir el flujo de la corriente de carga máxima, lo que limita su sensibilidad mínima. Debido a esto, no se requiere que la unidad de fase sea capaz de detectar todas las fallas a tierra, especialmente aquellas de alta impedancia, ya que su ajuste de arranque (*pickup*) suele ser elevado para evitar disparos por sobrecarga.
- **Relé de Tierra (51N/51G):** Dado que en condiciones normales de operación equilibrada la corriente de secuencia cero es prácticamente nula (o muy baja debido a desbalances naturales), esta unidad no está restringida por la corriente de carga. Esto permite ajustes mucho más sensibles (bajos), delegando a esta unidad la responsabilidad exclusiva de despejar fallas monofásicas a tierra de baja magnitud, liberando a la unidad de fase de esta exigencia [14].

3.2.12. Criterios de Ajuste para la Unidad Temporizada (51)

Consideración de Cargabilidad (Factor OLF)

El ajuste debe garantizar que el relé no opere ante condiciones de carga máxima ni sobrecargas temporales operativas. El valor de ajuste se calcula mediante el Factor de Sobrecarga OLF en (2):

$$PickUp = \frac{OLF * I_{nom}}{CTR} \quad (2)$$

Donde:

- Pickup : Corriente de arranque del relé en amperios secundarios
OLF : Factor de sobrecarga para margen frente a transitorios
 I_{nom} : Corriente nominal del elemento en el primario
CTR : Relación de transformación del transformador de corriente

Basado en las recomendaciones de diseño para evitar operaciones intempestivas, se adoptan los siguientes valores típicos de OLF [14], [15], [16]:

- **Motores:** OLF = 1.05. Debido a la precisión de sus curvas térmicas.
- **Líneas, Transformadores y Generadores:** OLF = 1.25 - 1.50. Permitiendo un margen de sobrecarga operativa estándar.
- **Alimentadores en Emergencia:** OLF = 2.00. Para permitir la transferencia de carga de otros circuitos sin disparo inmediato.

3.2.13. Comportamiento de Fallas Asimétricas en Transformadores Delta–Estrella

En transformadores con grupo de conexión Dyn, evaluar únicamente cortocircuitos trifásicos compromete la selectividad del sistema, ya que el desplazamiento angular de 30° provoca una transformación desbalanceada de las fallas asimétricas secundarias hacia el devanado primario en delta. Ante un cortocircuito bifásico (2ϕ) en el lado estrella, la corriente en la fase más cargada del primario se duplica respecto a las otras fases, alcanzando una magnitud equiparable a una falla trifásica. Por ende, la corriente de evaluación del relé de sobrecorriente 51 de respaldo debe considerar esta corriente reflejada crítica para evitar disparos prematuros antes de la apertura del relé principal,[17].

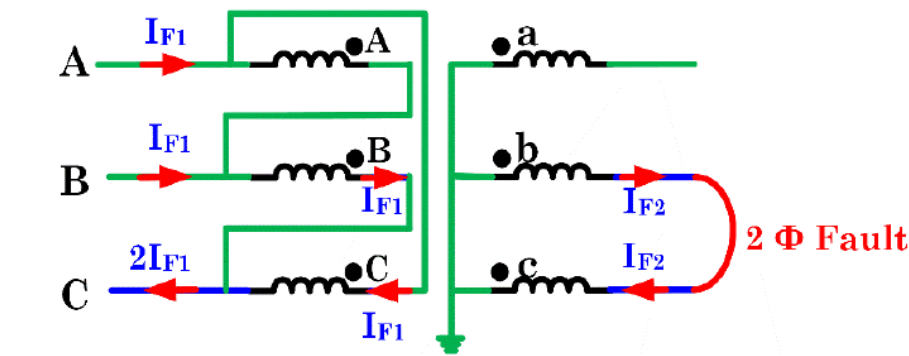


Figura 3. Distribución de las corrientes de falla bifásicas en el transformador de distribución en conexión Dy[17].

3.3. SISTEMAS RADIALES

3.3.1. Sistema de Prueba de Distribución de Media Tensión CIGRE MV

La red de prueba de media tensión europea CIGRE de 20 kV es un modelo estandarizado desarrollado por el grupo de trabajo CIGRE C6.04.02, diseñado como referencia técnica para el análisis de redes de distribución e integración de recursos energéticos distribuidos (DER). El sistema opera a una frecuencia nominal de 50 Hz y se compone de dos alimentadores principales

alimentados desde una red equivalente de alta tensión de 110 kV mediante transformadores de subestación de 25 MVA con grupo de conexión Dyn1. Su topología incorpora conductores aéreos y cables subterráneos de diferentes impedancias que abastecen consumos residenciales, comerciales e industriales, ofreciendo versatilidad para operar en configuraciones radiales o enmalladas a través de interruptores de seccionamiento [18]. En esta investigación, la red se modela bajo su configuración puramente radial sin inyección de generación distribuida, con el propósito de evaluar la cascada de relés de sobrecorriente 50/51 y verificar la selectividad ante fallas asimétricas reflejadas por el transformador. ANEXO A.

3.3.2. Sistema de Prueba de Distribución Radial IEEE de 33 Barras

El sistema de distribución IEEE de 33 barras es una red de prueba estándar introducida originalmente por Baran y Wu en 1989, para estudios de reconfiguración topológica, flujos de potencia y balance de carga en redes de distribución primaria. El sistema opera a un nivel de media tensión alimentado desde una subestación principal en la barra 1, su estructura física consta de 32 tramos de línea que conforman una troncal principal y tres ramales laterales, sin presencia de transformadores intermedios en el alimentador primario. Debido a la ausencia de transformadores que limiten las corrientes de falla y a la extensa cascada en serie que se forma a lo largo del alimentador troncal, esta red constituye un caso de estudio exigente para evaluar la escalabilidad del modelo de optimización matemática y verificar la selectividad estricta de las unidades de sobrecorriente[19].ANEXO B.

3.4. INTEGRACIÓN DEL MODELO EN PYTHON CON POWER FACTORY

La resolución del problema de coordinación se implementa mediante un entorno de co-simulación que vincula Python y DIgSILENT PowerFactory. A fin de automatizar el proceso de ajuste, la arquitectura se fundamenta en los siguientes componentes técnicos [20]:

3.4.1. Enlace e Interfaz de Comunicación (API)

La integración entre ambos entornos se ejecuta en modo "External Engine". A través de las librerías "sys", "os", se inyecta la ruta de los binarios de DIgSILENT, permitiendo importar el módulo base mediante "import powerfactory as pf". El puente de control maestro se establece con el comando `app = pf.GetApplication()`, el cual otorga a Python el control sobre la base de datos del proyecto activo sin requerir de una interfaz gráfica [20].

3.4.2. Motor de Simulación Eléctrica

El algoritmo prescinde del ingreso manual de datos ejecutando las rutinas integradas de DIGSILENT:

- **Flujo de Carga:** Se utiliza el objeto de comando ComLdf para ejecutar el cálculo (Newton-Raphson), extrayendo la corriente máxima de carga normal para definir el factor de sobrecarga de la unidad 51.
- **Cortocircuito:** Se emplea el comando ComShc bajo el estándar IEC 60909. El algoritmo lee dinámicamente el atributo de falla (m:Ikss) en los nodos para determinar las restricciones de la red y dimensionar el arranque de la unidad instantánea 50.

3.4.3. Exploración Topológica

Para generalizar el código a cualquier red radial, se utiliza el método `app.GetCalcRelevantObjects()`. Esta función escanea la red e identifica clases específicas de equipos como ".ElmLne" (líneas), ".ElmTr2" (transformadores) y ".ElmRelay" (relés). Con esta información, Python construye automáticamente una estructura de datos (diccionario) con las relaciones "Padre-Hijo" necesarias para el modelo [20].

3.4.4. Solver de Optimización Matemática (HiGHS)

El núcleo de cálculo del algoritmo reside en la formulación de Programación Lineal Entera Mixta (MILP). Para resolver las ecuaciones del CTI y las restricciones, se emplea el solver "HiGHS" (integrado mediante la librería `scipy.optimize`). HiGHS, es un motor matemático de alto rendimiento diseñado para encontrar el óptimo global exacto (diales mínimos) en tiempos computacionales reducidos, superando las deficiencias de los algoritmos heurísticos tradicionales [20].

3.4.5. Discretización e Inyección en Lazo Cerrado

Para que la solución sea aplicable industrialmente, el código somete el resultado matemático a un truncamiento forzoso. Utilizando la función `math.ceil`, los diales ideales se redondean al escalón comercial superior más cercano (ej. pasos de 0.01 o 0.05 propios de relés SEL o Siemens). Finalmente, la escritura de los parámetros de regreso a PowerFactory se realiza modificando

directamente los bloques del relé mediante el método `SetAttribute("Tpset")` (para el Dial) e `SetAttribute("Ipsetr")` (para los Pickups) [20].

3.4.6. Trazabilidad de Resultados

Con el uso de la librería estándar “csv”, el algoritmo consolida y exporta matricialmente todas las corrientes extraídas, las topologías detectadas y los ajustes finales inyectados en el software a un reporte estructurado externo, sirviendo como memoria de cálculo oficial [20].

4. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

En esta sección se describe de forma detallada la metodología desarrollada para la optimización de la coordinación de protecciones de sobrecorriente 51 y 50 en sistemas eléctricos con topología radial. El procedimiento propuesto formula un modelo de optimización matemática lineal entera mixta que minimiza los tiempos de operación de los relés garantizando la selectividad del sistema, e integra la simulación eléctrica en DlgSILENT PowerFactory mediante un algoritmo en Python que extrae automáticamente las condiciones operativas de la red e inyecta de forma directa los parámetros óptimos calculados en los relés comerciales del modelo de potencia.

4.1. ARQUITECTURA GENERAL Y DIAGRAMA DEL PROCESO METODOLÓGICO

4.1.1. Descripción General del Proceso Metodológico

La metodología propuesta se estructura en cinco fases, diseñadas para resolver el problema de optimización de protecciones y transferir directamente los resultados hacia los relés de la red eléctrica.

La arquitectura general del sistema se compone de dos entornos principales:

- 1. Entorno de Simulación Eléctrica con DlgSILENT PowerFactory 2021 SP2:** Aloja el modelo físico de la red radial con sus líneas, transformadores, cargas, alimentadores, relés numéricos, transformadores de corriente e interruptores de potencia. En este entorno se ejecutan las simulaciones de flujo de potencia en régimen permanente y el cálculo de cortocircuitos mediante el método completo.
- 2. Entorno de Programación y Optimización en Python 3.9:** Se comunica de forma bidireccional con PowerFactory a través de su interfaz de programación. Este entorno procesa la topología de la red radial, calcula los umbrales de arranque de los relés, formula el modelo

matemático de optimización, lo resuelve mediante el optimizador HiGHS e inyecta los ajustes óptimos calculados directamente en los relés del proyecto.

4.1.2. Fases de la Metodología

El proceso metodológico se divide en cinco fases operativas, como se muestra en la Figura 4:

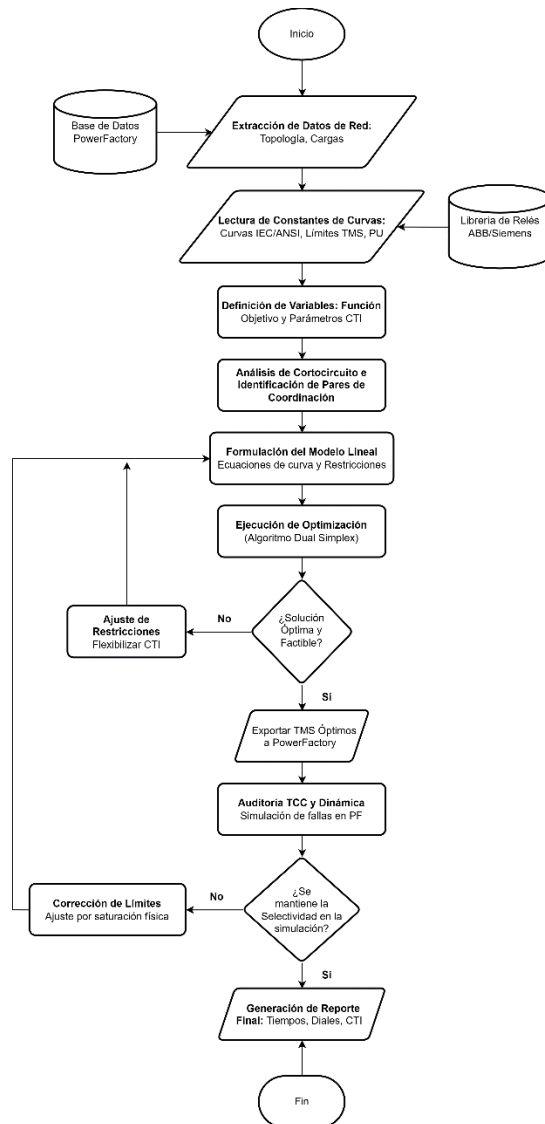


Figura 4. Diagrama de Flujo general de la metodología de optimización de tiempos de coordinación del relé 50/51.

Fuente: Elaboración Propia.

- 1. Extracción de Datos de Red:** A través de la API de Python, el algoritmo se conecta a la Base de Datos de PowerFactory para extraer la topología completa del sistema y ejecutar el

flujo de potencia, obteniendo las corrientes de carga en régimen permanente de cada elemento protegido.

2. **Lectura de Constantes de Curvas:** El algoritmo consulta una Librería de Relés (ABB/Siemens) externa estructurada en formato Excel, desde donde extrae los parámetros normativos de las curvas IEC/ANSI, así como los límites físicos y de discretización pasos de TMS y Pickup de cada equipo.
3. **Definición de Variables:** Se estructuran matricialmente en memoria la función objetivo y los parámetros base de selectividad, estableciendo el margen CTI inicial requerido.
4. **Análisis de Cortocircuito e Identificación de Pares de Coordinación:** Se ejecutan los cálculos de cortocircuito. Con estos datos se evalúan los cruces topológicos para identificar estrictamente qué relé actúa como principal (hijo) y cuál como respaldo (padre), determinando la corriente crítica de evaluación.
5. **Formulación del Modelo Lineal:** Con los datos anteriores, se linealizan las ecuaciones de las curvas de tiempo inverso y se ensambla el sistema de inecuaciones que representan las restricciones de selectividad y discretización del hardware.
6. **Ejecución de Optimización:** El solver matemático ejecuta el algoritmo Dual Simplex sobre el modelo lineal entero mixto.
7. **Evaluación de Solución Óptima y Factible:** Se evalúa si el optimizador encontró una solución matemática viable.
 - **Ajuste de Restricciones:** Si la solución no es factible matemáticamente, el algoritmo flexibiliza ligeramente el margen CTI y retorna a la etapa de formulación para recalcular.
8. **Exportar TMS Óptimos a PowerFactory:** Una vez hallada la solución óptima, los parámetros discretos resultantes (Diales y Pickups) se inyectan automáticamente de regreso a los equipos del modelo virtual en PowerFactory.
9. **Auditoría TCC y Dinámica:** Se simulan fallas en el software de potencia para evaluar visual y numéricamente el comportamiento real de los equipos parametrizados.
10. **Evaluación de Selectividad Dinámica:** Se verifica si los relés parametrizados mantienen el CTI exigido durante la simulación de cortocircuito en el software.
 - **Corrección de Límites:** Si se detectan solapamientos por saturación física de equipos o comportamientos no lineales del simulador, el algoritmo ajusta las

restricciones de borde y retorna a la formulación del modelo para buscar nuevos diales que compensen el error físico.

11. Generación de Reporte Final: Superadas todas las auditorías con selectividad exitosa, se exporta una base de datos con todos los tiempos de operación, diales parametrizados y márgenes CTI para su análisis formal.

4.1.3. Variables Principales del Proceso

En la Tabla 5 se resumen las variables de entrada, de procesamiento intermedio y de salida del sistema desarrollado.

Tabla 5. Clasificación y descripción de variables principales de la metodología

Categoría	Variable Principal	Símbolo	Unidad	Descripción
Entrada	Corriente de carga	I_{carga}	A	Corriente de estado estable del flujo de potencia.
Entrada	Corrientes de cortocircuito	I_{cc}	A	Corrientes de falla trifásica y bifásica por método completo.
Entrada	Factores y criterios de ajuste	OLF, CTI	/ s	Margen de sobrecarga (1.25 a 1.50) y margen de selectividad (0.25 s)
Entrada	Parámetros de catálogo de relés	Curvas, TMS, RTC		Curvas normativas IEC/IEEE, límites de dial y relación del TC.
Proceso	Pickups de sobrecorriente 51/50	Pickups de sobrecorriente 51/50	A	Umbrales de arranque temporizado e

Categoría	Variable Principal	Símbolo	Unidad	Descripción
				instantáneo discretizados.
Proceso	Corriente crítica de evaluación	I_{eval}	A	Corriente de cortocircuito para evaluar la coordinación del par.
Salida	Ajustes óptimos de Dial	TMS_{opt}		Diales discretos óptimos calculados mediante el modelo MILP.
Salida	Tiempos de operación y margen	T_{op}, CTI_{real}	s	Tiempos de disparo mínimos y verificación de selectividad del 100%.

4.2. SIMULACIÓN ELÉCTRICA Y EXTRACCIÓN AUTOMATIZADA

4.2.1. Casos de Estudio

Para la validación del modelo de coordinación propuesto, se seleccionaron dos sistemas radiales, el primero corresponde al sistema de prueba de la red europea de media tensión CIGRE MV de 20 kV en el Anexo [A], establecido para evaluar la integración de recursos distribuidos, y el segundo sistema corresponde al IEEE de 33 barras en el Anexo [B], diseñado originalmente para estudios de reconfiguración y flujos de potencia.

Los parámetros de líneas, cargas y transformadores para ambos sistemas se encuentran en dichos anexos. Adicional a los parámetros de las redes, se han definido los modelos de los relés, las relaciones de los Transformadores de Corriente (TC), los ajustes de las funciones de sobrecorriente 50/51 asimismo se determinaron los flujos de potencia, voltajes, ángulos en las barras y niveles de corriente de cortocircuito. Las tablas en los Anexos [A] e [B] detallan lo antes mencionado, por

otra parte, también se presentan los dos sistemas en DigSILENT PowerFactory con la simulación de sus flujos de potencia y sus cortocircuitos en las barras.

4.2.2. Flujo de Potencia en Régimen Permanente

Para determinar las condiciones operativas de la red, el algoritmo ejecuta el cálculo de flujo de potencia equilibrado en régimen permanente a través del comando de simulación de PowerFactory.

A partir de los resultados de la simulación, el script en Python extrae la magnitud de la corriente en régimen permanente I_{carga} que circula a través de cada elemento protegido. Este valor constituye la corriente base sobre la cual se dimensionará posteriormente el umbral de arranque de la unidad de sobrecorriente temporizada 51.

4.2.3. Cálculo de Cortocircuitos mediante el Método Completo

Para conocer la respuesta del sistema ante fallas y determinar tanto el umbral de disparo instantáneo 50 como las corrientes críticas de coordinación, el algoritmo automatiza la ejecución de fallas eléctricas mediante el método completo disponible en el módulo de cortocircuitos de PowerFactory.

Para cada relé modelado en la red radial se realizan dos simulaciones fundamentales de cortocircuito:

1. **Cortocircuito Remoto Trifásico ($I_{cc,local}^{3\phi}$):** Se aplica una falla franca trifásica directamente en la barra local donde se ubica el relé de protección. La corriente resultante representa el máximo nivel de cortocircuito que experimentará el relé para una falla en el origen de su zona protegida.
2. **Cortocircuito Remoto Trifásico ($I_{cc,remota}^{3\phi}$):** Se aplica una falla franca trifásica en la barra adyacente aguas abajo, situada al final del elemento protegido (extremo remoto de la línea o alimentador). Esta magnitud define el límite de alcance para la función instantánea 50.

Adicionalmente, en zonas de la red que contienen transformadores de potencia con grupos de conexión Delta-Estrella, el algoritmo ejecuta cálculos de cortocircuito bifásico ($I_{cc}^{2\phi}$) para evaluar la corriente reflejada en el lado primario y asegurar que la coordinación se mantenga estricta ante cualquier tipo de falla asimétrica.

4.2.4. Interfaz de Comunicación y Extracción Automatizada de Datos

La integración entre el software de potencia y el entorno de optimización se implementa mediante la interfaz de programación de aplicaciones de PowerFactory en Python (powerfactory.py).

El procedimiento de extracción sigue los siguientes pasos:

1. Conexión y activación del proyecto y del caso de estudio activo en PowerFactory.
2. Identificación y clasificación de todos los objetos de red: barras, líneas, transformadores, cargas, interruptores, transformadores de corriente y relés de protección.
3. Ejecución consecutiva del flujo de potencia y de las rutinas de cortocircuito en cada nodo del sistema.
4. Lectura directa de las variables de resultado de las simulaciones y consolidación de la información en estructuras de datos matriciales en memoria dentro de Python para su procesamiento en las etapas siguientes.

4.3. DIMENSIONAMIENTO Y DISCRETIZACIÓN DE PICKUPS

4.3.1. Dimensionamiento de la Corriente de Arranque Temporizada 51

La corriente de arranque de la unidad temporizada 51 se calcula garantizando que el relé permita el paso continuo de la corriente de carga nominal o de sobrecarga admisible sin operar, pero manteniendo la suficiente sensibilidad para detectar corrientes de falla mínimas en su zona de protección.

