



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**“ESTRATEGIA DE RECONEXIÓN INTELIGENTE EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO
METAHEURÍSTICA: ESTUDIO APLICADO AL
SISTEMA IEEE-33 BARRAS”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: KEVIN ALEXANDER ESTRADA SEDAMANOS
JOHN ALEXANDER MALDONADO MALDONADO

TUTOR: ING. ARTURO GEOVANNY PERALTA SEVILLA, Ph.D.

Cuenca – Ecuador

2026

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Kevin Alexander Estrada Sedamanos con documento de identificación N° 1104536600 y John Alexander Maldonado Maldonado con documento de identificación N° 0706093556, manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y autorizamos a que , sin fines de lucro, la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 3 de marzo del 2026

Atentamente,



Kevin Alexander Estrada Sedamanos
1104536600



John Alexander Maldonado Maldonado
0706093556

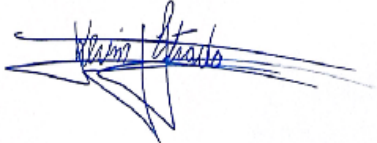
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL
TRABAJO DE TITULACIÓN A
LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Kevin Alexander Estrada Sedamanos con documento de identificación N° 1104536600 y John Alexander Maldonado Maldonado con documento de identificación N° 0706093556, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: “Estrategia de reconexión inteligente en sistemas de distribución utilizando metaheurística: estudio aplicado al sistema IEEE-33 barras”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 3 de marzo del 2026

Atentamente,



Kevin Alexander Estrada Sedamanos
1104536600



John Alexander Maldonado Maldonado
0706093556

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Arturo Geovanny Peralta Sevilla con documento de identificación N° 0102199072, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ESTRATEGIA DE RECONEXIÓN INTELIGENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO METAHEURÍSTICA: ESTUDIO APLICADO AL SISTEMA IEEE-33 BARRAS, realizado por Kevin Alexander Estrada Sedamanos con documento de identificación N° 1104536600 y por John Alexander Maldonado Maldonado con documento de identificación N° 0706093556, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico, que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 3 de marzo del 2026

Atentamente,

Arturo G. Peralta S.

Ing. Arturo Geovanny Peralta Sevilla, Ph.D.

0102199072

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios, por darme la vida, la fortaleza y la sabiduría necesarias para culminar esta etapa tan importante en mi formación profesional.

A mi padre Santos Estrada, por su esfuerzo, ejemplo y apoyo incondicional a lo largo de mi vida.

A mi madre Georgina Sedamanos, por ser una mujer admirable que siempre me guió con amor, paciencia y sabiduría; por enseñarme con su ejemplo el valor del sacrificio, la perseverancia y la fe, y por guiarme en cada paso de este camino.

A mis hermanas Sharon y Karina, por su comprensión, motivación constante y por creer siempre en mí.

A mis docentes, quienes compartieron sus conocimientos y experiencia, contribuyendo significativamente a mi crecimiento académico y profesional.

Y a mis amigos y compañeros, por su apoyo, palabras de ánimo y compañía durante este proceso.

Kevin Alexander Estrada Sedamanos

En primer lugar, agradezco profundamente a mis padres por haberme permitido vivir esta etapa tan importante de mi vida y por brindarme la oportunidad de alcanzar este logro que hoy se hace realidad. Su apoyo incondicional, sacrificio y confianza han sido el pilar fundamental en mi formación personal y profesional.

De igual manera, expreso mi más sincero agradecimiento a mis hermanos, quienes con su motivación constante y respaldo me impulsaron a seguir adelante una y otra vez para cumplir esta meta. Este logro también les pertenece, pues han sido parte esencial de este proceso.

Extiendo mi gratitud a mi tutor de tesis, quien con su orientación, conocimientos y acompañamiento fue un guía fundamental en el desarrollo y culminación de este trabajo investigativo. Su mentoría fue clave para alcanzar los objetivos propuestos.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, me brindaron su apoyo, consejos y palabras de aliento durante este arduo camino. A cada persona de buen corazón que formó parte de este sueño hecho realidad, mi más profundo y eterno agradecimiento.

John Alexander Maldonado Maldonado

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de tesis, con todo mi amor y gratitud, a mi padre, Santos Cristóbal Estrada Castillo, por ser mi pilar fundamental en la vida, por su esfuerzo incansable, su ejemplo de responsabilidad y perseverancia, y por brindarme siempre su apoyo incondicional en cada etapa de mi formación.

A mi madre, María Georgina Sedamanos Zapata, quien desde el cielo guía mis pasos y bendice cada uno de mis logros. Aunque su presencia física ya no me acompaña, su amor, sus enseñanzas y su fortaleza viven en mi corazón y son la inspiración que me impulsa a seguir adelante.

Este logro es por ustedes, por ser la base de mis sueños y la fuerza que sostiene cada uno de mis pasos.

Con todo mi amor.

Kevin Alexander Estrada Sedamanos

Dedico este logro, con profundo amor y gratitud, a mis dos grandes motores en esta etapa fundamental de mi vida: a mi hermano Eddy Maldonado y a mis queridos padres, José Maldonado y Narcisa Maldonado, quienes han sido el pilar esencial para que este sueño se haga realidad.