El valor primario de la corriente de arranque se define mediante la ecuación (3):

$$I_{p,51,prim} = OLF \times I_{carga} \quad (3)$$

donde:

$I_{p,51,prim}$: Corriente primaria de arranque de la unidad temporizada 51
 I_{carga} : Corriente de carga o de régimen permanente del elemento

Posteriormente, el valor primario se convierte a magnitud secundaria del transformador de corriente a través de la ecuación (4):

$$I_{p,51,sec} = \frac{I_{p,51,prim}}{RTC} \quad (4)$$

donde $RTC = I_{prim}/I_{sec}$ representa la relación de transformación del transformador de corriente asociado al relé:

$I_{p,51,sec}$: Corriente secundaria de arranque de la unidad temporizada 51

Para asegurar que el valor calculado sea físicamente configurable en el relé comercial, el algoritmo discretiza el valor secundario ajustándolo al múltiplo admisible más cercano del paso de ajuste ΔI_p , mediante la ecuación (5):

$$I_{p,51,sec}^{disc} = k_{51} \times \Delta I_p \quad (5)$$

Donde $k_{51} \in \mathbb{Z}$ es el número entero más próximo al cociente $I_{p,51,sec}/\Delta I_p$ acotado en el intervalo físico $[I_{p,51,min}, I_{p,51,max}]$ del catálogo comercial:

$I_{p,51,sec}^{disc}$: Corriente secundaria de arranque discretizada ajustada al catálogo

k_{51} : Número entero multiplicador del escalón

ΔI_p : Resolución o paso físico de ajuste de la corriente de arranque del relé

Finalmente, el pickup primario efectivo discretizado que se utiliza en la formulación de optimización se recalcula de acuerdo con (6):

$$I_{p,51} = I_{p,51,sec}^{disc} \times RTC \quad (6)$$

donde

$I_{p,51}$: Corriente primaria de arranque efectiva y discretizada inyectable al relé

4.3.2. Dimensionamiento y Condición de Activación de la Unidad Instantánea 50

La función instantánea 50 tiene como propósito despejar fallas severas de alta corriente en el menor tiempo posible. No obstante, para evitar sobrealcance y disparos no selectivos ante fallas ocurridas fuera del elemento protegido, el umbral de arranque se dimensiona considerando un factor de seguridad del 125% respecto a la corriente de cortocircuito en la barra remota, según la expresión (7):

$$I_{p,50,prim} = 1.25 \times I_{cc,remota}^{3\phi} \quad (7)$$

$I_{p,50,prim}$: Corriente primaria de arranque de la unidad instantánea 50
 1.25 : Factor de seguridad (125%) para evitar sobrealcance de zona
 $I_{cc,remota}^{3\phi}$: Corriente de cortocircuito trifásico máxima evaluada en la barra remota

El valor secundario correspondiente se obtiene mediante la relación de transformación mediante (8):

$$I_{p,50,sec} = \frac{I_{p,50,prim}}{RTC} \quad (8)$$

$I_{p,50,sec}$: Corriente secundaria de arranque teórica de la unidad instantánea

Y se discretiza conforme a la resolución del fabricante presentado en (9):

$$I_{p,50,sec}^{disc} = k_{50} \times \Delta I_{p,50} \quad (9)$$

Donde $k_{50} \in \mathbb{Z}$ es el número entero más próximo al cociente $I_{p,50,sec}/\Delta I_{p,50}$, acotado dentro de los límites de catálogo $[I_{p,50,min}, I_{p,50,max}]$.

$I_{p,50,sec}^{disc}$: Corriente secundaria de arranque instantánea discretizada según fabricante
 k_{50} : Número entero multiplicador del escalón instantáneo
 $\Delta I_{p,50}$: Resolución o paso físico de ajuste instantáneo del relé

Criterio de Activación o Desactivación:

La habilitación de la función 50 depende de la discriminación entre la falla local y la falla remota:

- Si $I_{p,50,prim} < I_{cc,local}^{3\phi}$, existe una zona de protección instantánea efectiva dentro del elemento protegido. En este caso, la unidad 50 se activa, permitiendo el despeje instantáneo de fallas locales.
- Si $I_{p,50,prim} \geq I_{cc,local}^{3\phi}$, la impedancia del elemento es muy reducida o el nivel de cortocircuito remoto es comparable al local, por lo que no es posible discriminar selectivamente. En consecuencia, la unidad 50 se desactiva, operando únicamente la unidad temporizada 51.

4.3.3. Base de Datos Técnica de Relés Comerciales

Para que los ajustes obtenidos sean plenamente aplicables en equipos de subestación reales, los límites y resoluciones de discretización empleados por el algoritmo provienen de una base de datos estructurada a partir de catálogos de cuatro fabricantes líderes: Siemens, ABB, SEL y General Electric.

En la Tabla 6 se detallan las restricciones constructivas de catálogo incorporadas en la base de datos para cada modelo comercial.

Tabla 6. Parámetros constructivos y rangos de ajuste de relés comerciales.

Fabricante	Modelo Base	Rango de Dial	Paso Dial	Rango Pickup 51	Paso Pickup 51	Rango Pickup 50	Paso Pickup 50
ABB	Relion REF615	0.05 a 15.00	0.05	0.05 a 5.00 A	0.01 A	1.00 a 40.00 A	0.01 A
Siemens	SIPROTEC 7SJ62	0.05 a 3.20	0.01	0.50 a 20.00 A	0.05 A	0.50 a 175.00 A	0.01 A

4.4. RECONOCIMIENTO TOPOLÓGICO Y MAPEO DE PARES DE COORDINACIÓN

4.4.1. Mapeo de la Estructura Radial y Relaciones Padre-Hijo

En redes eléctricas con topología radial, la dirección del flujo de corriente de falla es unidireccional, fluyendo desde la fuente de generación hacia el punto de falla. El algoritmo implementa un análisis topológico de la red estructurado de forma jerárquica desde la subestación principal hacia los extremos de los alimentadores.

Para cada elemento protegido con su relé principal, el algoritmo identifica su relé de respaldo aguas arriba, el cual debe actuar con un retardo temporal en caso de que el relé principal o su interruptor fallen en despejar la falla.

El conjunto global de todos los pares de coordinación de la red se define como:

$$P = \{(j, i) \mid R_j \text{ es el relé de respaldo (padre) del relé principal (hijo) } R_i \}$$

4.4.2. Determinación de la Corriente Crítica de Evaluación de Coordinación

La selectividad entre cada par de relés $(j, i) \in P$ debe evaluarse en la corriente más crítica donde ambos relés operan simultáneamente bajo la función de sobrecorriente temporizada 51. La magnitud de esta corriente de evaluación I_{eval} se determina según las siguientes condiciones de operación:

- **Caso 1 - Relé hijo con función 50 desactivada:** Cuando el relé principal R_i no cuenta con unidad instantánea activa en su zona, la coordinación temporizada debe garantizarse hasta la máxima corriente de cortocircuito que atraviesa ambos relés ante una falla en la barra local de R_i , evaluada conforme a (10):

$$I_{eval(j,i)} = I_{cc,i,local}^{3\phi} \quad (10)$$

$I_{eval(j,i)}$: Corriente crítica de evaluación para coordinación entre el relé de respaldo (j) y principal (i)

$I_{cc,i,local}^{3\phi}$: Corriente de cortocircuito trifásica franca aplicada en la barra local del relé principal i

- **Caso 2 - Relé hijo con función 50 activada:** Cuando el relé principal R_i tiene su función instantánea 50 habilitada, las fallas locales superiores a su umbral instantáneo son despejadas a tiempo fijo. En este escenario, el relé de respaldo R_j solo requiere coordinar su curva de tiempo inverso 51 hasta el valor exacto en que entra a operar la unidad 50 de su hijo, quedando delimitado por (11):

$$I_{eval(j,i)} = I_{p,50,i} \quad (11)$$

$I_{p,50,i}$: Corriente primaria de arranque de la unidad instantánea habilitada del relé principal i

- **Caso 3 – Zonas con transformadores Delta Estrella:** En zonas con transformadores trifásicos con grupo de conexión Delta-Estrella, las corrientes de cortocircuito bifásico en el lado secundario se reflejan desbalanceadas en el lado primario. Para asegurar la selectividad ante fallas asimétricas, la corriente de evaluación considera la corriente reflejada crítica mediante (12):

$$I_{eval(j,i)} = I_{cc,i}^{2\phi,ref} \quad (12)$$

$I_{cc,i}^{2\phi,ref}$: Corriente de cortocircuito bifásico desbalanceada reflejada hacia el lado primario del transformador

4.5. MODELO MATEMÁTICO DE OPTIMIZACIÓN LINEAL ENTERO MIXTO - MILP

4.5.1. Linealización de las Curvas Normalizadas de Tiempo Inverso

La ecuación general que modela el tiempo de operación de una curva de sobrecorriente temporizada según las normas IEC 60255 e IEEE C37.112 viene dada por (13):

$$t_i(I) = TMS_i \cdot \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{p,51,i}}\right)^p - 1} + B \right] \quad (13)$$

donde TMS_i es el dial de tiempo del relé i , $I_{p,51,i}$ es su corriente de arranque temporizada discretizada, I es la corriente de cortocircuito que atraviesa el relé, y A , B , p son los parámetros característicos de la curva normalizada seleccionada.

Dado que la corriente de arranque $I_{p,51,i}$ se fija previamente a partir del flujo de carga y la corriente de cortocircuito de evaluación I se obtiene de la simulación de falla en PowerFactory, el término no lineal entre corchetes depende exclusivamente de constantes numéricas conocidas. Definiendo la constante de curva $K_i(I)$ a través de (14):

$$K_i(I) = \frac{A}{\left(\frac{I}{I_{p,51,i}}\right)^p - 1} + B \quad (14)$$

$K_i(I)$: Constante estática de la curva del relé i evaluada específicamente en la corriente I el tiempo de operación del relé i se convierte en una función estrictamente lineal respecto a su dial de tiempo, formulándose de acuerdo con (15):

$$t_i(I) = TMS_i \cdot K_i(I) \quad (15)$$

Esta linealización exacta transforma el problema no lineal de coordinación en una formulación lineal entera mixta sin introducir aproximaciones numéricas.

4.5.2. Formulación de la Función Objetivo

El objetivo fundamental de la optimización consiste en minimizar la suma global de los tiempos de operación de todos los relés primarios ante fallas francas trifásicas ocurridas en el origen de sus respectivas zonas de protección.

Matemáticamente, la función objetivo se formula de acuerdo con (16):

$$\min \sum_{i \in R} t_i(I_{cc,i}^{3\phi}) = \min \sum_{i \in R} K_i(I_{cc,i}^{3\phi}) \cdot TMS_i \quad (16)$$

$\min \sum_{i \in R} t_i(I_{cc,i}^{3\phi})$: Función matemática objetivo de minimización global

R : Conjunto de todos los relés numéricos instalados en la topología eléctrica

Donde R representa el conjunto de todos los relés numéricos instalados en la red eléctrica y $K_i(I_{cc,i}^{3\phi})$ es la constante de curva del relé i evaluada ante su corriente de cortocircuito trifásico.

4.5.3. Restricciones de Selectividad y Coordinación Multirramal

Para garantizar la selectividad operativa entre protecciones consecutivas, el tiempo de disparo del relé de respaldo R_j ante una falla en la zona principal del relé R_i debe superar al tiempo de operación de R_i en al menos el intervalo de tiempo de coordinación CTI establecido, según se establece en (17):

$$t_j(I_{eval,(j,i)}) - t_i(I_{eval,(j,i)}) \geq CTI \quad \forall (j,i) \in P \quad (17)$$

Sustituyendo la expresión linealizada de los tiempos de operación de (15), la restricción de selectividad para cada par de coordinación $(j,i) \in P$ se expresa a través de (18):

$$K_j(I_{eval,(j,i)}) \cdot TMS_j - K_i(I_{eval,(j,i)}) \cdot TMS_i \geq CTI \quad \forall (j,i) \in P \quad (18)$$

Condición de Ramal Más Restrictivo:

En redes radiales con múltiples ramales, un mismo relé padre R_j respalda simultáneamente a varios relés hijos $H_j = \{R_{i1}, R_{i2}, \dots\}$. El modelo MILP incluye de forma concurrente una restricción de selectividad (16) para cada hijo derivado.

Durante el proceso de optimización, el dial del relé padre queda condicionado automáticamente por la restricción activa más exigente del conjunto. De este modo, se asegura un margen de selectividad del 100% en todas las ramas sin sobredimensionar los tiempos de disparo.

4.5.4. Restricciones de Discretización Física de Diales

Los relés numéricos comerciales no admiten valores continuos de dial, sino que operan bajo un conjunto de escalones discretos definidos por el fabricante. Para reflejar con fidelidad esta limitación física del hardware, cada dial TMS_i se modela mediante una variable entera $d_i \in \mathbb{Z}^+$ según (19):

$$TMS_i = TMS_{min,i} + d_i \cdot \Delta TMS_i \quad (19)$$

donde $TMS_{min,i}$ es el dial mínimo admisible por el catálogo del relé. ΔTMS_i es la resolución de paso y d_i representa el número de pasos de incremento asignados al relé.

El rango operativo de las variables enteras queda acotado por la relación (20):

$$0 \leq d_i \leq \frac{TMS_{max,i} - TMS_{min,i}}{\Delta TMS_i}, \quad d_i \in \mathbb{Z}^+ \quad (20)$$

lo cual garantiza que el dial final del relé satisfaga estrictamente los límites físicos de catálogo expresados en (21):

$$TMS_{min,i} \leq TMS_i \leq TMS_{max,i} \quad \forall i \in \mathbb{R} \quad (21)$$

4.5.5. Solucionador de Optimización HiGHS

El problema formulado mediante las ecuaciones constituye un modelo de programación lineal entera mixta. Para su resolución se implementa el solucionador de alto rendimiento HiGHS (High Performance Mixed Integer Programming Solver) a través de su librería optimizada en Python.

El algoritmo HiGHS emplea técnicas de ramificación y corte combinadas con el método simplex dual y generación de cortes de plano de corte. Este solucionador garantiza la convergencia al óptimo global del problema en tiempos computacionales del orden de milisegundos, asegurando una solución matemáticamente exacta y reproducible.

4.6. PARAMETRIZACIÓN Y VALIDACIÓN EN POWERFACTORY

4.6.1. Asignación Automatizada de Parámetros en Relés Comerciales

Una vez obtenida la solución óptima del modelo MILP, el algoritmo en Python automatiza la transferencia de los ajustes calculados hacia los modelos de relé de protección en DIGSILENT PowerFactory.

Para cada relé $R_i \in \mathbb{R}$, el procedimiento asigna directamente los siguientes parámetros físicos:

1. **Dial de tiempo óptimo (TMS_i):** Se ajusta el valor discretizado resultante de la optimización en la curva del 51.
2. **Corriente de arranque temporizada ($I_{p,51,sec}^{disc}$):** Se parametriza el pickup secundario en la unidad 51.
3. **Corriente de arranque instantánea ($I_{p,50,sec}^{disc}$):** Se fija el pickup de la unidad 50.
4. **Estado operativo de la unidad instantánea:** Se habilita la función instantánea 50 si $I_{p,50,prim} < I_{cc,local}^{3\phi}$, o se mantiene deshabilitada en caso de que no exista suficiente discriminación con la barra remota para evitar sobrealcance.

El procedimiento asegura la interoperabilidad entre diferentes fabricantes comerciales, adaptando la estructura de ajuste a las características técnicas de cada equipo modelado en el software de potencia.

4.6.2. Auditoría de Selectividad y CTI

Para validar con rigor que la solución implementada en PowerFactory satisface plenamente los requerimientos de selectividad, el algoritmo ejecuta una auditoría completa del sistema evaluando cada par de coordinación $(j, i) \in P$.

El margen de selectividad real obtenido entre el relé de respaldo R_j y el relé principal R_i ante la corriente crítica de evaluación $I_{eval(j,i)}$ se calcula mediante (22):

$$CTI_{real,(j,i)} = t_j(I_{eval,(j,i)}) - t_i(I_{eval,(j,i)}) \quad (22)$$

Donde t_j y t_i son los tiempos de operación calculados a partir de los ajustes finales parametrizados en los relés.

El algoritmo verifica que para todos los pares del sistema se cumpla la condición de selectividad expresada en (23):

$$CTI_{real,(j,i)} \geq CTI_{min} = 0.25 \text{ s} \quad \forall (j, i) \in P \quad (23)$$

Cualquier par que presente un margen inferior al umbral mínimo CTI_{min} es identificado automáticamente como una violación de selectividad. La condición de éxito del algoritmo exige un cumplimiento del 100% de los pares coordinados con cero pares no selectivos.

4.6.3. Generación Automática de Reporte Técnico

Como etapa final del proceso, el algoritmo procesa la información consolidada en memoria y genera automáticamente un libro de cálculo en formato Excel.

El reporte técnico consolida de manera integral todos los parámetros de ajuste y resultados de la coordinación de protecciones en una matriz estructurada, detallando para cada relé del sistema:

1. Identificación y Ubicación.
2. Parámetros de la Unidad Temporizada 51.
3. Parámetros de la Unidad Instantánea 50.
4. Corrientes de falla y CTI.

4.7. CASOS DE ESTUDIO

Para validar la efectividad y generalidad de la metodología desarrollada, se seleccionaron dos sistemas eléctricos de distribución de prueba ampliamente utilizados en estudios de coordinación de protecciones: el sistema radial IEEE de 33 barras y la red de media tensión CIGRE.

4.7.1. Sistema de Distribución Radial IEEE de 33 Barras

El sistema IEEE de 33 barras opera a un nivel de media tensión de 12.66 kV, alimentado desde una subestación principal en la barra 1. La red presenta una topología radial ramificada compuesta por una troncal principal y tres ramales laterales.

Para la evaluación del esquema de protección, se modelaron 64 relés de sobrecorriente numéricos con funciones temporizadas 51 e instantáneas 50, ubicados a lo largo de las líneas y alimentadores del sistema,

En la Tabla 7 se resumen los parámetros técnicos fundamentales del sistema IEEE 33 barras.

Tabla 7. Parámetros técnicos del Sistema IEEE 33 barras.

Parámetro	Valor Característico
Tensión Nominal – V_n	12,66 kV
Potencia de cortocircuito - S_k''	100 MVA
Barras	33
Líneas	32
Cargas	32
Relés modelados	64

La topología de la red, la numeración de las barras y la distribución de los relés de sobrecorriente a lo largo de los diferentes tramos del alimentador se presentan en el diagrama unifilar detallado en el Anexo A.

4.7.2. Sistema de Distribución de Media Tensión CIGRE

La red de prueba CIGRE para sistemas de media tensión representa una red de distribución europea alimentada desde una red equivalente de alta tensión de 110 kV a través de un transformador de subestación reductor.

La red de media tensión opera a 20 kV con topología radial dividida en dos alimentadores principales que abastecen cargas residenciales, comerciales e industriales a lo largo de tramos aéreos y subterráneos. El esquema de protección incluye relés 51 y 50 en el primario y secundario del transformador de subestación y en las cabeceras e intermedios de los alimentadores de distribución, permitiendo validar la coordinación ante corrientes asimétricas reflejadas por el transformador.

En la Tabla 8. se resume los parámetros técnicos del sistema CIGRE de media tensión.

Tabla 8. Parámetros técnicos principales de la red CIGRE MV.

Parámetro	Valor Característico
Tensión Nominal Alta Tensión - V_{AT}	110 kV
Tensión Nominal Media Tensión - V_{MT}	20 kV
Potencia de cortocircuito - S_k''	1000 MVA
Potencia nominal del transformador de subestación	25 MVA
Grupo de Conexión del Transformador	Dyn5
Barras	15
Líneas	14

El diagrama unifilar detallado de la red de media tensión CIGRE con el esquema de relés de sobrecorriente modelados en DIgSILENT PowerFactory se presenta en el Anexo B.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

En esta sección se analizan y discuten los resultados obtenidos tras la implementación del modelo de optimización lineal entera mixta para la coordinación de protecciones de sobrecorriente temporizadas e instantáneas. La discusión se fundamenta en el análisis comparativo del

comportamiento físico y operativo de los dos sistemas de distribución evaluados: el sistema de media tensión CIGRE con relés ABB y la red radial IEEE de 33 barras con protecciones comerciales Siemens SIPROTEC.

Se examinan los parámetros óptimos discretos alcanzados, la selectividad en los pares críticos de coordinación, el impacto de la función instantánea en la mitigación del estrés térmico y la sensibilidad del sistema frente a variaciones controladas del intervalo de tiempo de coordinación en valores de 0.20 s, 0.25 s y 0.30 s.

5.1. RESULTADOS Y ANÁLISIS EN EL SISTEMA RADIAL CIGRE MT CON RELÉS ABB

5.1.1. Distribución de Diales Óptimos y Factibilidad Constructiva

La aplicación del modelo de optimización lineal entera mixta sobre la red CIGRE de media tensión permitió determinar los ajustes óptimos para la totalidad de los 28 relés del esquema. Los valores obtenidos satisfacen de manera nativa la resolución constructiva de relés comerciales ABB REF615 con paso de dial 0.05 y resolución de corriente secundaria de 0.01 A.

En la Tabla 9 se presentan los ajustes óptimos calculados para la trayectoria de coordinación más larga de la red CIGRE, desde el relé de transformador principal RT1-HV hasta el de la carga terminal RC11.

Tabla 9. Ajustes óptimos calculados para la red CIGRE de media tensión con relés ABB y CTI de 0.25 s.

Relé	Ubicación	Corriente Carga [A]	Pickup 51 [A]	TMS Óptimo	Pickup 50 [A]
RT1-HV	Trafo 1 Lado AT (110 kV)	137.28	171.60	0.45	1233.62
RT1-LV	Trafo 1 Lado MT (20 kV)	710.40	888.00	0.35	-
RL1-2	Alimentador 1 Tramo 1	135.36	170.00	0.65	3296.68
RL2-3	Alimentador 1 Tramo 2	136.00	170.00	0.55	1790.08
RL3-8	Alimentador 1 Tramo 3	67.58	84.48	0.60	-
RL8-9	Alimentador 1 Tramo 4	47.15	58.94	0.50	-
RL9-10	Alimentador 1 Tramo 5	27.36	34.20	0.35	-
RL10-11	Fin Alimentador 1	10.27	12.84	0.20	-
RC11	Carga Terminal B11	9.79	12.24	0.05	551.36

De los ajustes expuestos se destaca el escalamiento de los diales TMS, que inician en el límite inferior de 0.05 en el relé RC11 y alcanzan 0.65 en el relé de cabecera RL1-2. Esto ocurre debido

a la restricción de selectividad en sistemas radiales, donde cada protección debe añadir un margen de tiempo de 0.25 s respecto al relé aguas abajo para asegurar el orden de despeje.

Por consiguiente, los relés cercanos a la fuente presentan tiempos de operación altos en la curva inversa. Las unidades instantáneas 50 que aparecen desactivadas a lo largo de la ruta se inhabilitan precisamente porque su operación incumpliría con la selectividad.

5.1.2. Coordinación en Transformador Dyn1

Se evaluó la selectividad a través del transformador principal con grupo de conexión Dyn1, correspondiente los relés RT1-HV y RT1-LV, considerando cortocircuitos trifásicos y bifásicos en media tensión 20 kV.

De esta evaluación se destaca que, ante una falla trifásica de 4700.74 A, se obtiene un margen de 0.3179 s. No obstante, la falla bifásica representa la condición crítica de selectividad. Esto ocurre por el desfaseamiento angular Dyn1, donde la corriente en la fase más cargada de alta tensión iguala a la corriente de falla trifásica, mientras que en el secundario disminuye.

Como resultado, el algoritmo restringe los diales de 0.35 para RT1-LV y 0.45 para RT1-HV considerando este peor escenario. Esto previene disparos prematuros del relé de respaldo RT1-HV y asegura la estabilidad del transformador.

5.1.3. Auditoría de Selectividad y Márgenes CTI

En la Tabla 10 se presentan los márgenes de coordinación reales evaluados para los pares que conforman la ruta crítica de la red CIGRE.

Tabla 10. Auditoría de márgenes CTI en pares representativos de la red CIGRE para un CTI requerido de 0.25 s.

Relé Respaldo	Relé Principal	Corriente de Evaluación [A]	t_respaldo [s]	t_principal [s]	CTI_real [s]	CTI_req [s]	Estado
RT1-HV	RT1-LV	4700.74	1.7657	1.4478	0.3179	0.25	CUMPLE
RT1-LV	RL1-2	3296.68	1.8466	1.4896	0.3570	0.25	CUMPLE
RL1-2	RL2-3	1790.08	1.8876	1.5972	0.2904	0.25	CUMPLE

Relé Respaldo	Relé Principal	Corriente de Evaluación [A]	t_respaldo [s]	t_principal [s]	CTI_real [s]	CTI_req [s]	Estado
RL2-3	RL3-8	1255.47	1.8873	1.4839	0.4034	0.25	CUMPLE
RL3-8	RL8-9	1218.02	1.5008	1.1337	0.3671	0.25	CUMPLE
RL8-9	RL9-10	1135.22	1.1476	0.7936	0.3540	0.25	CUMPLE
RL9-10	RL10-11	1102.71	0.7936	0.4535	0.3401	0.25	CUMPLE
RL10-11	RC11	551.36	0.4535	0.1134	0.3401	0.25	CUMPLE

De estos resultados se destaca que los márgenes obtenidos se encuentran cumpliendo de manera conservadora el límite requerido de 0.25 s, fluctuando entre 0.2904 s y 0.4034 s. Esto ocurre debido al algoritmo que asegura estrictamente el mínimo legal de 0.25 s en el peor escenario, ocasionando que los márgenes se amplíen naturalmente en otros puntos.

De este modo, se comprueba que el modelo matemático ajusta los diales con máxima precisión, asegurando la selectividad y compensando las limitaciones físicas de discretización del hardware comercial.

Para corroborar la optimalidad de los ajustes en la red CIGRE, en la Tabla 11 se presenta una prueba de estrés consistente en reducir un paso físico de 0.05 en los relés de respaldo críticos.

Tabla 11. Verificación de optimalidad estricta en el sistema CIGRE

Par de Coordinación	TMS Óptimo	CTI Óptimo [s]	TMS Forzado (-0.05)	CTI Resultante [s]	Estado
RT1-HV -> RT1-LV	0.45	0.3179	0.40	0.1217	INCUMPLE
RT1-LV -> RL1-2	0.35	0.3570	0.30	0.0932	INCUMPLE
RL1-2 -> RL2-3	0.65	0.2904	0.60	0.1452	INCUMPLE
RL2-3 -> RL3-8	0.55	0.4034	0.50	0.2318	INCUMPLE
RL3-8 -> RL8-9	0.60	0.3671	0.55	0.2420	INCUMPLE
RL8-9 -> RL9-10	0.50	0.3540	0.45	0.2392	INCUMPLE
RL9-10 -> RL10-11	0.35	0.3401	0.30	0.2267	INCUMPLE
RL10-11 -> RC11	0.20	0.3401	0.15	0.2267	INCUMPLE

De esta prueba de estrés se destaca que al reducir el dial un paso de 0.05 en los relés, los márgenes resultantes decaen por debajo de los 0.25 s. Esto ocurre dado que el algoritmo opera sobre las fronteras exactas de selectividad, por consiguiente, se confirma empíricamente que los ajustes calculados constituyen la solución más rápida matemáticamente factible.

5.1.4. Análisis de Curvas TCC en PowerFactory

Los ajustes óptimos fueron inyectados en DIGSILENT PowerFactory para generar las curvas TCC del alimentador representativo. La coordinación entre las protecciones se ilustra en la Figura 5.

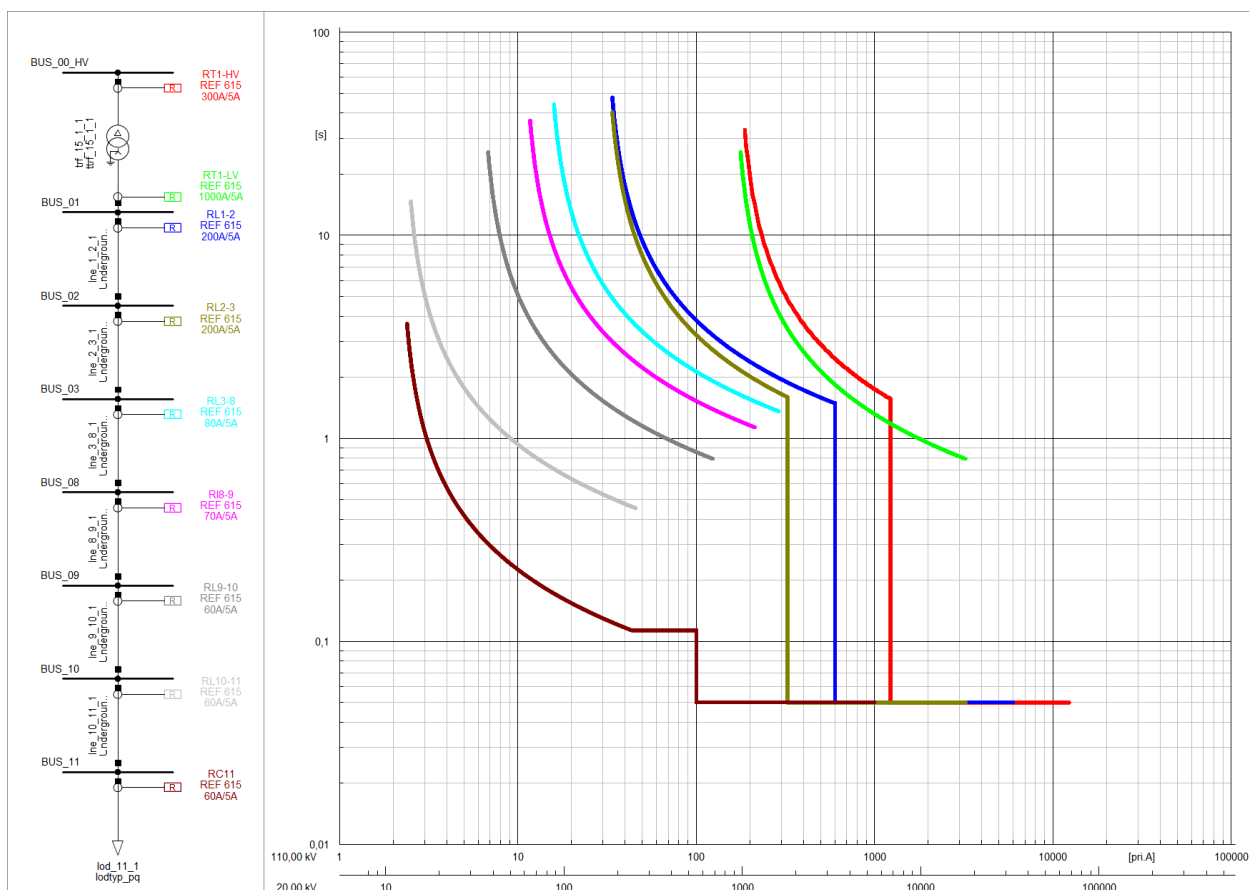


Figura 5. Diagrama de Curvas TCC en PowerFactory para la cadena de protecciones del Alimentador 1 de la red CIGRE con relés ABB

En la Figura 5 se constata que las curvas de RL1-2 y RT1-LV muestran una proximidad debido a que ambos dispositivos comparten corrientes de arranque muy similares, no obstante, en todo el régimen de cortocircuito se garantiza la selectividad estricta sin solapamientos, alcanzando en la corriente de evaluación crítica de 3296.68 A un margen de coordinación real de 0.3570 s.

5.2. RESULTADOS Y ANÁLISIS EN EL SISTEMA RADIAL IEEE DE 33 BARRAS CON RELÉS SIEMENS SIPROTEC

5.2.1. Distribución de Diales Óptimos y Factibilidad Constructiva

La resolución del modelo matemático sobre la red IEEE de 33 barras determinó los ajustes óptimos para sus 64 relés de sobrecorriente. Estos valores cumplen directamente con la resolución constructiva del relé comercial Siemens SIPROTEC 4 7SJ62 con paso de dial TMS de 0.01 y paso de corriente secundaria de 0.05 A.

En la Tabla 12 se sintetizan los ajustes para la secuencia de coordinación más extensa de la red correspondiente a 18 relés en serie, a lo largo de la troncal principal desde la cabecera RL1-2 hasta la carga terminal RC18.

Tabla 12. Ajustes óptimos representativos calculados para el sistema IEEE de 33 barras con relés Siemens SIPROTEC y CTI de 0.25 s.

Relé	Ubicación	Corriente Carga [A]	Pickup 51 [A]	TMS Óptimo	Pickup 50 [A]
RL1-2	Troncal Principal	210.00	262.50	1.20	-
RL2-3	Troncal Principal	187.20	234.00	1.15	-
RL3-4	Troncal Principal	135.60	169.50	1.19	-
RL4-5	Troncal Principal	128.40	160.50	1.11	-
RL5-6	Troncal Principal	125.60	157.00	1.01	2366.11
RL6-7	Troncal Principal	59.20	74.00	1.19	-
RL7-8	Troncal Principal	48.00	60.00	1.10	1388.73
RL8-9	Troncal Principal	37.20	46.50	1.09	-
RL9-10	Troncal Principal	34.00	42.50	1.01	-
RL10-11	Troncal Principal	31.04	38.80	0.93	-
RL11-12	Troncal Principal	28.16	35.20	0.83	-
RL12-13	Troncal Principal	24.96	31.20	0.75	-
RL13-14	Troncal Principal	21.36	26.70	0.65	-
RL14-15	Troncal Principal	14.40	18.00	0.53	-
RL15-16	Troncal Principal	11.28	14.10	0.41	-
RL16-17	Troncal Principal	8.20	10.25	0.29	-
RL17-18	Fin de Troncal	5.00	6.25	0.17	-
RC18	Carga Terminal B18	4.40	5.50	0.05	205.21

De estos ajustes es notable el escalamiento de los diales TMS, los cuales inician en el mínimo de 0.05 en el relé RC18 y ascienden hasta 1.20 en el relé de cabecera RL1-2. Esto ocurre debido a la considerable longitud radial de la troncal principal con 18 niveles de protección, obligando a las

protecciones iniciales a acumular mayores retardos para mantener el margen de 0.25 s con sus respaldos inmediatos.

Debido a esto, los relés próximos a la fuente operan con diales superiores a 1.0, causa del incremento de los diales en los tramos asociados a las derivaciones laterales de las Barras 2, 3 y 6, que añaden grupos de relés en serie que imponen restricciones adicionales de coordinación. A pesar de la topología, el modelo asegura la jerarquía de selectividad en toda la cascada.

5.2.2. Auditoría de Selectividad y Márgenes CTI

Se auditó la totalidad de los 63 pares de coordinación del sistema IEEE de 33 barras. En la Tabla 13 se exponen de forma exclusiva los resultados operativos de los 17 pares en serie que conforman esta extensa cadena crítica de protección.

Tabla 13. Auditoría de márgenes CTI en pares representativos del sistema IEEE de 33 barras para un CTI requerido de 0.25 s.

Relé Respaldo	Relé Principal	Corriente de Evaluación [A]	t_respaldo [s]	t_principal [s]	CTI real [s]	CTI req [s]	Estado
RL1-2	RL2-3	3417,29	3,1898	2,9225	0,2673	0,25	CUMPLE
RL2-3	RL3-4	2968,67	3,0888	2,827	0,2618	0,25	CUMPLE
RL3-4	RL4-5	2590,26	2,9725	2,7168	0,2557	0,25	CUMPLE
RL4-5	RL5-6	2366,11	2,8107	2,5361	0,2746	0,25	CUMPLE
RL5-6	RL6-7	1630,29	2,9509	2,6982	0,2527	0,25	CUMPLE
RL6-7	RL7-8	1388,73	2,7585	2,4941	0,2644	0,25	CUMPLE
RL7-8	RL8-9	928,59	2,7346	2,4727	0,2619	0,25	CUMPLE
RL8-9	RL9-10	795,71	2,6112	2,3432	0,268	0,25	CUMPLE
RL9-10	RL10-11	779,16	2,3606	2,1086	0,252	0,25	CUMPLE
RL10-11	RL11-12	749,17	2,1345	1,8819	0,2526	0,25	CUMPLE
RL11-12	RL12-13	623,52	1,9638	1,701	0,2628	0,25	CUMPLE
RL12-13	RL13-14	577,5	1,747	1,4738	0,2732	0,25	CUMPLE
RL13-14	RL14-15	541,14	1,4738	1,2017	0,2721	0,25	CUMPLE
RL14-15	RL15-16	504,1	1,2017	0,9296	0,2721	0,25	CUMPLE
RL15-16	RL16-17	435,18	0,9296	0,6575	0,2721	0,25	CUMPLE
RL16-17	RL17-18	410,41	0,6575	0,3855	0,272	0,25	CUMPLE
RL17-18	RC18	205,21	0,3855	0,1134	0,2721	0,25	CUMPLE

De estos resultados se evidencia que los márgenes obtenidos se encuentran cumpliendo con el límite requerido de 0.25 s, fluctuando en un rango muy estrecho entre 0.2520 s y 0.2746 s para toda

la troncal principal. Esto ocurre debido a que la formulación MILP explota la alta precisión de discretización del relé Siemens SIPROTEC de 0.01 para adherirse al límite exacto de selectividad en las peores condiciones de falla.

De esta manera, se demuestra que es factible garantizar la selectividad operativa total y el menor tiempo de despeje posible, superando el complejo desafío analítico que representa coordinar una cascada de 18 niveles de protección en serie sin estrangular operativamente al sistema.

Para corroborar la optimalidad de los ajustes, se aplicó nuevamente la prueba de estrés, reduciendo un paso físico del relé Siemens de 0.01 en los relés de respaldo mostrados en la Tabla 14.

Tabla 14. Verificación de optimalidad estricta en el sistema IEEE de 33 barras

Par de Coordinación	TMS Óptimo	CTI Óptimo [s]	TMS Forzado (-0.01)	CTI Resultante [s]	Estado
RL1-2 -> RL2-3	1,2	0,2673	1,19	0,2407	INCUMPLE
RL2-3 -> RL3-4	1,15	0,2618	1,14	0,2349	INCUMPLE
RL3-4 -> RL4-5	1,19	0,2557	1,18	0,2307	INCUMPLE
RL4-5 -> RL5-6	1,11	0,2746	1,1	0,2493	INCUMPLE
RL5-6 -> RL6-7	1,01	0,2527	1	0,2235	INCUMPLE
RL6-7 -> RL7-8	1,19	0,2644	1,18	0,2412	INCUMPLE
RL7-8 -> RL8-9	1,1	0,2619	1,09	0,237	INCUMPLE
RL8-9 -> RL9-10	1,09	0,268	1,08	0,244	INCUMPLE
RL9-10 -> RL10-11	1,01	0,252	1	0,2286	INCUMPLE
RL10-11 -> RL11-12	0,93	0,2526	0,92	0,2296	INCUMPLE
RL11-12 -> RL12-13	0,83	0,2628	0,82	0,2391	INCUMPLE
RL12-13 -> RL13-14	0,75	0,2732	0,74	0,2499	CUMPLE
RL13-14 -> RL14-15	0,65	0,2721	0,64	0,2494	INCUMPLE
RL14-15 -> RL15-16	0,53	0,2721	0,52	0,2494	INCUMPLE
RL15-16 -> RL16-17	0,41	0,2721	0,4	0,2494	INCUMPLE
RL16-17 -> RL17-18	0,29	0,272	0,28	0,2493	INCUMPLE
RL17-18 -> RC18	0,17	0,2721	0,16	0,2494	INCUMPLE

De esta prueba de estrés resalta que al reducir un paso mínimo de dial en los relés de respaldo los márgenes resultantes decaen inmediatamente por debajo de los 0.25 s normativos en la totalidad de los pares de coordinación evaluados.

Se confirma empíricamente que los ajustes calculados constituyen la solución de coordinación más rápida operativamente factible, validando la precisión del modelo MILP en redes con cascadas severas.

5.2.3. Análisis de Curvas TCC en PowerFactory

Los ajustes óptimos fueron inyectados en DIGSILENT PowerFactory para generar las curvas TCC del alimentador troncal. La coordinación entre las protecciones del circuito principal se presenta en la Figura 6.

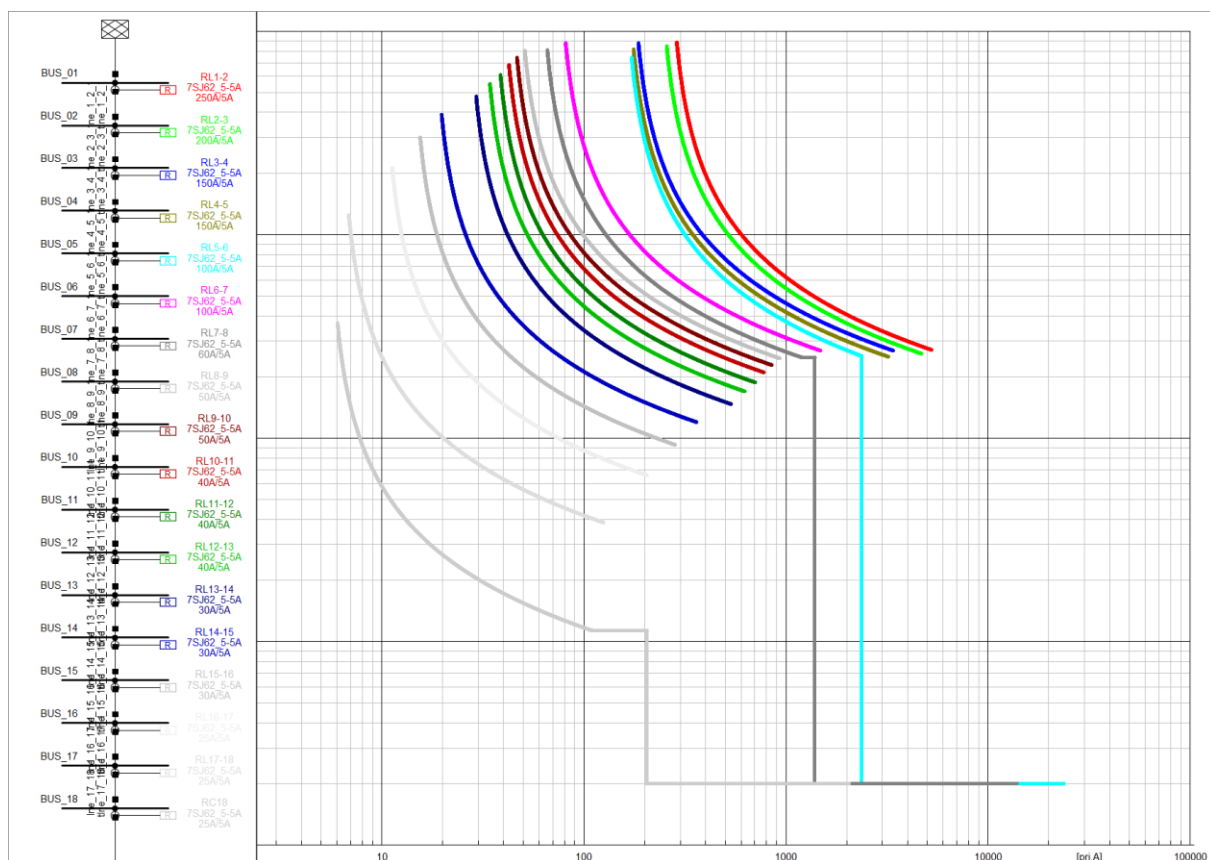


Figura 6. Diagrama de Curvas TCC en PowerFactory para la troncal principal del sistema IEEE de 33 barras.

En la Figura 6 se observa el escalonamiento de 18 curvas de tiempo inverso, con corrientes de arranque que abarcan desde 5.50 A en el extremo de la red RC18 hasta 262.50 A en la cabecera RL1-2. A lo largo de la operación no existen intersecciones, y se distinguen los cortes verticales de las unidades instantáneas, destacando la actuación del relé RL5-6 para corrientes superiores a 2366.11 A y del relé RC18 a partir de 205.21 A.

Se comprueba gráficamente que la selectividad se mantiene en los 18 niveles de protección. El diseño permite que la falla máxima evaluada en el sistema se logre despejar en un tiempo tope de 3.19 s en el relevador principal.

5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y RENDIMIENTO DEL ALGORITMO

5.3.1. Impacto de las Restricciones de CTI

Para estudiar la respuesta de la red frente a distintas exigencias normativas, se ejecutó la optimización variando la restricción global del CTI en 0.20 s, 0.25 s y 0.30 s en el sistema CIGRE MV. En la Tabla 15 se documentan los diales óptimos resultantes para los 9 relés en serie de la rama principal.

Tabla 15. Comparación de diales TMS para CTI de 0.20 s, 0.25 s y 0.30 s en el sistema CIGRE MV.

Relé	TMS con CTI de 0.20 s	TMS con CTI de 0.25 s	TMS con CTI de 0.30 s	Variación total (+/-)
RT1-HV	0,35	0,45	0,5	+0.15
RT1-LV	0,25	0,35	0,4	+0.15
RL1-2	0,45	0,65	0,7	+0.25
RL2-3	0,35	0,55	0,55	+0.20
RL3-8	0,4	0,6	0,6	+0.20
RL8-9	0,35	0,5	0,5	+0.15
RL9-10	0,25	0,35	0,35	+0.10
RL10-11	0,15	0,2	0,2	+0.05
RC11	0,05	0,05	0,05	+0.00

Se constata que el algoritmo recalcula y ajusta de forma automatizada los diales de la rama principal en respuesta a las variaciones de la restricción CTI, existiendo una variación en el dial TMS máxima de +0.25. El optimizador respeta el piso técnico en el relé terminal RC11 de 0.05, mientras que redistribuye los retardos aguas arriba para satisfacer la nueva frontera.

Esta recalibración sucede porque la formulación MILP integra el CTI como un límite paramétrico que al modificarlo el solucionador matemático reevalúa simultáneamente todas las desigualdades de la topología y encuentra el nuevo punto óptimo global.

Para revalidar la escalabilidad y adaptabilidad de la metodología frente a una topología masiva, se repitió el análisis paramétrico de la restricciones de CTI, sobre la troncal principal completa del sistema IEEE de 33 barras de 18 relés en serie.

En la Tabla 16 se comparan los diales óptimos resultantes para los relés de la troncal principal del sistema IEEE 33 barras.

Tabla 16. Comparación de diales TMS para CTI de 0.20 s, 0.25 s y 0.30 s en el sistema IEEE 33 barras.

Relé	TMS con CTI de 0.20 s	TMS con CTI de 0.25 s	TMS con CTI de 0.30 s	Variación total (+/-)
RL1-2	0,96	1,2	1,41	+0.45
RL2-3	0,92	1,15	1,35	+0.43
RL3-4	0,95	1,19	1,4	+0.45
RL4-5	0,88	1,11	1,3	+0.42
RL5-6	0,8	1,01	1,19	+0.39
RL6-7	0,94	1,19	1,39	+0.45
RL7-8	0,87	1,1	1,28	+0.41
RL8-9	0,86	1,09	1,27	+0.41
RL9-10	0,8	1,01	1,18	+0.38
RL10-11	0,73	0,93	1,08	+0.35
RL11-12	0,65	0,83	0,96	+0.31
RL12-13	0,58	0,75	0,86	+0.28
RL13-14	0,5	0,65	0,75	+0.25
RL14-15	0,41	0,53	0,61	+0.20
RL15-16	0,32	0,41	0,47	+0.15
RL16-17	0,23	0,29	0,33	+0.10
RL17-18	0,14	0,17	0,19	+0.05
RC18	0,05	0,05	0,05	+0.00

De la Tabla 16 se evidencia que el algoritmo mantiene su precisión en una topología extensa de 18 etapas. Desde RC18 se transfiere un retardo acumulativo que escala en la serie desde +0.05 en RL17-18 hasta alcanzar el incremento máximo de +0.45 en las cabeceras principales de cada zona RL6-7 sube de 0.94 a 1.39 y RL1-2 de 0.96 a 1.41.

Este escalamiento simultáneo ocurre porque el optimizador procesa la restricción temporal evaluando los 63 cruces de la red entera en un solo paso. Al aumentar el CTI, la formulación matemática propaga la holgura hacia la fuente para garantizar selectividad estricta en todas las derivaciones.

5.3.2. Comparativa de Rendimiento entre Curva IEC y ANSI

Se ejecutó una evaluación comparativa entre las curvas estándar IEC Normal Inverse y ANSI Normally Inverse en el sistema CIGRE MV. El objetivo de este análisis es determinar cuál de los dos estándares matemáticos ofrece un mejor rendimiento global en la minimización de tiempos de despeje. Los resultados detallados de diales y tiempos máximos resultantes de esta optimización comparativa se exponen en la Tabla 17.

Tabla 17. Comparativa de diales y tiempos máximos de coordinación entre normas IEC y ANSI para el sistema CIGRE MV

Relé	TMS Óptimo IEC	TMS Óptimo ANSI
RT1-HV	0,45	5,1
RT1-LV	0,35	3,95
RL1-2	0,65	6,9
RL2-3	0,55	5,6
RL3-8	0,6	5,95
RL8-9	0,5	5,05
RL9-10	0,35	3,95
RL10-11	0,2	2,15
RC11	0,05	0,05

En la Tabla 17 se cuantifica que los diales en el modelo ANSI asumen valores numéricos en un orden de magnitud superior alcanzando 6.90 en RL1-2 respecto a los del modelo IEC alcanzando 0.65 en el mismo nodo para lograr exactamente el mismo CTI de 0.25 s en los 9 niveles de la rama.

Esta diferencia resulta de las ecuaciones matemáticas intrínsecas definidas por cada estándar IEC 60255 e IEEE C37.112, las cuales utilizan factores de proporcionalidad y bases de tiempo independientes.

En consecuencia, se verifica que los parámetros de ajuste no son comparables aritméticamente entre normativas sin aplicar factores de escala, evidenciando que el algoritmo es agnóstico a la ecuación y converge a la solución óptima para ambas familias de curvas en cascadas profundas.

Para evaluar el impacto numérico de estas diferencias sobre la función objetivo, la Tabla 18 resume la sumatoria total de los tiempos de operación para ambos estándares.

Tabla 18. Comparativa del tiempo global de operación entre normas IEC y ANSI para el sistema CIGRE MV.

Norma de Curva	Ecuación Estándar	Z [s]
ANSI Normally Inverse	$t = TD \cdot \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^P} + B \right)$	10.6805
IEC Normal Inverse	$t = TMS \cdot \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^P} - 1 \right)$	16.1958

Se observa que el modelo ANSI logra minimizar la suma de tiempos a 10.6805 s, frente a los 16.1958 s del IEC. Esto confirma numéricamente que la mayor inclinación de la curva ANSI Moderadamente Inversa permite acumular menor retardo en la red para el mismo CTI de 0.25 s, validando la capacidad del modelo para trabajar en cualquier familia de curvas.

5.4. DISCUSIÓN

La integración de la metodología propuesta, estructurada en un ciclo de lazo cerrado entre Python y PowerFactory, resolvió de forma determinista la coordinación de protecciones, enlazando la formulación teórica con resultados físicos y operacionales medibles.

En primer lugar, la extracción automatizada de datos (Fase 1 de la metodología) permitió procesar integralmente la topología de la red. El algoritmo identificó 63 pares de coordinación en el sistema IEEE 33 y 24 pares en el CIGRE MV. Esto incluyó la resolución de fallas asimétricas críticas, logrando restringir preventivamente los relés primarios frente a transformadores con conexión Dyn1.

En la etapa de formulación matemática, la Programación Lineal Entera Mixta (MILP) demostró su superioridad frente a métodos iterativos o heurísticos al incorporar nativamente la discretización del hardware en las inecuaciones. Como resultado, se parametrizaron 64 relés Siemens con paso de 0.01 y 28 relés ABB con paso de 0.05, valores exactos de catálogo. Las pruebas de estrés de las Tabla 11 y Tabla 14 validaron empíricamente la optimalidad de esta formulación al forzar la reducción de un solo paso de dial en los ajustes calculados, el margen de coordinación cayó inmediatamente por debajo del umbral exigido de 0.25 s. Esto confirma que el algoritmo convergió al límite matemático.

Respecto al análisis de sensibilidad, la matriz de optimización procesó cambios en el CTI de forma simultánea. Al tensionar el requerimiento normativo de 0.20 s a 0.30 s en una cascada severa de 18 niveles, el algoritmo escaló los retardos progresivamente hasta acumular +0.45 en las cabeceras, evitando la divergencia de la serie.

Finalmente, la métrica global de la Función Objetivo permitió auditar el rendimiento entre normativas. Se demostró numéricamente que la curva ANSI Normalmente Inversa logra una minimización de tiempos de despeje superior a la curva IEC Normal Inversa para la misma topología según la Tabla 18.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se concluye que:

Se determinó a través de la investigación bibliográfica que las metodologías convencionales y bio-inspiradas presentan limitaciones estructurales críticas al asumir espacios de búsqueda continuos donde el redondeo forzado de los diales calculados hacia valores comerciales altera el Intervalo de Tiempo de Coordinación destruyendo la selectividad, por lo que la formulación mediante Programación Lineal Entera Mixta se consolidó como la solución determinista idónea al incorporar de forma nativa la discretización física de los diales desde la matriz base de optimización garantizando el hallazgo del óptimo global sin recurrir a aproximaciones numéricas.

Se desarrolló exitosamente la interfaz de comunicación en lazo cerrado entre DIGSILENT PowerFactory y Python automatizando la extracción de la topología radial junto con las corrientes de carga en régimen permanente, logrando que el algoritmo identifique automáticamente los pares de coordinación y asigne el Factor de Sobrecarga OLF de forma dinámica, mediante la simulación de cortocircuitos, lo cual permitió discriminar asimetrías como las fallas bifásicas reflejadas en transformadores con grupo de conexión Dyn1.

La linealización exacta de las curvas de sobrecorriente normalizadas junto a la resolución con el solver HiGHS permitieron alcanzar el óptimo global de los diales en tiempos computacionales del orden de milisegundos, obteniendo una efectividad y selectividad total al evaluar los 63 pares de coordinación en el Sistema IEEE de 33 barras con 64 relés Siemens SIPROTEC y los 24 pares en el Sistema CIGRE MV con 28 relés ABB REF615 garantizando márgenes CTI de 0.25 s sin solapamientos, optimalidad que fue comprobada mediante pruebas de estrés al evidenciar que forzar la reducción de un solo paso físico del dial tanto de 0.01 como de 0.05 provoca la caída inmediata del margen por debajo del límite.

El análisis de sensibilidad paramétrica evidenció que el algoritmo es capaz de redistribuir la holgura de forma simultánea en cascadas de hasta 18 niveles sin divergir asimilando incrementos normativos con escalamientos en el dial de cabecera, evaluación que complementada con el análisis de la función objetivo demostró de forma concluyente que la adopción de las curvas ANSI Moderadamente Inversas ofrece un rendimiento superior frente al estándar IEC Normal Inverso al minimizar la sumatoria global de tiempos de operación con 10.6805 s frente a 16.1958 s en CIGRE

MV gracias a la forma más inclinada de la curva que permite una atenuación más rápida en corrientes de falla intermedias.

Se recomienda:

Se recomienda explotar la capacidad de control bidireccional del código desarrollado para simular esquemas de protección adaptativa dentro del propio entorno de PowerFactory, operando bajo la filosofía de las redes inteligentes al evaluar escenarios contingentes de cortocircuito que aíslen temporalmente un sector de carga y obliguen al algoritmo a recalcular y actualizar automáticamente los diales de los equipos remanentes para garantizar la selectividad de respaldo hasta que el elemento fallado se reactive y los flujos de potencia retornen a su estado de normalidad.

Se sugiere expandir la aplicabilidad del modelo matemático lineal entero mixto formulado en el presente estudio hacia sistemas de distribución con topología enmallada o en anillo mediante la integración de inecuaciones de selectividad direccional aplicadas sobre relés de protección ANSI 67 para garantizar una discriminación estricta y minimizar los tiempos de actuación frente a los múltiples caminos de circulación de las corrientes de cortocircuito originados por las redes en lazo cerrado.

Se plantea establecer como línea futura de investigación la evaluación del impacto que ocasiona la integración masiva de fuentes de generación distribuida sobre la lógica algorítmica de coordinación debido a la constante alteración de los niveles de falla locales exigiendo para ello la migración de la metodología hacia entornos de respuesta no lineal que logren sostener el margen CTI inalterable frente a la inyección bidireccional de potencia proveniente de parques solares o eólicos interconectados.

7. REFERENCIAS

- [1] D. Jiménez, W. Andino, M. Soria, y F. Pérez, “Coordinación Óptima de Relés de Sobrecorriente Temporizados empleando Algoritmos Heurísticos COA y GSA”, *Revista Técnica “energía”*, vol. 21, núm. 1, pp. 34–43, jul. 2024, doi: 10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.640.

- [2] J. Zapata y J. López, “METODOLOGÍAS DE OPTIMIZACIÓN APLICADAS A LA COORDINACIÓN ÓPTIMA DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE”, *Revista Politécnica*, vol. 10, núm. 18, pp. 141–153, ene. 2014.
- [3] Y. Damchi, M. Dolatabadi, H. R. Mashhadi, y J. Sadeh, “MILP approach for optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems”, *Electric Power Systems Research*, vol. 158, pp. 267–274, may 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2018.01.015.
- [4] Kida A. y Gallego A., “Optimal Coordination of Overcurrent Relays Using Mixed Integer Linear Programming”, *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, vol. 14, pp. 1289–1295, mar. 2016.
- [5] S. T. P. Srinivas y K. Shanti Swarup, “A New Mixed Integer Linear Programming Formulation for Protection Relay Coordination Using Disjunctive Inequalities”, *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 6, núm. 2, pp. 104–112, jun. 2019, doi: 10.1109/JPETS.2019.2907320.
- [6] A. Urdaneta, H. Restrepo, S. Márquez, y J. Sánchez, “COORDINATION OF DIRECTIONAL OVERCURRENT RELAY TIMING USING LINEAR PROGRAMMING”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, núm. 1, pp. 122–129, ene. 1996.
- [7] C. Zapata y G. Mejía, “COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS RADIALES UTILIZANDO PROGRAMACIÓN LINEAL”, *SCIENTIA ET TECHNICA*, núm. 22, pp. 1–6, oct. 2003.
- [8] C. Zapata y G. Mejía, “COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS ENMALLADOS UTILIZANDO PROGRAMACIÓN LINEAL”, *Scientia et Technica*, núm. 23, pp. 1–6, dic. 2003.
- [9] H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, y M. M. A. Salama, “Optimal coordination of overcurrent relays using a modified particle swarm optimization”, *Electric Power Systems Research*, vol. 76, núm. 11, pp. 988–995, jul. 2006, doi: 10.1016/j.epsr.2005.12.001.
- [10] S. P. Ramli, H. Mokhlis, W. R. Wong, M. A. Muhammad, y N. N. Mansor, “Optimal coordination of directional overcurrent relay based on combination of Firefly Algorithm and

- Linear Programming”, *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 13, núm. 6, p. 101777, nov. 2022, doi: 10.1016/j.asej.2022.101777.
- [11] C. Castillo, G. Rosales, X. Proaño, y W. Guamán, “Desarrollo de una Aplicación Informática para la Calibración y Coordinación del Relevador de Sobre Corriente 50/51”, *Revista Técnica “energía”*, vol. 18, núm. I, pp. 29–36, jul. 2021.
 - [12] A. Azari y M. Akhbari, “Optimal coordination of directional overcurrent relays in distribution systems based on network splitting”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 25, núm. 10, pp. 2310–2324, oct. 2015, doi: 10.1002/etep.1962.
 - [13] A. Enriquez, E. Vásquez, y J. Escobar, “Time Coordination by Time Adaptive Function”, *Computación y Sistemas*, vol. 13, núm. 3, pp. 247–256, 2010.
 - [14] J. L. Blackburn y T. J. Domin, *Protective Relaying*. CRC Press, 2014. doi: 10.1201/b16518.
 - [15] S. H. . Horowitz y A. G. . Phadke, *Power system relaying*. John Wiley and Sons, 2014.
 - [16] P. M. . Anderson, Charles. Henville, Rasheek. Rifaat, Brian. Johnson, y Sakis. Meliopoulos, *Power system protection*. Wiley : IEEE Press, 2022.
 - [17] A. Draz, M. M. Elkholy, y A. A. El-Fergany, “Automated Settings of Overcurrent Relays Considering Transformer Phase Shift and Distributed Generators Using Gorilla Troops Optimizer”, *Mathematics*, vol. 11, núm. 3, p. 774, feb. 2023, doi: 10.3390/math11030774.
 - [18] S. Kai, E. Abbasi, y C. Abbey, “Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources”, abr. 2014.
 - [19] M. E. Baran y F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, núm. 2, pp. 1401–1407, abr. 1989, doi: 10.1109/61.25627.
 - [20] DIgSILENT GmbH, “PowerFactory Python Reference Manual”, 2021.

ANEXOS

ANEXO A. Datos del Sistema CIGRE MV

Tabla A.1. Parámetros de red equivalentes de subtransmisión HV-MV del referente de la red de distribución MV europea.

Voltaje Nominal [kV]	Cortocircuito de Potencia [MVA]	R/X
110	5000	0.1

Tabla A.2. Parámetros de carga de referencia de la red de distribución de media tensión europea.

Nodo desde	Nodo a	Conexión	V1 [kV]	V2 [kV]	Z [Ω]	S [MVA]
0	1	3-ph Dyn1	110	20	0.016+j1.92	25
0	12	3-ph Dyn1	110	20	0.016+j1.92	25

Tabla A.3. Conexiones y parámetros de línea de la red de distribución de media tensión europea de referencia.

Segmento de línea	Nodo desde	Nodo a	Conductor ID	Resistencia R' [Ω /km]	Reactancia X' [Ω /km]	Susceptancia B' [Ω /km]	Resistencia R' [Ω /km]	Reactancia X' [Ω /km]	Susceptancia B' [Ω /km]	L [km]
1	1	2	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	2.82
2	2	3	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	4.42
3	3	4	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.61
4	4	5	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.56
5	5	6	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	1.54
6	6	7	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.24
7	7	8	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	1.67
8	8	9	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.32
9	9	10	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.77
10	10	11	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.33
11	11	4	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	0.49
12	3	8	2	0.501	0.716	47.493	0.817	1.598	47.493	1.30
13	12	13	1	0.510	0.366	3.172	0.658	1.611	1.280	4.89
14	13	14	1	0.510	0.366	3.172	0.658	1.611	1.280	2.99
15	14	8	1	0.510	0.366	3.172	0.658	1.611	1.280	2.00

Tabla A.4. Parámetros de carga de referencia de la red de distribución de media tensión europea.

Nodo	Potencia Aparente [kVA]		Factor de Potencia		Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]
	Resid.	Com./Ind.	Resid.	Com./Ind.		
1	15300	5100	0.98	0.95	19839.00	4637.13
2	---	---	---	---	0.00	0.00
3	285	265	0.97	0.85	501.70	208.88
4	445	---	0.97	---	431.65	108.18
5	750	---	0.97	---	727.50	182.33
6	565	---	0.97	---	548.05	137.35
7	---	90	---	0.85	76.50	47.41
8	605	---	0.97	---	586.85	147.08
9	---	675	---	0.85	573.75	355.58
10	490	80	0.97	0.85	543.30	161.26
11	340	---	0.97	---	329.80	82.66
12	15300	5280	0.98	0.95	20010.00	4693.34
13	---	40	---	0.85	34.00	21.07
14	215	390	0.97	0.85	540.05	257.71

Tabla A.5. Flujo de Potencia en las líneas.

Elemento	P (MW)	Q(Mvar)
lne_1_2_1	4,54	1,48
lne_2_3_1	4,46	1,42
lne_3_4_1	1,71	0,39
lne_4_5_1	1,28	0,29
lne_5_6_1	0,55	0,11
lne_3_8_1	2,12	0,73
lne_8_9_1	1,45	0,58
lne_9_10_1	0,87	0,23
lne_10_11_1	0,33	0,08
lne_12_13_1	0,58	0,27
lne_13_14_1	0,54	0,26

Tabla A.6. Flujo de Potencia en los Buses.

BUS	P (MW)	Q(Mvar)	Ángulo (deg)	Voltaje (pu)	Voltaje (kV)
BUS_00_HV	45,01	16,65	0,00	1,00	110,00
BUS_01	24,38	6,12	-36,98	1,02	20,42
BUS_02	20,59	4,96	-35,84	1,00	19,99
BUS_03	4,46	1,42	-37,97	1,00	19,96
BUS_04	4,34	1,33	-39,59	0,96	19,24
BUS_05	2,11	0,74	-39,82	0,96	19,14
BUS_06	1,45	0,58	-39,86	0,96	19,12
BUS_07	1,71	0,39	-39,68	0,96	19,21
BUS_08	1,28	0,29	-39,75	0,96	19,18
BUS_09	0,58	0,28	-35,89	0,99	19,90
BUS_10	0,54	0,26	-35,92	0,99	19,84
BUS_11	0,87	0,24	-39,92	0,95	19,09
BUS_12	0,55	0,14	-39,83	0,96	19,15
BUS_13	0,33	0,08	-39,93	0,95	19,09
BUS_14	0,08	0,05	-39,83	0,96	19,13

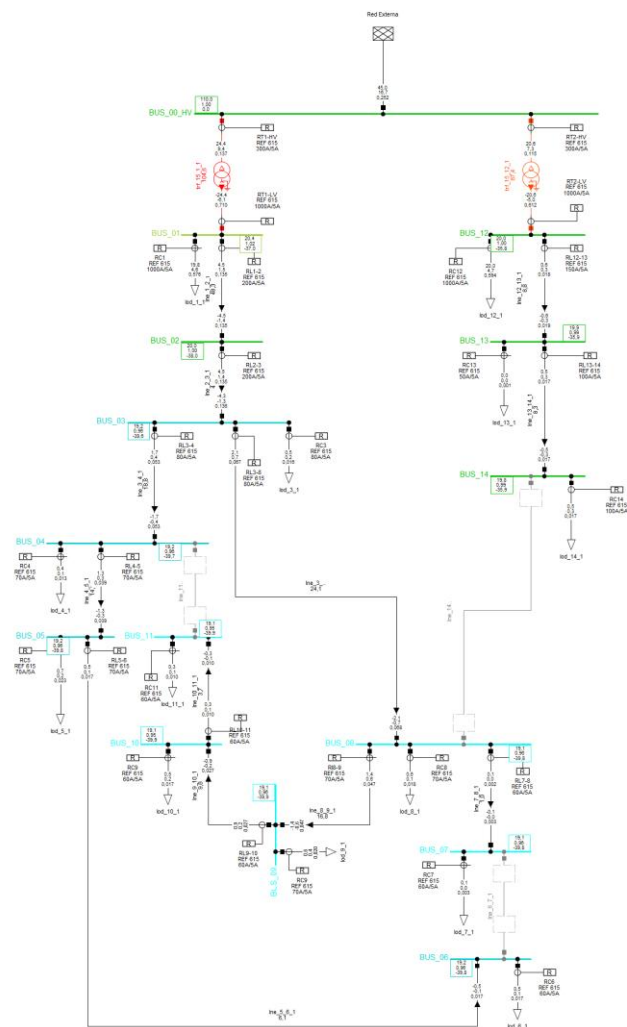
Tabla A.7. Corriente de Cortocircuitos.

BUS	Cortocircuito(kA)	Tipo Cortocircuito
BUS_00_HV	23,9690	Trifásico
BUS_01	4,7007	Bifásico
BUS_02	2,6373	Trifásico
BUS_03	1,4321	Trifásico
BUS_04	1,3425	Trifásico
BUS_05	1,2690	Trifásico
BUS_06	1,1010	Trifásico
BUS_07	1,0773	Trifásico
BUS_08	1,2555	Trifásico
BUS_09	1,2180	Trifásico
BUS_10	1,1352	Trifásico
BUS_11	1,1027	Trifásico
BUS_12	4,8406	Bifásico
BUS_13	2,4513	Trifásico
BUS_14	1,7730	Trifásico

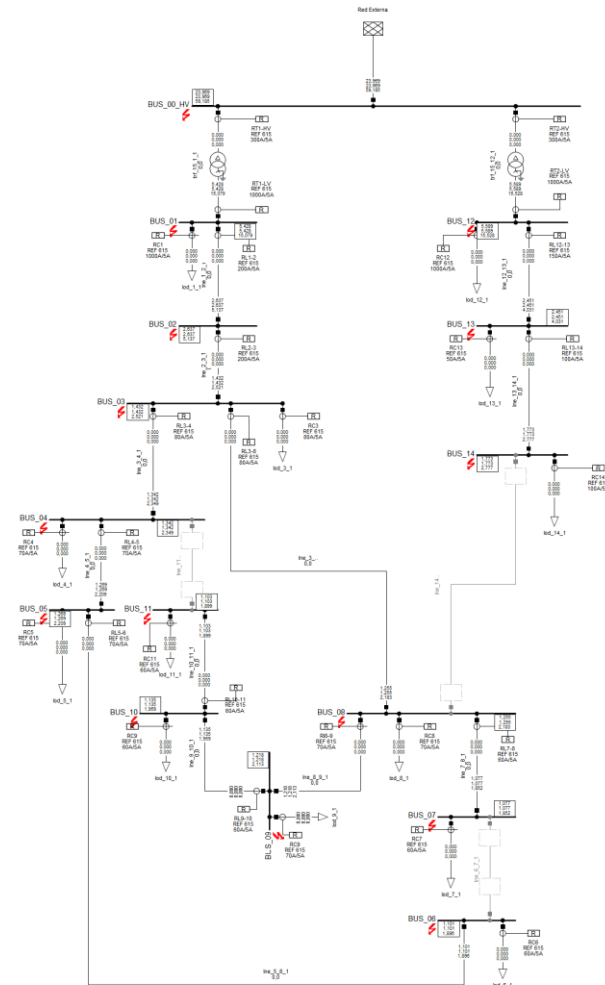
Tabla A.8. Parámetros físicos y ajustes operativos de los relés de protección del sistema.

Elemento (Rele)	Marca	Modelo	Bus	Relación TC	Dial 51 (TMS)	Pickup 51 (Primario A)	Pickup 50 (Primario A)
RC1	ABB	REF 615	BUS_01	1000A/5A	0,05	740,00	2713,97
RC11	ABB	REF 615	BUS_11	60A/5A	0,05	12,00	551,36
RC12	ABB	REF 615	BUS_12	1000A/5A	0,05	740,00	2794,74
RC13	ABB	REF 615	BUS_13	50A/5A	0,05	1,50	1225,67
RC14	ABB	REF 615	BUS_14	100A/5A	0,05	22,00	886,51
RC3	ABB	REF 615	BUS_03	80A/5A	0,05	20,00	716,03
RC4	ABB	REF 615	BUS_04	70A/5A	0,05	16,10	671,24
RC5	ABB	REF 615	BUS_05	70A/5A	0,05	27,30	634,50

Elemento (Rele)	Marca	Modelo	Bus	Relación TC	Dial 51 (TMS)	Pickup 51 (Primario A)	Pickup 50 (Primario A)
RC6	ABB	REF 615	BUS_06	60A/5A	0,05	20,40	550,52
RC7	ABB	REF 615	BUS_07	60A/5A	0,05	3,00	538,63
RC8	ABB	REF 615	BUS_08	70A/5A	0,05	21,70	627,74
RC9	ABB	REF 615	BUS_09	70A/5A	0,05	0,60	60,00
RC9	ABB	REF 615	BUS_10	60A/5A	0,05	0,60	60,00
RL1-2	ABB	REF 615	BUS_01	200A/5A	0,65	170,00	3296,68
RL10-11	ABB	REF 615	BUS_10	60A/5A	0,20	12,60	N/A
RL12-13	ABB	REF 615	BUS_12	150A/5A	0,35	28,50	3064,19
RL13-14	ABB	REF 615	BUS_13	100A/5A	0,20	22,00	2216,26
RL2-3	ABB	REF 615	BUS_02	200A/5A	0,55	170,00	1790,08
RL3-4	ABB	REF 615	BUS_03	80A/5A	0,50	65,60	N/A
RL3-8	ABB	REF 615	BUS_03	80A/5A	0,60	80,00	N/A
RL4-5	ABB	REF 615	BUS_04	70A/5A	0,35	49,00	N/A
RL5-6	ABB	REF 615	BUS_05	70A/5A	0,20	21,00	N/A
RL7-8	ABB	REF 615	BUS_08	60A/5A	0,20	3,60	N/A
RL9-10	ABB	REF 615	BUS_09	60A/5A	0,35	34,20	N/A
RT1-HV	ABB	REF 615	BUS_00_HV	300A/5A	0,45	171,00	1233,62
RT1-LV	ABB	REF 615	BUS_01	1000A/5A	0,35	890,00	N/A
RT2-HV	ABB	REF 615	BUS_00_HV	300A/5A	0,35	144,00	1270,34
RT2-LV	ABB	REF 615	BUS_12	1000A/5A	0,25	760,00	N/A
RI8-9	ABB	REF 615	BUS_08	70A/5A	0,50	58,80	N/A



a) Flujos de Potencia



b) Cortocircuito en las Barras

Figura A.1. Diagrama unifilar y de la red CIGREM MV.

Fuente: Elaboración propia

ANEXO B. Datos del Sistema IEEE de 33 Barras.

Tabla B.1. Datos de red del sistema de prueba.

Nodo envío	Nodo recepción	r (ohm)	x (ohm)	PL (kW)	QL (kvar)
0	1	0.0922	0.0470	100.00	60.00
1	2	0.4930	0.2511	90.00	40.00
2	3	0.3660	0.1864	120.00	80.00
3	4	0.3811	0.1941	60.00	30.00
4	5	0.8190	0.7070	60.00	20.00
5	6	0.1872	0.6188	200.00	100.00
6	7	0.7114	0.2351	200.00	100.00
7	8	10.300	0.7400	60.00	20.00
8	9	10.440	0.7400	60.00	20.00
9	10	0.1966	0.0650	45.00	30.00
10	11	0.3744	0.1238	60.00	35.00
11	12	14.680	11.550	60.00	35.00
12	13	0.5416	0.7129	120.00	80.00
13	14	0.5910	0.5260	60.00	10.00
14	15	0.7463	0.5450	60.00	20.00
15	16	12.890	17.210	60.00	20.00
16	17	0.7320	0.5740	90.00	40.00
1	18	0.1640	0.1565	90.00	40.00
18	19	15.042	13.554	90.00	40.00
19	20	0.4095	0.4784	90.00	40.00
20	21	0.7089	0.9373	90.00	40.00
2	22	0.4512	0.3083	90.00	50.00
22	23	0.8980	0.7091	420.00	200.00
23	24	0.8960	0.7011	420.00	200.00
5	25	0.2030	0.1034	60.00	25.00
25	26	0.2842	0.1447	60.00	25.00

Nodo envío	Nodo recepción	r (ohm)	x (ohm)	PL (kW)	QL (kvar)
26	27	10.590	0.9337	60.00	20.00
27	28	0.8042	0.7006	120.00	70.00
28	29	0.5075	0.2585	200.00	600.00
29	30	0.9744	0.9630	150.00	70.00
30	31	0.3105	0.3619	210.00	100.00
31	32	0.3410	0.5302	60.00	40.00

Tabla B.2. Flujo de Potencia en las líneas.

Elemento	P (MW)	Q(Mvar)
lne_10_11_1	0,56	0,27
lne_11_12_1	0,51	0,24
lne_12_13_1	0,45	0,21
lne_13_14_1	0,39	0,17
lne_14_15_1	0,27	0,09
lne_15_16_1	0,21	0,08
lne_16_17_1	0,15	0,06
lne_17_18_1	0,09	0,04
lne_19_20_1	0,27	0,12
lne_1_2_1	3,92	2,44
lne_20_21_1	0,18	0,08
lne_21_22_1	0,09	0,04
lne_23_24_1	0,85	0,41
lne_24_25_1	0,42	0,20
lne_26_27_1	0,89	0,95
lne_27_28_1	0,82	0,92
lne_28_29_1	0,75	0,89
lne_29_30_1	0,63	0,81
lne_2_19_1	0,36	0,16
lne_2_3_1	3,45	2,21

Elemento	P (MW)	Q(Mvar)
lne_30_31_1	0,42	0,21
lne_31_32_1	0,27	0,14
lne_32_33_1	0,06	0,04

Tabla B.3. Flujo de Potencia en los Buses.

BUS	P (MW)	Q(Mvar)	Ángulo (deg)	Voltaje (pu)	Voltaje (kV)
BUS_01	3,92	2,44	0,00	1,00	12,66
BUS_02	3,91	2,44	0,01	1,00	12,62
BUS_03	3,40	2,19	0,10	0,98	12,44
BUS_04	2,35	1,68	0,16	0,98	12,35
BUS_05	2,21	1,59	0,23	0,97	12,25
BUS_06	2,11	1,53	0,14	0,95	12,02
BUS_07	1,10	0,53	-0,10	0,95	11,98
BUS_08	0,89	0,42	-0,25	0,93	11,80
BUS_09	0,68	0,32	-0,32	0,93	11,72
BUS_10	0,62	0,29	-0,39	0,92	11,65
BUS_11	0,56	0,27	-0,38	0,92	11,64
BUS_12	0,51	0,24	-0,37	0,92	11,62
BUS_13	0,45	0,21	-0,46	0,91	11,54
BUS_14	0,39	0,17	-0,54	0,91	11,51
BUS_15	0,27	0,09	-0,58	0,91	11,49
BUS_16	0,21	0,08	-0,60	0,91	11,48
BUS_17	0,15	0,06	-0,68	0,90	11,45
BUS_18	0,09	0,04	-0,69	0,90	11,44
BUS_19	0,36	0,16	0,00	1,00	12,62
BUS_20	0,27	0,12	-0,06	0,99	12,57
BUS_21	0,18	0,08	-0,08	0,99	12,56
BUS_22	0,09	0,04	-0,10	0,99	12,55
BUS_23	0,94	0,46	0,07	0,98	12,40
BUS_24	0,84	0,40	-0,02	0,97	12,31
BUS_25	0,42	0,20	-0,07	0,97	12,27

BUS	P (MW)	Q(Mvar)	Ángulo (deg)	Voltaje (pu)	Voltaje (kV)
BUS_26	0,95	0,97	0,18	0,95	12,00
BUS_27	0,88	0,95	0,23	0,95	11,96
BUS_28	0,81	0,91	0,31	0,93	11,82
BUS_29	0,75	0,88	0,39	0,93	11,72
BUS_30	0,62	0,81	0,50	0,92	11,67
BUS_31	0,42	0,21	0,41	0,92	11,62
BUS_32	0,27	0,14	0,39	0,92	11,61
BUS_33	0,06	0,04	0,38	0,92	11,60

Tabla B.4. Corriente de Cortocircuitos.

BUS	Cortocircuito(kA)	Tipo Cortocircuito
BUS_01	4,28	Trifásico
BUS_02	4,14	Trifásico
BUS_03	3,42	Trifásico
BUS_04	2,97	Trifásico
BUS_05	2,59	Trifásico
BUS_06	1,89	Trifásico
BUS_07	1,63	Trifásico
BUS_08	1,11	Trifásico
BUS_09	0,93	Trifásico
BUS_10	0,80	Trifásico
BUS_11	0,78	Trifásico
BUS_12	0,75	Trifásico
BUS_13	0,62	Trifásico
BUS_14	0,58	Trifásico
BUS_15	0,54	Trifásico
BUS_16	0,50	Trifásico
BUS_17	0,44	Trifásico

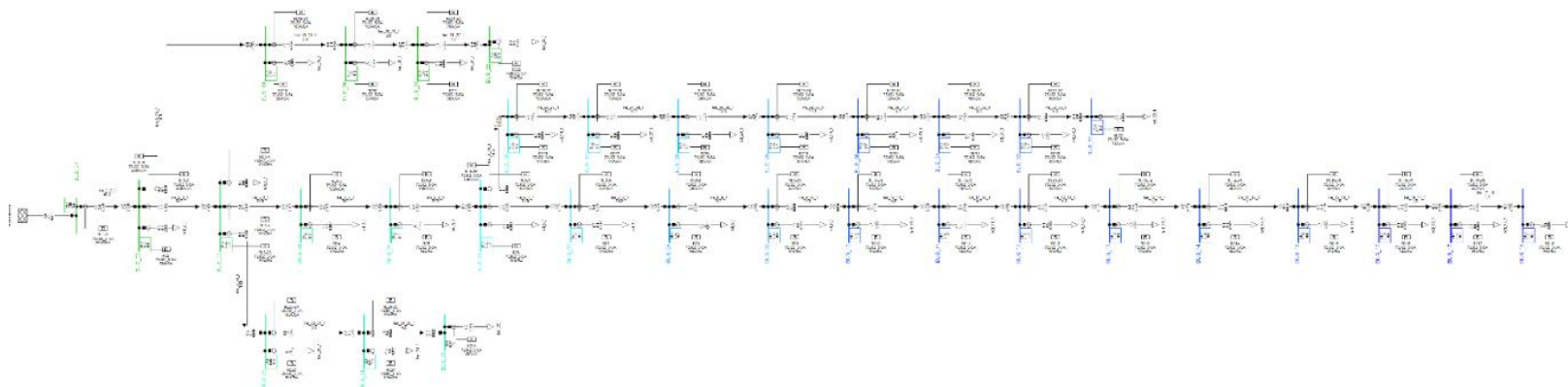
BUS	Cortocircuito(kA)	Tipo Cortocircuito
BUS_18	0,41	Trifásico
BUS_19	3,73	Trifásico
BUS_20	1,91	Trifásico
BUS_21	1,64	Trifásico
BUS_22	1,30	Trifásico
BUS_23	2,79	Trifásico
BUS_24	1,97	Trifásico
BUS_25	1,51	Trifásico
BUS_26	1,79	Trifásico
BUS_27	1,67	Trifásico
BUS_28	1,26	Trifásico
BUS_29	1,06	Trifásico
BUS_30	0,98	Trifásico
BUS_31	0,82	Trifásico
BUS_32	0,78	Trifásico
BUS_33	0,72	Trifásico

Tabla B.5. Parámetros físicos y ajustes operativos de los relés de protección del sistema.

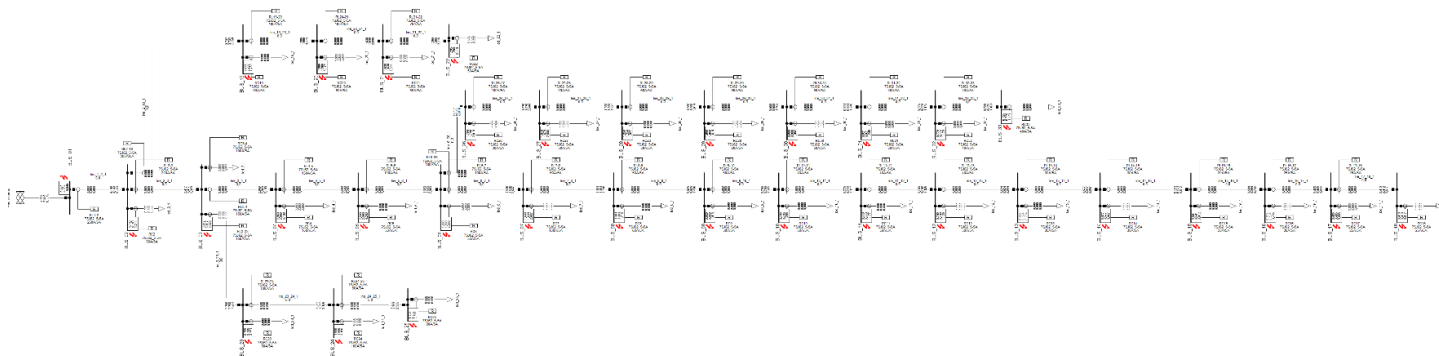
Elemento (Relé)	Marca	Modelo	Bus	Relación TC	Dial 51 (TMS)	Pickup 51 (Primario A)	Pickup 50 (Primario A)
RC10	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_10	30A/5A	0,05	3,60	397,85
RC11	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_11	30A/5A	0,05	3,00	389,58
RC12	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_12	30A/5A	0,05	3,90	374,58
RC13	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_13	30A/5A	0,05	3,90	311,76
RC14	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_14	30A/5A	0,05	8,10	288,75
RC15	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_15	30A/5A	0,05	3,60	270,57
RC16	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_16	30A/5A	0,05	3,60	252,05
RC17	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_17	25A/5A	0,05	3,50	217,59
RC18	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_18	25A/5A	0,05	5,50	205,21
RC19	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_19	50A/5A	0,05	5,50	1866,10
RC2	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_02	50A/5A	0,05	6,50	2069,98
RC20	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_20	50A/5A	0,05	5,50	952,77

Elemento (Relé)	Marca	Modelo	Bus	Relación TC	Dial 51 (TMS)	Pickup 51 (Primario A)	Pickup 50 (Primario A)
RC21	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_21	50A/5A	0,05	5,50	819,02
RC22	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_22	50A/5A	0,05	5,50	647,72
RC23	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_23	50A/5A	0,05	6,00	1393,91
RC24	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_24	100A/5A	0,05	27,00	982,78
RC25	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_25	80A/5A	0,05	26,40	754,03
RC26	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_26	30A/5A	0,05	3,60	897,02
RC27	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_27	30A/5A	0,05	3,60	835,19
RC28	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_28	30A/5A	0,05	3,60	629,09
RC29	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_29	60A/5A	0,05	7,80	529,92
RC3-4	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_03	100A/5A	0,05	10,00	1708,64
RC30	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_30	50A/5A	0,05	36,00	490,20
RC31	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_31	50A/5A	0,05	9,50	410,27
RC32	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_32	40A/5A	0,05	13,20	388,10
RC33	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_33	40A/5A	0,05	4,00	362,36
RC4	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_04	100A/5A	0,05	10,00	1484,33
RC5	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_05	30A/5A	0,05	3,90	1295,13
RC6	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_06	30A/5A	0,05	3,60	946,44
RC7	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_07	100A/5A	0,05	13,00	815,14
RC8	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_08	60A/5A	0,05	12,60	555,49
RC9	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_09	30A/5A	0,05	3,60	464,29
RL1-2	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_01	250A/5A	1,20	262,50	N/A
RL10-11	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_10	40A/5A	0,93	38,80	N/A
RL11-12	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_11	40A/5A	0,83	35,20	N/A
RL12-13	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_12	40A/5A	0,75	31,20	N/A
RL13-14	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_13	30A/5A	0,65	26,70	N/A
RL14-15	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_14	30A/5A	0,53	18,00	N/A
RL15-16	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_15	30A/5A	0,41	14,10	N/A
RL16-17	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_16	25A/5A	0,29	10,25	N/A
RL17-18	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_17	25A/5A	0,17	6,25	N/A
RL19-20	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_19	100A/5A	0,41	17,00	2381,93
RL2-19	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_02	200A/5A	0,53	22,00	N/A
RL2-3	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_02	200A/5A	1,15	234,00	N/A

Elemento (Relé)	Marca	Modelo	Bus	Relación TC	Dial 51 (TMS)	Pickup 51 (Primario A)	Pickup 50 (Primario A)
RL20-21	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_20	100A/5A	0,29	11,00	N/A
RL21-22	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_21	70A/5A	0,17	7,00	1619,30
RL23-24	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_23	100A/5A	0,29	55,00	2456,95
RL24-25	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_24	80A/5A	0,17	27,20	1885,08
RL26-27	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_26	100A/5A	0,74	78,00	N/A
RL27-28	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_27	70A/5A	0,62	74,20	1572,72
RL28-29	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_28	60A/5A	0,53	71,40	N/A
RL29-30	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_29	50A/5A	0,45	63,00	N/A
RL3-23	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_03	150A/5A	0,41	60,00	N/A
RL3-4	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_03	150A/5A	1,19	169,50	N/A
RL30-31	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_30	50A/5A	0,41	29,00	N/A
RL31-32	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_31	40A/5A	0,29	18,80	N/A
RL32-33	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_32	40A/5A	0,17	4,40	N/A
RL4-5	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_04	150A/5A	1,11	160,50	N/A
RL5-6	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_05	100A/5A	1,01	157,00	2366,11
RL6-26	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_06	100A/5A	0,86	82,00	N/A
RL6-7	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_06	100A/5A	1,19	74,00	N/A
RL7-8	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_07	60A/5A	1,10	60,00	1388,73
RL8-9	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_08	50A/5A	1,09	46,50	N/A
RL9-10	Siemens	7SJ62_5-5A	BUS_09	50A/5A	1,01	42,50	N/A



a) Flujos de Potencia



b) Cortocircuito en las Barras

Figura B.1. Diagrama unifilar del Sistema IEEE 33 barras en DigSILENT POWERFACTORY

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO C. REPORTE DE PROTECCIONES DE POWERFACTORY

Anexo C.1. Reporte de Protecciones de PowerFactory Sistema IEEE 33 Barras

Ajustes de Protección (Sobrecorriente/Mínima Corriente)

Proyecto IEEE 33 Barras
Caso de Estudio Caso de Estudio

	Dispositivo de Protección	Ubicación	Rama	Fabricante	Modelo	Etapas (Fase)	Corriente [pri.A]	Corriente [sec.A]	Corriente [p.u.]	Tiempo	Característica	Direccional
1	RC10	BUS_10	lod_10_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	4	0,60	0,12	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	398	66,31	13,26	0,00	Definido	Ninguna
2	RC11	BUS_11	lod_11_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	3	0,50	0,10	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	390	64,93	12,99	0,00	Definido	Ninguna
3	RC12	BUS_12	lod_12_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	4	0,65	0,13	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	375	62,43	12,49	0,00	Definido	Ninguna
4	RC13	BUS_13	lod_13_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	4	0,65	0,13	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	312	51,96	10,39	0,00	Definido	Ninguna
5	RC14	BUS_14	lod_14_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	8	1,35	0,27	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	289	48,13	9,63	0,00	Definido	Ninguna
6	RC15	BUS_15	lod_15_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	4	0,60	0,12	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	271	45,10	9,02	0,00	Definido	Ninguna
7	RC16	BUS_16	lod_16_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	4	0,60	0,12	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	252	42,01	8,40	0,00	Definido	Ninguna
8	RC17	BUS_17	lod_17_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	4	0,70	0,14	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	218	43,52	8,70	0,00	Definido	Ninguna
9	RC18	BUS_18	lod_18_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	6	1,10	0,22	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	205	41,04	8,21	0,00	Definido	Ninguna
10	RC19	BUS_19	lod_19_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	6	0,55	0,11	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	1866	186,61	37,32	0,00	Definido	Ninguna
11	RC2	BUS_02	lod_2_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	7	0,65	0,13	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	2070	207,00	41,40	0,00	Definido	Ninguna
12	RC20	BUS_20	lod_20_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	6	0,55	0,11	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	953	95,28	19,06	0,00	Definido	Ninguna
13	RC21	BUS_21	lod_21_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	6	0,55	0,11	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	819	81,90	16,38	0,00	Definido	Ninguna
14	RC22	BUS_22	lod_22_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	6	0,55	0,11	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	648	64,77	12,95	0,00	Definido	Ninguna
15	RC23	BUS_23	lod_23_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	6	0,60	0,12	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	1394	139,39	27,88	0,00	Definido	Ninguna
16	RC24	BUS_24	lod_24_1	Siemens	7SJ62_5-SA	Ip 51	27	1,35	0,27	0,05	IEC 255-3 Inverse	Ninguna
						I> 50_1	983	49,14	9,83	0,00	Definido	Ninguna

Anexo C.2. Reporte de Protecciones de PowerFactory Sistema CIGRE MV

Ajustes de Protección (Sobrecorriente/Mínima Corriente)

Proyecto CIGRE_MV
Caso de Estudio Caso de Estudio

	Dispositivo de Protección	Ubicación	Rama	Fabricante	Modelo	Etapas (Fase)	Corriente [p.f.A]	Corriente [sec.A]	Corriente [p.u.]	Tiempo	Característica	Direccional
1	RC1	BUS_01	l0d_1_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	740	3,70	0,74	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	2714	13,57	2,71	0,02	Definido	Ninguna
2	RC11	BUS_11	l0d_11_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	12	1,00	0,20	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	551	45,95	9,19	0,02	Definido	Ninguna
3	RC12	BUS_12	l0d_12_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	740	3,70	0,74	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	2795	13,97	2,79	0,02	Definido	Ninguna
4	RC13	BUS_13	l0d_13_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	2	0,15	0,03	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	1226	122,57	24,51	0,02	Definido	Ninguna
5	RC14	BUS_14	l0d_14_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	22	1,10	0,22	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	887	44,33	8,87	0,02	Definido	Ninguna
6	RC3	BUS_03	l0d_3_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	20	1,25	0,25	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	716	44,75	8,95	0,02	Definido	Ninguna
7	RC4	BUS_04	l0d_4_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	16	1,15	0,23	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	671	47,95	9,59	0,02	Definido	Ninguna
8	RC5	BUS_05	l0d_5_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	27	1,95	0,39	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	635	45,32	9,06	0,02	Definido	Ninguna
9	RC6	BUS_06	l0d_6_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	20	1,70	0,34	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	551	45,88	9,18	0,02	Definido	Ninguna
10	RC7	BUS_07	l0d_7_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	3	0,25	0,05	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	539	44,89	8,98	0,02	Definido	Ninguna
11	RC8	BUS_08	l0d_8_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	22	1,55	0,31	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	628	44,84	8,97	0,02	Definido	Ninguna
12	RC9	BUS_09	l0d_9_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	20	1,45	0,29	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	568	40,54	8,11	0,02	Definido	Ninguna
13	RC9	BUS_10	l0d_10_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	1	0,05	0,01	0,05	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	60	5,00	1,00	0,02	Definido	Ninguna
14	RL1-2	BUS_01	lne_1_2_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	170	4,25	0,85	0,65	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	3297	82,42	16,48	0,02	Definido	Ninguna
15	RL10-11	BUS_10	lne_10_11_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	13	1,05	0,21	0,20	IEC Norm. Inv.	Ninguna
16	RL12-13	BUS_12	lne_12_13_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	29	0,95	0,19	0,35	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	3064	102,14	20,43	0,02	Definido	Ninguna
17	RL13-14	BUS_13	lne_13_14_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	22	1,10	0,22	0,20	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	2216	110,81	22,16	0,02	Definido	Ninguna
18	RL2-3	BUS_02	lne_2_3_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	170	4,25	0,85	0,55	IEC Norm. Inv.	Ninguna
						50P/51P(1)	1790	44,75	8,95	0,02	Definido	Ninguna
19	RL3-4	BUS_03	lne_3_4_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	66	4,10	0,82	0,50	IEC Norm. Inv.	Ninguna
20	RL3-8	BUS_03	lne_3_8_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	80	5,00	1,00	0,60	IEC Norm. Inv.	Ninguna
21	RL4-5	BUS_04	lne_4_5_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	49	3,50	0,70	0,35	IEC Norm. Inv.	Ninguna
22	RL5-6	BUS_05	lne_5_6_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	21	1,50	0,30	0,20	IEC Norm. Inv.	Ninguna
23	RL7-8	BUS_08	lne_7_8_1	ABB	REF 615	51P-1(1)	4	0,30	0,06	0,20	IEC Norm. Inv.	Ninguna

ANEXO D. CÓDIGO DE OPTIMIZACIÓN

```
import sys
import os
import math
import pandas as pd
import numpy as np

# =====
# CONFIGURACIÓN DEL USUARIO
# =====
USUARIO_PF = "Erick"      # Usuario de PowerFactory
PROYECTO_PF = "CIGRE_MV"  # Nombre del proyecto activo a optimizar
CTI_REQUERIDO = 0.25      # Margen de Coordinacion Minimo en segundos

# Rutas de instalacion de PowerFactory
RUTA_PF_PRINCIPAL = r"E:\Programas\DigSilent\PowerFactory 2021 SP2"
RUTA_PF_PYTHON = r"E:\Programas\DigSilent\PowerFactory 2021 SP2\Python\3.9"

sys.path.append(RUTA_PF_PYTHON)
os.environ["PATH"] = RUTA_PF_PRINCIPAL + ";" + os.environ["PATH"]
if hasattr(os, 'add_dll_directory'):
    os.add_dll_directory(RUTA_PF_PRINCIPAL)

import powerfactory as pf

# =====
# FLUJO PRINCIPAL DE OPTIMIZACIÓN
# =====
def main():
    app = pf.GetApplication(USUARIO_PF)
    if app is None:
        raise Exception(f"No se pudo conectar o iniciar PowerFactory con el usuario {USUARIO_PF}.")
    app.ActivateProject(PROYECTO_PF)

    prj_folder = app.GetProjectFolder("study")
    if prj_folder:
```

```

scs = prj_folder.GetContents("*.IntCase")
if scs: scs[0].Activate()

# =====
# BLOQUE 1: PRE-PROCESAMIENTO OLF Y PICKUPS
# =====

# 1.0 Leer Criterios Dinámicamente desde Excel
ruta_script = os.path.dirname(os.path.abspath(__file__))
ruta_excel = os.path.join(ruta_script, "Criterios_Parametrizacion_Reles.xlsx")
ruta_bd = os.path.join(ruta_script, "Base_Datos_Reles.xlsx")

try:
    df_criterios_51 = pd.read_excel(ruta_excel, sheet_name="Criterios_Rele_51")
    df_criterios_50 = pd.read_excel(ruta_excel, sheet_name="Criterios_Rele_50")
    try:
        df_bd = pd.read_excel(ruta_bd, sheet_name="Base_Datos_Reles")
    except Exception:
        df_bd = pd.read_excel(ruta_bd, sheet_name=0)

    olf_linea_normal = float(df_criterios_51.iloc[0, 2])
    olf_linea_alta = float(df_criterios_51.iloc[1, 2])
    olf_trafo = float(df_criterios_51.iloc[2, 2])
    olf_carga = float(df_criterios_51.iloc[3, 2])
    olf_alimentador = float(df_criterios_51.iloc[4, 2])

    k50_linea = float(df_criterios_50.iloc[0, 2])
    k50_trafo = float(df_criterios_50.iloc[1, 2])
    k50_carga = float(df_criterios_50.iloc[2, 2])
    print("Criterios y Base de Datos Excel cargados correctamente.")
except Exception as e:
    print(f"Error al cargar Excel: {e}. Usando valores por defecto.")
    olf_linea_normal, olf_linea_alta, olf_trafo, olf_carga, olf_alimentador = 1.25, 1.40, 1.25, 1.25, 1.50
    k50_linea, k50_trafo, k50_carga = 1.25, 1.25, 0.50
    df_bd = pd.DataFrame()

# 1.1 Ejecutar Flujo de Carga
app.GetFromStudyCase("ComLdf").Execute()

```

```

# 1.1b Almacenar corrientes de flujo de carga ANTES del cortocircuito
memoria_flujo_carga = {} # {nombre_elemento: corriente_en_A}
memoria_loading = {} # {nombre_elemento: cargabilidad_%}
for elem in app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmLne"):
    i1 = getattr(elem, 'm:I:bus1', 0) or 0
    i2 = getattr(elem, 'm:I:bus2', 0) or 0
    i_max = max(i1, i2)

# Detección dinámica de unidades de PowerFactory
try:
    unidad = elem.GetAttributeUnit("m:I:bus1")
    factor = 1000.0 if "k" in unidad.lower() else 1.0
except:
    factor = 1000.0 if i_max < 200 else 1.0 # fallback seguro

memoria_flujo_carga[elem.loc_name] = i_max * factor
memoria_loading[elem.loc_name] = getattr(elem, 'c:loading', 0.0) or 0.0

for elem in app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmTr2"):
    ihv = getattr(elem, 'm:I:bushv', 0) or 0
    ilv = getattr(elem, 'm:I:buslv', 0) or 0
    p_hv = getattr(elem, 'm:P:bushv', 0) or 0 # Potencia activa para saber dirección

try:
    unidad_hv = elem.GetAttributeUnit("m:I:bushv")
    factor_hv = 1000.0 if "k" in unidad_hv.lower() else 1.0
    unidad_lv = elem.GetAttributeUnit("m:I:buslv")
    factor_lv = 1000.0 if "k" in unidad_lv.lower() else 1.0
except:
    factor_hv = 1000.0 if ihv < 200 else 1.0
    factor_lv = 1000.0 if ilv < 200 else 1.0

memoria_flujo_carga[f"{elem.loc_name}_HV"] = ihv * factor_hv
memoria_flujo_carga[f"{elem.loc_name}_LV"] = ilv * factor_lv
memoria_flujo_carga[f"{elem.loc_name}_P_HV"] = p_hv
memoria_loading[elem.loc_name] = getattr(elem, 'c:loading', 0.0) or 0.0

```

```

for elem in app.GetCalcRelevantObjects("*ElmLod"):
    memoria_loading[elem.loc_name] = 100.0 # Las cargas siempre se consideran al 100%

for elem in app.GetCalcRelevantObjects("*ElmShnt"):
    i_shnt = getattr(elem, 'm:I:bus1', 0) or 0
    memoria_flujo_carga[elem.loc_name] = i_shnt * 1000.0 if i_shnt < 10000 else i_shnt
    memoria_loading[elem.loc_name] = 100.0

memoria_voltajes_barras = {}
for term in app.GetCalcRelevantObjects("*ElmTerm"):
    memoria_voltajes_barras[term.loc_name] = getattr(term, 'uknom', 1.0) or 1.0

# 1.2 Ejecutar Cortocircuito (Max y Min) con Método Completo
shc = app.GetFromStudyCase("ComShc")
shc.iopt_mde = 3 # Método Completo ("completo" en PowerFactory)
shc.iopt_allbus = 0
memoria_icc_3ph = {}
memoria_icc_2ph = {}

for nodo in app.GetCalcRelevantObjects("*ElmTerm"):
    shc.shcobj = nodo

    # Falla Trifásica (3ph)
    shc.iopt_shc = '3psc'
    if shc.Execute() == 0:
        icc_3 = max([getattr(nodo, attr, 0) or 0 for attr in ["m:Ikss", "m:Ikss:A", "m:Ikss:B", "m:Ikss:C", "m:I", "m:I:A",
"m:I:B", "m:I:C"]])
        try:
            unidad_icc = nodo.GetAttributeUnit("m:Ikss")
            factor_icc = 1000.0 if "k" in unidad_icc.lower() else 1.0
        except:
            factor_icc = 1000.0 if icc_3 < 200 else 1.0
        memoria_icc_3ph[nodo.loc_name] = icc_3 * factor_icc

    # Falla Bifásica (2ph)
    shc.iopt_shc = '2psc'
    if shc.Execute() == 0:

```

```
icc_2 = max([getattr(nodo, attr, 0) or 0 for attr in ["m:Ikss", "m:Ikss:A", "m:Ikss:B", "m:Ikss:C", "m:I", "m:I:A", "m:I:B", "m:I:C"]])
```

```
try:
```

```
    unidad_icc = nodo.GetAttributeUnit("m:Ikss")
```

```
    factor_icc = 1000.0 if "k" in unidad_icc.lower() else 1.0
```

```
except:
```

```
    factor_icc = 1000.0 if icc_2 < 200 else 1.0
```

```
memoria_icc_2ph[nodo.loc_name] = icc_2 * factor_icc
```

```
# 1.3 Primera Pasada: Extraer Topología Básica
```

```
reles = app.GetCalcRelevantObjects("*.ElmRelay")
```

```
if not reles:
```

```
    prj_act = app.GetActiveProject()
```

```
    nom_prj = prj_act.loc_name if prj_act else "Desconocido"
```

```
    print(f'\n[!] AVISO: No se encontraron relés (*.ElmRelay) calculables en el proyecto '{nom_prj}'.')
```

```
    print("    Asegúrate de que los relés (y sus TCs) estén creados dentro de los cubículos de líneas, transformadores o cargas.")
```

```
    return
```

```
datos_base = { }
```

```
nodos_fuente = set()
```

```
for r in reles:
```

```
    cubiculo = r.GetParent()
```

```
    if not cubiculo: continue
```

```
    elemento = getattr(cubiculo, 'obj_id', None)
```

```
    nodo_local_obj = cubiculo.GetParent()
```

```
    if not elemento or not nodo_local_obj: continue
```

```
    tipo = elemento.GetClassName()
```

```
    nodo_local = nodo_local_obj.loc_name
```

```
    nodo_remoto = None
```

```
    es_primario = False
```

```
    vecgrp = ""
```

```
if tipo == "ElmLne":
```

```
    bus1 = getattr(elemento, 'bus1', None)
```

```

bus2 = getattr(elemento, 'bus2', None)
if bus1 and bus2:
    n1 = bus1.ctrm.loc_name
    n2 = bus2.ctrm.loc_name
    nodo_remoto = n2 if n1 == nodo_local else n1
elif tipo == "ElmTr2":
    vecgrp = getattr(elemento.typ_id, 'vecgrp', "")
    bus_hv = getattr(elemento, 'bushv', None)
    bus_lv = getattr(elemento, 'buslv', None)
    if bus_hv and bus_lv:
        n_hv = bus_hv.ctrm.loc_name
        n_lv = bus_lv.ctrm.loc_name

        # Usamos la potencia real del flujo de carga para saber quién alimenta a quién
        p_hv = memoria_flujo_carga.get(f"{elemento.loc_name}_P_HV", 0)
        es_flujo_hv_a_lv = (p_hv >= 0)

        n_fuente = n_hv if es_flujo_hv_a_lv else n_lv
        n_carga = n_lv if es_flujo_hv_a_lv else n_hv

        if nodo_local == n_fuente:
            es_primario = True
            nodo_remoto = n_carga
        else:
            es_primario = False
            nodo_remoto = n_carga # El secundario también protege hacia abajo (la carga)
            nodos_fuente.add(nodo_local) # Alimenta la red aguas abajo

datos_base[r.loc_name] = {
    "Objeto": elemento,
    "Elemento": elemento.loc_name,
    "Tipo": tipo,
    "Nodo_Local": nodo_local,
    "Nodo_Remoto": nodo_remoto,
    "Es_Primary": es_primario,
    "Vector_Group": vecgrp,
    "Loading": getattr(elemento, "c:loading", 0.0) or 0.0

```

```
}
```

```
# 1.4 Segunda Pasada: Aplicar Criterios OLF y Pickups
```

```
datos_reles = {}
```

```
for nombre, d in datos_base.items():
```

```
    elemento = d["Objeto"]
```

```
    tipo = d["Tipo"]
```

```
    nodo_local = d["Nodo_Local"]
```

```
    nodo_remoto = d["Nodo_Remoto"]
```

```
    loading = d["Loading"]
```

```
icc_local_3ph = memoria_icc_3ph.get(nodo_local, 0.0)
```

```
icc_remota_3ph = memoria_icc_3ph.get(nodo_remoto, 0.0) if nodo_remoto else 0.0
```

```
icc_local_2ph = memoria_icc_2ph.get(nodo_local, 0.0)
```

```
icc_remota_2ph = memoria_icc_2ph.get(nodo_remoto, 0.0) if nodo_remoto else 0.0
```

```
# Evaluar cantidad de hijos aguas abajo (para detectar alimentador)
```

```
elementos_aguas_abajo = 0
```

```
for nombre2, d2 in datos_base.items():
```

```
    if d2["Nodo_Local"] == nodo_remoto and d2["Elemento"] != d["Elemento"]:
```

```
        elementos_aguas_abajo += 1
```

```
# ---- CRITERIOS 51 (Lectura dinámica del Excel) ----
```

```
inom = 0.0
```

```
olf_51 = 1.25
```

```
categoria_51 = ""
```

```
if tipo == "ElmLne":
```

```
    inom = get_base_current_line(memoria_flujo_carga.get(d["Elemento"], 0.0))
```

```
    loading = memoria_loading.get(d["Elemento"], 0.0)
```

```
    # Detección de alimentador principal
```

```
    if nodo_local in nodos_fuente and elementos_aguas_abajo > 1:
```

```
        olf_51 = olf_alimentador
```

```
        categoria_51 = "E. Alimentador con CLPU"
```

```
    else:
```

```
        if loading <= 75.0:
```

```

        olf_51 = olf_linea_normal
        categoria_51 = "A. Línea normal"
    else:
        olf_51 = olf_linea_alta
        categoria_51 = "B. Línea altamente cargada"
elif tipo == "ElmTr2":
    # Extraer los nombres de las barras HV y LV del trafo
    trafo_obj = d["Objeto"]
    bus_hv = getattr(trafo_obj, 'bushv', None)
    nombre_hv = bus_hv.ctrm.loc_name if bus_hv else ""

    # Asignar corriente según ubicación del relé
    if nodo_local == nombre_hv:
        llave_corriente = f"{d['Elemento']}_HV"
    else:
        llave_corriente = f"{d['Elemento']}_LV"

    inom = get_base_current_trafo(memoria_flujo_carga.get(llave_corriente, 0.0))
    olf_51 = olf_trafo
    categoria_51 = "C. Transformador"
elif tipo == "ElmLod":
    inom = get_base_current_load(elemento)
    olf_51 = olf_carga
    categoria_51 = "D. Carga terminal"
    loading = 100.0
elif tipo == "ElmShnt":
    inom = memoria_flujo_carga.get(d["Elemento"], 0.0)
    olf_51 = 1.25
    categoria_51 = "F. Compensación Shunt"
    loading = 100.0

ip_51 = inom * olf_51

# ---- CRITERIOS 50 (Lectura dinámica del Excel) ----
k_50 = 1.25
ip_50 = 0.0
estado_50 = "ACTIVO"

```

```

if tipo == "ElmLne":
    k_50 = k50_linea
    ip_50 = k_50 * icc_remota_3ph
    if ip_50 >= icc_local_3ph: estado_50 = "DESACTIVADO"
elif tipo == "ElmTr2":
    k_50 = k50_trafo
    if d["Es_Primary"]:
        v_local = memoria_voltajes_barras.get(d["Nodo_Local"], 1.0)
        v_remoto = memoria_voltajes_barras.get(d["Nodo_Remoto"], 1.0)
        icc_reflejada = icc_remota_3ph * (v_remoto / v_local)
        ip_50 = k_50 * icc_reflejada
        if ip_50 >= icc_local_3ph: estado_50 = "DESACTIVADO"
    else:
        # Unidad 50 desactivada en lado secundario
        ip_50 = 999999.0
        estado_50 = "DESACTIVADO"
elif tipo == "ElmLod":
    k_50 = k50_carga
    ip_50 = k_50 * icc_local_3ph
elif tipo == "ElmShnt":
    k_50 = 1.25
    ip_50 = k_50 * icc_local_3ph

# Leer Modelo y Curva desde PF
curva_pf = "Desconocida"
modelo_pf = "Genérico"
tmin_pf = None
imax_pf = None
tpset_actual_pf = None
reles_pf = app.GetCalcRelevantObjects(f"{nombre}.ElmRelay")
if reles_pf:
    rele_obj = reles_pf[0]

# Obtener Modelo físico del relé (TypRelay)
try:
    typ_obj = rele_obj.GetAttribute("typ_id")

```

```

        if typ_obj: modelo_pf = typ_obj.loc_name
except:
    pass

# Obtener Bloque 51 activo y su objeto de curva (pcharac)
b51_obj = find_51_block(rele_obj)
if b51_obj:
    if tipo == "ElmLod":
        try:
            if b51_obj.HasAttribute("Tpset"):
                tpset_actual_pf = float(b51_obj.GetAttribute("Tpset"))
            elif b51_obj.HasAttribute("Tsetr"):
                tpset_actual_pf = float(b51_obj.GetAttribute("Tsetr"))
        except:
            pass

    try:
        pcharac = b51_obj.GetAttribute("pcharac")
        if pcharac:
            curva_pf = pcharac.loc_name
            for attr_imax in ["imax", "Imax", "mmax", "Mmax"]:
                try:
                    v_imax = pcharac.GetAttribute(attr_imax)
                    if v_imax is not None and v_imax > 0:
                        imax_pf = float(v_imax)
                        break
                except:
                    pass
            for attr_tmin in ["tmin", "Tmin"]:
                try:
                    v_tmin = pcharac.GetAttribute(attr_tmin)
                    if v_tmin is not None and v_tmin > 0:
                        tmin_pf = float(v_tmin)
                        break
                except:
                    pass
    except:

```

pass

```
# Por defecto IEC Standard
```

```
A_curva, B_curva, p_curva = 0.14, 0.0, 0.02
```

```
dial_min, dial_max, paso_dial = 0.05, 1.0, 0.01
```

```
df_bd_clean = df_bd.copy()
```

```
if 'Marca' in df_bd_clean.columns: df_bd_clean['Marca'] = df_bd_clean['Marca'].ffill()
```

```
if 'Estandar' in df_bd_clean.columns: df_bd_clean['Estandar'] = df_bd_clean['Estandar'].ffill()
```

```
filas = df_bd_clean.copy()
```

```
# Filtro por marca y modelo
```

```
modelo_busqueda = modelo_pf.lower()
```

```
if "sel" in modelo_busqueda or "351" in modelo_busqueda or "751" in modelo_busqueda:
```

```
    filas = filas[filas['Marca'].str.contains("SEL", case=False, na=False)]
```

```
elif "abb" in modelo_busqueda or "ref" in modelo_busqueda or "rem" in modelo_busqueda:
```

```
    filas = filas[filas['Marca'].str.contains("ABB", case=False, na=False)]
```

```
elif "siemens" in modelo_busqueda or "7sj" in modelo_busqueda:
```

```
    filas = filas[filas['Marca'].str.contains("Siemens", case=False, na=False)]
```

```
elif "ge" in modelo_busqueda or "general" in modelo_busqueda or "sr" in modelo_busqueda:
```

```
    filas = filas[filas['Marca'].str.contains("General Electric", case=False, na=False)]
```

```
# Filtro por estandar primero, a prueba de bobos
```

```
curva_busqueda = curva_pf.lower()
```

```
es_ansi = any(word in curva_busqueda for word in ["ansi", "ieee", "u.s.", "u1", "u2", "u3", "u4", "u5"])
```

```
es_iec = any(word in curva_busqueda for word in ["iec", "c1", "c2", "c3", "c4"])
```

```
if es_ansi:
```

```
    if 'Estandar' in filas.columns and any(filas['Estandar'].str.contains("IEEE|ANSI", case=False, na=False)):
```

```
        filas = filas[filas['Estandar'].str.contains("IEEE|ANSI", case=False, na=False)]
```

```
elif es_iec:
```

```
    if 'Estandar' in filas.columns and any(filas['Estandar'].str.contains("IEC", case=False, na=False)):
```

```
        filas = filas[filas['Estandar'].str.contains("IEC", case=False, na=False)]
```

```
# Filtro por tipo de curva (Forma)
```

```
if "moderately" in curva_busqueda or "mod" in curva_busqueda or "u1" in curva_busqueda:
```

```
    filas = filas[filas['Curva'].str.contains("Moderately", case=False, na=False)]
```

```
elif "extremely" in curva_busqueda or "ext" in curva_busqueda or "u4" in curva_busqueda or "c3" in curva_busqueda:
```

```
    filas = filas[filas['Curva'].str.contains("Extremely", case=False, na=False)]
```

```
elif "very" in curva_busqueda or "u3" in curva_busqueda or "c2" in curva_busqueda:
```

```
    filas = filas[filas['Curva'].str.contains("Very", case=False, na=False)]
```

```
elif "norm" in curva_busqueda or "normal" in curva_busqueda:
```

```
    filas = filas[filas['Curva'].str.contains("Normal|Standard", case=False, na=False)]
```

```
else:
```

```
    filas = filas[filas['Curva'].str.contains("Standard Inverse", case=False, na=False)]
```

```
p51_min, p51_max, p51_step = 0.50, 20.00, 0.01
```

```
if not filas.empty:
```

```
    # Extraer parámetros de catálogo
```

```
    fila = filas.iloc[0]
```

```
    A_curva = float(fila['Coeficiente_A'])
```

```
    B_curva = float(fila['Coeficiente_B'])
```

```
    p_curva = float(fila['Exponente_p'])
```

```
    dial_min = float(fila['Rangomin_Dial'])
```

```
    dial_max = float(fila['Rangomax_Dial'])
```

```
    paso_dial = float(fila['Paso_Dial'])
```

```
    if 'Rangomin_Pickup_51' in fila and not pd.isna(fila['Rangomin_Pickup_51']):
```

```
        p51_min = float(fila['Rangomin_Pickup_51'])
```

```
    if 'Rangomax_Pickup_51' in fila and not pd.isna(fila['Rangomax_Pickup_51']):
```

```
        p51_max = float(fila['Rangomax_Pickup_51'])
```

```
    if 'Paso_Pickup_51' in fila and not pd.isna(fila['Paso_Pickup_51']):
```

```
        p51_step = float(fila['Paso_Pickup_51'])
```

```
# Fijar dial exacto si el relé protege una carga
```

```
if tipo == "ElmLod" and tpset_actual_pf is not None:
```

```
    dial_min = tpset_actual_pf
```

```
    dial_max = tpset_actual_pf
```

```
# Discretización física del Pickup 51
```

```
ct_ratio = get_ct_ratio(rele_obj) if reles_pf else None
```

```
ip_51 = acotar_pickup(ip_51, ct_ratio, p51_min, p51_max, p51_step, nombre)
```

```
datos_reles[nombre] = {
```

```

"Elemento": d["Elemento"],
"Tipo": tipo,
"Nodo_Local": nodo_local,
"Nodo_Remoto": nodo_remoto,
"Es_Primary": d["Es_Primary"],
"Vector_Group": d["Vector_Group"],
"Icc_Local_3ph (A)": round(icc_local_3ph, 2),
"Icc_Remota_3ph (A)": round(icc_remota_3ph, 2),
"Icc_Local_2ph (A)": round(icc_local_2ph, 2),
"Icc_Remota_2ph (A)": round(icc_remota_2ph, 2),
"Carga (%)": round(loadings, 2),
"Inom (A)": round(inom, 2),
"OLF_51": olf_51,
"Categoria_51": categoria_51,
"Pickup_51 (A)": round(ip_51, 2),
"K_50": k_50,
"Pickup_50 (A)": round(ip_50, 2),
"Estado_50": estado_50,
"Curva_PF": curva_pf,
"Modelo_PF": modelo_pf,
"imax": imax_pf,
"tmin": tmin_pf,
"A": A_curva, "B": B_curva, "p": p_curva,
"Dial_Min": dial_min, "Dial_Max": dial_max, "Paso_Dial": paso_dial,
"p51_min": p51_min, "p51_max": p51_max, "p51_step": p51_step,
"RTC": ct_ratio
}

```

```

df_b1 = pd.DataFrame.from_dict(datos_reles, orient='index')
print("\n=== BLOQUE 1: CÁLCULO DE OLF, PICKUPS Y CURVAS ===")
print(df_b1[["Tipo", "Nodo_Local", "OLF_51", "Pickup_51 (A)", "Pickup_50 (A)", "Curva_PF"]].to_string())

```

```

# =====
# BLOQUE 2: FORMULACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN
# =====
# Para la formulación lineal: t = TMS * K
# Objetivo: min SUM(t_principal) -> min SUM(TMS_i * K_i_principal)

```

```

# 2.1 Reconstruir la Topología (Padres e Hijos)
print("\n=== MAPEO TOPOLÓGICO (Padre -> Hijos) ===")
for nombre_padre, d_padre in datos_reles.items():
    if not d_padre["Nodo_Remoto"]: continue
    hijos = []
    for nombre_hijo, d_hijo in datos_reles.items():
        if d_hijo["Nodo_Local"] == d_padre["Nodo_Remoto"]:
            mismo_elemento = (d_hijo["Elemento"] == d_padre["Elemento"])

            # Coordinación interna de transformador
            if mismo_elemento:
                if d_padre["Tipo"] == "ElmTr2" and d_padre.get("Es_Primary", False) and not d_hijo.get("Es_Primary",
False):
                    hijos.append(nombre_hijo)

            # Coordinación entre elementos distintos
            else:
                if d_padre["Tipo"] == "ElmTr2" and d_padre.get("Es_Primary", False):
                    tiene_secundario = any((r["Elemento"] == d_padre["Elemento"] and not r.get("Es_Primary", False))
for r in datos_reles.values())
                    if not tiene_secundario:
                        hijos.append(nombre_hijo)
                    else:
                        hijos.append(nombre_hijo)

    datos_reles[nombre_padre]["Hijos"] = hijos
    if hijos:
        print(f"{nombre_padre} (Nodo Abajo: {d_padre['Nodo_Remoto']}) -> Hijos: {'', '.join(hijos)}")

# 2.2 Herencia de Pickup N-1 (Selectividad base)
for nombre_padre, d_padre in datos_reles.items():
    hijos = d_padre.get("Hijos", [])

    # Evitar cruce de voltajes: Si el padre es el lado de alta de un trafo,
    # su hijo es el lado de baja (diferente voltaje), por lo que no se pueden comparar amperios directamente.
    if d_padre["Tipo"] == "ElmTr2" and d_padre.get("Es_Primary", False):
        continue

```

```

if hijos:
    # El pickup del padre siempre debe ser >= al pickup más grande entre todos sus hijos directos
    max_pickup_hijo = max(datos_reles[h]["Pickup_51 (A)"] for h in hijos)
    if max_pickup_hijo > d_padre["Pickup_51 (A)"]:
        ct_padre = d_padre.get("RTC")
        p_min = d_padre.get("p51_min", 0.5)
        p_max = d_padre.get("p51_max", 20.0)
        p_step = d_padre.get("p51_step", 0.01)
        d_padre["Pickup_51 (A)"] = round(acotar_pickup(max_pickup_hijo, ct_padre, p_min, p_max, p_step,
nombre_padre), 2)

# 2.3 Calcular Constantes K_principal para cada relé (Falla en su propia barra)
print("\n=== BLOQUE 2: CONSTANTES DEL MODELO K (Linealización) ===")

CTI = CTI_REQUERIDO

for nombre, datos in datos_reles.items():
    icc_local = datos["Icc_Local_3ph (A)"]
    ip_local = datos["Pickup_51 (A)"]
    A_c = datos.get("A", 0.14)
    B_c = datos.get("B", 0.0)
    p_c = datos.get("p", 0.02)

    K_prin = calcular_constante_K(icc_local, ip_local, A=A_c, B=B_c, alpha=p_c, imax=datos.get("imax"))
    datos_reles[nombre]["K_principal"] = K_prin
    print(f"Relé: {nombre} | Icc: {icc_local}A | Ip: {ip_local}A | imax: {datos.get('imax')} -> K_principal =
{K_prin:.4f}")

# 2.4 Formular modelo para SciPy (linprog)
nombres_variables = list(datos_reles.keys())
N = len(nombres_variables)
map_idx = {nombre: i for i, nombre in enumerate(nombres_variables)}

# PRE-PROCESAMIENTO DE PARES DE COORDINACION
pares_coordinacion_info = []
conteo_paralelas = {}
for nombre, d in datos_reles.items():

```

```

nr = d.get("Nodo_Remoto")
if nr:
    conteo_paralelas[nr] = conteo_paralelas.get(nr, 0) + 1

for nombre_padre, d_padre in datos_reles.items():
    hijos = d_padre.get("Hijos", [])
    for nombre_hijo in hijos:
        d_hijo = datos_reles[nombre_hijo]
        if d_hijo.get("Estado_50") == "ACTIVO":
            I_eval_hijo = d_hijo["Pickup_50 (A)"]
            I_eval_padre = d_hijo["Pickup_50 (A)"]
        else:
            I_eval_hijo = d_hijo["Icc_Remota_3ph (A)"]
            I_eval_padre = d_hijo["Icc_Remota_3ph (A)"]

        if d_padre["Tipo"] == "ElmLne":
            nr = d_padre.get("Nodo_Remoto")
            if nr and conteo_paralelas.get(nr, 1) > 1:
                I_eval_padre = I_eval_padre / conteo_paralelas[nr]

        mismo_equipo = (d_padre["Elemento"] == d_hijo["Elemento"])
        es_trafo = (d_padre["Tipo"] == "ElmTr2")
        grupo_vec = d_padre.get("Vector_Group", "").lower()
        tiene_delta_estrella = ("d" in grupo_vec and "y" in grupo_vec)
        es_delta_estrella = mismo_equipo and es_trafo and tiene_delta_estrella

        if es_delta_estrella:
            Icc_3ph_hijo = d_hijo["Icc_Local_3ph (A)"]
            Icc_2ph_hijo = d_hijo["Icc_Local_2ph (A)"]
            relacion_asimetrica = Icc_3ph_hijo / Icc_2ph_hijo if Icc_2ph_hijo > 0 else 1.1547
            if d_hijo.get("Estado_50") == "ACTIVO":
                I_eval_hijo = d_hijo["Pickup_50 (A)"]
                I_eval_padre = I_eval_hijo * relacion_asimetrica
            else:
                I_eval_hijo = Icc_2ph_hijo
                I_eval_padre = Icc_3ph_hijo

```

```

if d_padre["Nodo_Local"] != d_hijo["Nodo_Local"]:
    v_padre = memoria_voltajes_barras.get(d_padre["Nodo_Local"], 1.0)
    v_hijo = memoria_voltajes_barras.get(d_hijo["Nodo_Local"], 1.0)
    I_eval_padre = I_eval_padre * (v_hijo / v_padre)

    K_hijo = calcular_constante_K(I_eval_hijo, d_hijo["Pickup_51 (A)"], A=d_hijo.get("A", 0.14),
B=d_hijo.get("B", 0.0), alpha=d_hijo.get("p", 0.02), imax=d_hijo.get("imax"))

    K_padre = calcular_constante_K(I_eval_padre, d_padre["Pickup_51 (A)"], A=d_padre.get("A", 0.14),
B=d_padre.get("B", 0.0), alpha=d_padre.get("p", 0.02), imax=d_padre.get("imax"))

    pares_coordinacion_info.append({
        "padre": nombre_padre,
        "hijo": nombre_hijo,
        "I_eval_padre": I_eval_padre,
        "I_eval_hijo": I_eval_hijo,
        "K_padre": K_padre,
        "K_hijo": K_hijo
    })

K_pares = len(pares_coordinacion_info)
N_total = N + N + K_pares # x (enteras), T_obj (continuas), T_hijo_k (continuas)

c_obj = np.zeros(N_total)
for i in range(N):
    c_obj[N + i] = 1.0 # Minimizar suma de T_obj

A_ub = []
b_ub = []

# 1. Restricciones para T_obj[i] = max(TMS * K_max_falla, tmin)
for i, nombre in enumerate(nombres_variables):
    d = datos_reles[nombre]
    tmin = d.get("tmin") or 0.0
    K_obj = d["K_principal"]
    paso = d["Paso_Dial"]

    # x * paso * K_obj - T_obj <= 0
    fila1 = np.zeros(N_total)

```

```
fila1[i] = paso * K_obj
```

```
fila1[N + i] = -1.0
```

```
A_ub.append(fila1)
```

```
b_ub.append(0.0)
```

```
# - T_obj <= - tmin
```

```
fila2 = np.zeros(N_total)
```

```
fila2[N + i] = -1.0
```

```
A_ub.append(fila2)
```

```
b_ub.append(-tmin)
```

```
# 2. Restricciones de Coordinacion (CTI) y T_hijo_k
```

```
for k, info in enumerate(pares_coordinacion_info):
```

```
    p_idx = map_idx[info["padre"]]
```

```
    h_idx = map_idx[info["hijo"]]
```

```
    paso_p = datos_reles[info["padre"]]["Paso_Dial"]
```

```
    paso_h = datos_reles[info["hijo"]]["Paso_Dial"]
```

```
    tmin_h = datos_reles[info["hijo"]].get("tmin") or 0.0
```

```
#  $x_h * \text{paso}_h * K_h - T_{\text{hijo}_k} \leq 0$ 
```

```
fila3 = np.zeros(N_total)
```

```
fila3[h_idx] = paso_h * info["K_hijo"]
```

```
fila3[2*N + k] = -1.0
```

```
A_ub.append(fila3)
```

```
b_ub.append(0.0)
```

```
#  $-T_{\text{hijo}_k} \leq -tmin_h$ 
```

```
fila4 = np.zeros(N_total)
```

```
fila4[2*N + k] = -1.0
```

```
A_ub.append(fila4)
```

```
b_ub.append(-tmin_h)
```

```
#  $-x_p * \text{paso}_p * K_p + T_{\text{hijo}_k} \leq -CTI$ 
```

```
fila5 = np.zeros(N_total)
```

```
fila5[p_idx] = -paso_p * info["K_padre"]
```

```
fila5[2*N + k] = 1.0
```

```

A_ub.append(fila5)
b_ub.append(-CTI)

limites = []
for n in nombres_variables:
    d_min = datos_reles[n]["Dial_Min"]
    d_max = datos_reles[n]["Dial_Max"]
    paso = datos_reles[n]["Paso_Dial"]
    if datos_reles[n]["Tipo"] == "ElmLod":
        pasos_fijos = round(d_min / paso)
        limites.append((pasos_fijos, pasos_fijos))
    else:
        lim_inf = math.ceil(round(d_min / paso, 4))
        lim_sup = math.floor(round(d_max / paso, 4))
        limites.append((lim_inf, lim_sup))

# Limites para variables continuas T_obj y T_hijo_k
for _ in range(N + K_pares):
    limites.append((0, None))

integrality = [1]*N + [0]*(N + K_pares)

print("\n=== BLOQUE 3: MODELO MATEMATICO MILP ENSAMBLADO ===")
print(f"Numero de Variables: {N_total} ({N} enteras, {N+K_pares} continuas)")
print(f"Numero de Restricciones: {len(A_ub)}")

# Guardar modelo para revision
try:
    from scipy.optimize import linprog
    A_ub_opt = A_ub if len(A_ub) > 0 else None
    b_ub_opt = b_ub if len(b_ub) > 0 else None
    res = linprog(c_obj, A_ub=A_ub_opt, b_ub=b_ub_opt, bounds=limites, integrality=integrality, method='highs')
    print("\n=== RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN (SciPy MILP) ===")
    if res.success:
        print(f"¡ÓPTIMO GLOBAL ENCONTRADO! Z = {res.fun:.4f} segundos")
        for i in range(N):
            nombre = list(map_idx.keys())[list(map_idx.values()).index(i)]

```

```

# Reconstruir TMS real multiplicando el número de pasos enteros por el tamaño del paso
pasos_enteros = res.x[i]
paso_fisico = datos_reles[nombre]["Paso_Dial"]
tms_optimo = round(pasos_enteros * paso_fisico, 4)

K_opt = datos_reles[nombre]["K_principal"]
tmin_rel = datos_reles[nombre].get("tmin") or 0.0
tiempo_op = round(max(tms_optimo * K_opt, tmin_rel), 4)
print(f" - {nombre}: Pasos = {pasos_enteros} -> TMS Óptimo = {tms_optimo:.4f} | Tiempo de Operación
= {tiempo_op:.4f}s")

# =====
# BLOQUE 4: ESCRITURA DE RESULTADOS EN POWERFACTORY
# =====

print("\n=== BLOQUE 4: ACTUALIZACIÓN EN POWERFACTORY (Lazo Cerrado) ===")
for i, nombre in enumerate(nombres_variables):
    pasos_enteros = res.x[i]
    paso_fisico = datos_reles[nombre]["Paso_Dial"]

    # Como el modelo ya es estrictamente entero, el TMS ya es físicamente real
    tms_real = round(pasos_enteros * paso_fisico, 2)

    tmin_rel = datos_reles[nombre].get("tmin") or 0.0
    tiempo_op = max(datos_reles[nombre]["K_principal"] * tms_real, tmin_rel)
    print(f" - {nombre}: TMS Físico Exacto (MILP) = {tms_real:.2f} | Tiempo Op. = {tiempo_op:.4f}s")

    reles_pf = app.GetCalcRelevantObjects(f"{nombre}.ElmRelay")
    if reles_pf:
        rele_obj = reles_pf[0]
        ct_ratio = get_ct_ratio(rele_obj)

# 1. Bloque 51 (TOC)
bloque_51 = find_51_block(rele_obj)
if bloque_51:
    bloque_51.SetAttribute("outserv", 0)
    if bloque_51.HasAttribute("Tpset"):

```

```

        bloque_51.SetAttribute("Tpset", float(tms_real))
    elif bloque_51.HasAttribute("Tsetr"):
        bloque_51.SetAttribute("Tsetr", float(tms_real))

# Inyectamos el Pickup 51 (convertido a sec.A) de forma universal
pickup_pri = datos_reles[nombre]["Pickup_51 (A)"]
if ct_ratio and ct_ratio > 0:
    pickup_sec = round(pickup_pri / ct_ratio, 4)
    set_relay_pickup(bloque_51, pickup_sec)
    print(f"    [OK] {nombre} (Bloque {bloque_51.loc_name}): Dial={tms_real:.2f}, Pickup
51={pickup_sec:.3f} sec.A ({pickup_pri:.1f} pri.A, RTC={ct_ratio:.0f}) en PF")
else:
    print(f"    [OK] {nombre} (Bloque {bloque_51.loc_name}): Dial={tms_real:.2f} en PF | [!] No se
pudo obtener RTC, Pickup NO actualizado")
else:
    print(f"    [!] {nombre}: No se encontró el bloque 51 (*.RelToc) para actualizar.")

# 2. Bloque 50 (Instantáneo)
pickup_50 = datos_reles[nombre].get("Pickup_50 (A)", 0)
estado_50 = datos_reles[nombre].get("Estado_50", "DESACTIVADO")
bloque_50 = find_50_block(rele_obj)

if bloque_50:
    if estado_50 == "ACTIVO" and pickup_50 > 0 and ct_ratio and ct_ratio > 0:
        pickup_50_sec = pickup_50 / ct_ratio
        try:
            bloque_50.SetAttribute("outserv", 0)
            set_relay_pickup(bloque_50, pickup_50_sec)
            print(f"    [OK] {nombre} (Bloque {bloque_50.loc_name}): 50 ACTIVO, Pickup
50={pickup_50_sec:.3f} sec.A ({pickup_50:.1f} pri.A)")
        except Exception as e:
            print(f"    [!] {nombre}: Error escribiendo Pickup 50: {e}")
    else:
        try:
            bloque_50.SetAttribute("outserv", 1)
            print(f"    [OK] {nombre} (Bloque {bloque_50.loc_name}): 50 DESACTIVADO (outserv=1)")
        except Exception as e:
            print(f"    [!] {nombre}: Error desactivando 50: {e}")

```

```

# Guardar el proyecto en la Base de Datos para que los cambios se reflejen en la UI
app.PostCommand('FileSave')
print("\n¡Proceso de Optimización y Parametrización Finalizado con Éxito y Guardado en PF!")

# =====
# BLOQUE 5: GENERACIÓN DE REPORTE DE COORDINACIÓN EXCEL
# =====
print("\n=== BLOQUE 5: GENERACIÓN DE REPORTE DE COORDINACIÓN ===")
diales_optimos = {}
for i, nombre in enumerate(nombres_variables):
    pasos_enteros = res.x[i]
    paso_fisico = datos_reles[nombre]["Paso_Dial"]
    diales_optimos[nombre] = round(pasos_enteros * paso_fisico, 4)

filas_reporte = []
for p in pares_coordinacion_info:
    padre = p["padre"]
    hijo = p["hijo"]
    d_p = datos_reles[padre]
    d_h = datos_reles[hijo]

    dial_p = diales_optimos[padre]
    dial_h = diales_optimos[hijo]

    tmin_p = d_p.get("tmin") or 0.0
    tmin_h = d_h.get("tmin") or 0.0
    t_padre = round(max(dial_p * p["K_padre"], tmin_p), 4)
    t_hijo = round(max(dial_h * p["K_hijo"], tmin_h), 4)
    margen = round(t_padre - t_hijo, 4)

    p50_p = f"{d_p['Pickup_50 (A)']:.2f} A" if d_p.get("Estado_50") == "ACTIVO" else "DESACTIVADO"
    p50_h = f"{d_h['Pickup_50 (A)']:.2f} A" if d_h.get("Estado_50") == "ACTIVO" else "DESACTIVADO"

    filas_reporte.append({
        "Par Coordinación": f"{padre} -> {hijo}",
        "Elm 1 (Respaldo)": padre,

```

```

        "Dial 51 (Elm 1)": dial_p,
        "Pickup 51 (Elm 1) [A]": d_p["Pickup_51 (A)"],
        "Pickup 50 (Elm 1)": p50_p,
        "t_op 51 (Elm 1) [s]": t_padre,
        "Elm 2 (Principal)": hijo,
        "Dial 51 (Elm 2)": dial_h,
        "Pickup 51 (Elm 2) [A]": d_h["Pickup_51 (A)"],
        "Pickup 50 (Elm 2)": p50_h,
        "t_op 51 (Elm 2) [s]": t_hijo,
        "I_eval [A]": round(p["I_eval_hijo"], 2),
        "Margen CTI [s]": margen,
        "CTI Req [s]": CTI,
        "Estado": "CUMPLE" if margen >= (CTI - 0.001) else "VIOLADO"
    })

df_reporte = pd.DataFrame(filas_reporte)
ruta_rep_excel = os.path.join(ruta_script, "Reporte_Coordinacion.xlsx")
try:
    df_reporte.to_excel(ruta_rep_excel, index=False)
    print(f"Reporte de Coordinación guardado exitosamente en:\n -> {ruta_rep_excel}")
except Exception as e:
    ruta_alt = os.path.join(ruta_script, "Reporte_Coordinacion_temp.xlsx")
    df_reporte.to_excel(ruta_alt, index=False)
    print(f"[!] Aviso: No se pudo sobrescribir Reporte_Coordinacion.xlsx (posiblemente abierto en Excel: {e}).")
    print(f"    Guardado temporalmente en: {ruta_alt}")
else:
    print("\n[!] ERROR: SISTEMA MATEMATICAMENTE INFECTIBLE")
    print("El requerimiento de selectividad CTI choca contra los límites físicos de los diales.")
    print("Acciones recomendadas:")
    print(" 1. Reducir el CTI requerido.")
    print(" 2. Disminuir el ajuste fijo manual en los relés de carga.")
    print(" 3. Verificar concordancia de familias de curvas.")
    print(" 4. Seleccionar relés con mayor límite superior de dial.")
    print("Proceso abortado.\n")
except ImportError:
    print("\nNota: scipy no está instalado, por lo que el modelo se ha construido en matrices pero no se ha resuelto matemáticamente aún.")

```

```

# =====
# FUNCIONES AUXILIARES - Datos Base
# =====

def get_base_current_line(corriente_flujo_carga):
    """Retorna la corriente de carga real que fluye por la línea (del flujo de carga).
    Se usa como base para calcular el Pickup 51."""
    return corriente_flujo_carga if corriente_flujo_carga > 0 else 0.0

def get_base_current_trafo(corriente_flujo_carga):
    """Retorna la corriente real que fluye por el trafo (del flujo de carga)."""
    return corriente_flujo_carga if corriente_flujo_carga > 0 else 0.0

def get_base_current_load(carga):
    try:
        plini = carga.GetAttribute('plini')
        qlini = carga.GetAttribute('qlini')
        s_mva = math.sqrt(plini**2 + qlini**2)
        bus = carga.GetAttribute('bus1').GetAttribute('cterm')
        v_kv = bus.GetAttribute('uknom')
        return (s_mva * 1000.0) / (math.sqrt(3) * v_kv)
    except:
        return 0.0

def calcular_constante_K(Icc, Ip, A=0.14, B=0.0, alpha=0.02, imax=None):
    """ Calcula  $K = A / ((\min(I_{cc}/I_p, imax))^{\alpha} - 1) + B$  considerando saturación física de corriente del relé. """
    if Icc <= Ip or Ip == 0:
        return 9999.9 # Penalización si no arranca
    multiplo = Icc / Ip
    if imax is not None and imax > 0:
        multiplo = min(multiplo, imax)
    return (A / (math.pow(multiplo, alpha) - 1)) + B

def acotar_pickup(ip_prim, ct_ratio, p_min=0.50, p_max=20.00, p_step=0.01, nombre=""):
    """Acota y discretiza el pickup según las restricciones físicas secundarias del relé."""
    if not ct_ratio or ct_ratio <= 0:
        return ip_prim

```

```

ip_sec = ip_prim / ct_ratio

if ip_sec < p_min:
    if nombre: print(f"  [!] ALERTA: Pickup 51 ideal de {nombre} ({ip_sec:.3f} sec.A) es menor al límite inferior
({p_min} sec.A). Ajustando al mínimo físico.")
    ip_sec_fisc = p_min
elif ip_sec > p_max:
    if nombre: print(f"  [!] ALERTA: Pickup 51 ideal de {nombre} ({ip_sec:.3f} sec.A) es mayor al límite superior
({p_max} sec.A). Ajustando al máximo físico.")
    ip_sec_fisc = p_max
else:
    ip_sec_fisc = ip_sec

if p_step > 0:
    ip_sec_fisc = round(round(ip_sec_fisc / p_step) * p_step, 4)
return ip_sec_fisc * ct_ratio

def get_ct_ratio(rele_obj):
    """Obtiene la relación de transformación del TC asociado al relé de forma robusta.
Revisa tanto el elemento StaCt (ptapset/stapset) como el objeto de tipo TypCt y nombres."""
    try:
        cubiculo = rele_obj.GetParent()
        if not cubiculo: return None
        cts = cubiculo.GetContents("*.StaCt", 1)
        if not cts: return None
        ct = cts[0]

        # 1. Atributos directos del elemento StaCt
        for ap, as_ in [("ptapset", "stapset"), ("iprim", "isec"), ("itrp", "itrs")]:
            if ct.HasAttribute(ap) and ct.HasAttribute(as_):
                vp = ct.GetAttribute(ap)
                vs = ct.GetAttribute(as_)
                if vp and vs and vs > 0:
                    return float(vp) / float(vs)

        # 2. Atributos del tipo TypCt
        typ_ct = ct.GetAttribute("typ_id")
        if typ_ct:

```

```

pares = [
    ("iprim", "isec"), ("ipr", "isc"), ("inom1", "inom2"),
    ("Ipn", "Isn"), ("itrp", "itrs"), ("ratpri", "ratsec"),
    ("inom_p", "inom_s"), ("i_prim", "i_sec"),
]
for attr_p, attr_s in pares:
    try:
        ip = typ_ct.GetAttribute(attr_p)
        isc = typ_ct.GetAttribute(attr_s)
        if ip and isc and isc > 0:
            return float(ip) / float(isc)
    except:
        continue

```

3. Parsear texto en nombres

```

import re
textos = [ct.loc_name, getattr(typ_ct, 'loc_name', "")]
for a_str in ["cratio", "ccratio", "nameplate"]:
    if ct.HasAttribute(a_str):
        textos.append(str(ct.GetAttribute(a_str)))
for txt in textos:
    if not txt: continue
    match = re.search(r'(\d+)\s*[a-zA-Z]*\s*[/-]\s*(\d+)', txt)
    if match:
        p_val = float(match.group(1))
        s_val = float(match.group(2))
        if s_val > 0:
            return p_val / s_val

return None
except:
    return None

```

```
def find_51_block(rele_obj):
```

```
    """Encuentra inteligentemente el bloque de sobrecorriente temporizado (51 / TOC) de fase."""
```

```
    tocs = rele_obj.GetContents("*.RelToc", 1)
```

```
    if not tocs: return None
```

```
if len(tocs) == 1: return tocs[0]
```

```
nombres_prioritarios = ["ip 51", "51p", "51", "toc", "overcurrent time", "tiempo inverso", "phase toc"]
```

```
activos = [b for b in tocs if getattr(b, 'outserv', 1) == 0]
```

```
if activos:
```

```
    for pref in nombres_prioritarios:
```

```
        for b in activos:
```

```
            if b.loc_name.strip().lower() == pref: return b
```

```
    for pref in nombres_prioritarios:
```

```
        for b in activos:
```

```
            if pref in b.loc_name.strip().lower(): return b
```

```
    return activos[0]
```

```
for pref in nombres_prioritarios:
```

```
    for b in tocs:
```

```
        if b.loc_name.strip().lower() == pref: return b
```

```
for pref in nombres_prioritarios:
```

```
    for b in tocs:
```

```
        if pref in b.loc_name.strip().lower(): return b
```

```
return tocs[0]
```

```
def find_50_block(rele_obj):
```

```
    """Encuentra inteligentemente el bloque de sobrecorriente instantáneo (50 / IOC) de fase."""
```

```
    iocs = rele_obj.GetContents("*.RelIoc", 1)
```

```
    if not iocs: return None
```

```
    if len(iocs) == 1: return iocs[0]
```

```
def es_bloque_fase(b):
```

```
    name = b.loc_name.strip().lower()
```

```
    if "load enc" in name or "threshold" in name: return False
```

```
    if "50g" in name or "67g" in name or "50n" in name or "67n" in name or "50q" in name or "67q" in name:
```

```
        return False
```

```
    return True
```

```
candidatos = [b for b in iocs if es_bloque_fase(b)]
```

```
if not candidatos: candidatos = iocs
```

```
nombres_prioritarios = ["i> 50_1", "50_1", "i> 50", "50p1", "50p5", "50p", "50", "ioc", "instantaneous",  
"instantaneo"]
```

```
activos = [b for b in candidatos if getattr(b, 'outserv', 1) == 0]
```

```
if activos:
```

```
    for pref in nombres_prioritarios:
```

```
        for b in activos:
```

```
            if b.loc_name.strip().lower() == pref: return b
```

```
    for pref in nombres_prioritarios:
```

```
        for b in activos:
```

```
            if pref in b.loc_name.strip().lower(): return b
```

```
    return activos[0]
```

```
for pref in nombres_prioritarios:
```

```
    for b in candidatos:
```

```
        if b.loc_name.strip().lower() == pref: return b
```

```
for pref in nombres_prioritarios:
```

```
    for b in candidatos:
```

```
        if pref in b.loc_name.strip().lower(): return b
```

```
return candidatos[0]
```

```
def set_relay_pickup(bloque, pickup_sec):
```

```
    """
```

```
    Escribe el pickup secundario en el bloque de relé de forma universal.
```

```
    Detecta automáticamente si el bloque de PowerFactory trabaja en Amperios (Ipsetr)
```

```
    o en por unidad (Ipset) y calcula la corriente nominal base del relé.
```

```
    """
```

```
    if bloque is None or pickup_sec is None: return
```

```
    in_relay = 1.0
```

```
    # Inferir la corriente nominal del bloque (In)
```

```
    if bloque.HasAttribute("Ipsetr") and bloque.HasAttribute("Ipset"):
```

```
        val_real = getattr(bloque, "Ipsetr", 0)
```

```
        val_pu = getattr(bloque, "Ipset", 1)
```

```
        if val_pu > 0:
```

```
            in_relay = val_real / val_pu
```

```
    # 1. Intentar primero Ipsetr (Amperios reales)
```

```

if bloque.HasAttribute("Ipsetr"):
    try:
        bloque.SetAttribute("Ipsetr", float(pickup_sec))
    except:
        pass

# 2. Si Ipsetr no cambi6 (es read-only), escribir en Ipset (p.u.)
val_ip = getattr(bloque, "Ipsetr", None)
if val_ip is None or abs(val_ip - pickup_sec) > 0.05:
    if bloque.HasAttribute("Ipset"):
        val_a_escribir = pickup_sec / in_relay if in_relay > 0 else pickup_sec
        bloque.SetAttribute("Ipset", float(val_a_escribir))

if __name__ == "__main__":
    main()

```