A ustedes, que con su apoyo incondicional, sacrificio, confianza y palabras de aliento me impulsaron a no rendirme y a seguir adelante incluso en los momentos más difíciles. Este título es el reflejo del esfuerzo conjunto, y estoy convencido de que, más que mío, les pertenece a ustedes, porque han sido quienes verdaderamente han sostenido cada paso de este camino.

No existen palabras suficientes para expresar lo eternamente agradecido que me siento. Sin su respaldo constante, no sé dónde estaría hoy. Por ello, les dedico este logro desde lo más profundo de mi corazón, con la certeza de que son ustedes quienes más lo merecen.

John Alexander Maldonado Maldonado

RESUMEN

El presente trabajo propone y evalúa un esquema avanzado de reconfiguración del sistema orientado a mejorar la continuidad del servicio eléctrico ante eventos de falla. Se desarrolla una metodología que combina el análisis de flujo de carga con una estrategia de reconexión inteligente basada en técnicas metaheurísticas, permitiendo identificar configuraciones óptimas que reduzcan áreas fuera de servicio y minimicen indicadores como la energía no suministrada ENS. Para validar la propuesta, el sistema IEEE-33 barras es modelado en MATLAB[®] y se simulan tres escenarios operativos: estado normal, condición de falla y reconexión mediante reconfiguración de la red. Los resultados demuestran que la estrategia metaheurística permite restablecer el suministro de manera eficiente, mejorar el perfil de voltaje y reducir significativamente las pérdidas técnicas y la ENS. Este estudio contribuye al desarrollo de metodologías aplicadas a la automatización y resiliencia de redes de distribución modernas, en el contexto de sistemas eléctricos inteligentes.

ABSTRACT

This paper proposes and evaluates an advanced system reconfiguration scheme designed to improve the continuity of electrical service in the event of contingencies. A methodology is developed that combines load flow analysis with an intelligent reconnection strategy based on metaheuristic techniques, enabling the identification of optimal configurations that reduce outages and minimize indicators such as non-supplying energy (NSE). To validate the proposal, the IEEE-33 bus system is modeled in MATLAB[®], and three operating scenarios are simulated: normal state, fault condition, and reconnection through network reconfiguration. The results

demonstrate that the metaheuristic strategy allows for the efficient restoration of supply, improves the voltage profile, and significantly reduces technical losses and NSE. This study contributes to the development of methodologies applied to the automation and resilience of modern distribution networks within the context of smart grid systems.

PALABRAS CLAVES TEMÁTICAS

Estrategias de reconexión

Redes de distribución

Metaheurística

Reconfiguración de sistemas

Flujo de carga

Energía no suministrada (ENS)

IEEE 33 barras

ÍNDICE

1	Objetivos	3
1.1	Objetivo General	3
1.1.1	Objetivos Específicos	3
1.2	Alcance	3
1.3	Metodología	4
2	Marco Teórico	5
2.1	Análisis de los sistemas de distribución eléctrica	5
2.1.1	Introducción	5
2.2	Modelado del flujo de potencia en sistemas AC	5
2.3	Estructura de sistemas de distribución radiales	6
2.4	Modelado eléctrico de líneas y cargas	7
2.4.1	Modelado de líneas	7
2.4.2	Modelado de cargas tipo PQ	7
2.5	Flujo de carga en redes radiales	8
2.5.1	Método Backward–Forward Sweep	8
2.6	Indicadores de calidad del servicio	8
2.7	Metaheurísticas aplicadas a reconfiguración	9
2.8	Resiliencia en sistemas de distribución	9
2.9	Fundamento de la reconfiguración óptima	9
3	Análisis del sistema IEEE-33	11
3.1	Introducción	11
3.2	Descripción general del sistema IEEE-33 barras	11
3.3	Topología del sistema y características operativas	12
3.4	Parámetros eléctricos del sistema	13
3.5	Flujo de carga en el sistema IEEE-33	13
3.6	Comportamiento ante fallas	14
3.7	Metaheurísticas aplicadas a reconfiguración de redes	14
3.8	Consideraciones de resiliencia	15
4	Estrategia de Reconexión y Formulación del Problema de Optimización	16
4.1	Introducción	16
4.2	Arquitectura General del Programa de Simulación	16
4.3	Estrategia de Reconexión del Sistema	18
4.4	Representación de las Soluciones en el AG	18
4.5	Formulación de la Función Objetivo	19
4.6	Restricciones del Problema	21
4.7	Flujograma del Proceso de Optimización	22

4.8	Consideraciones Finales	23
5	Implementación Computacional y Validación de la Estrategia de Restauración Óptima	25
5.1	Arquitectura General del Sistema Desarrollado	25
5.2	Modelado del Problema de Restauración	26
5.2.1	Definición del Cromosoma	26
5.2.2	Secuencia Física de Interrupción	27
5.2.3	Función Objetivo	28
5.3	Validación Eléctrica de Escenarios	29
5.3.1	Estado Base — Operación Normal	29
5.3.2	Contingencia N-1: Falla en Línea L6	30
5.3.3	Caminos Alternos de Restauración	32
5.3.4	Topología Restaurada — Solución Óptima	32
5.4	Análisis Comparativo de Perfiles de Voltaje	33
5.5	Análisis de los Ties Válidos Encontrados por el AG	35
5.5.1	Tie L34 — Nodos 7–20 (Tie Óptimo)	35
5.5.2	Tie L35 — Nodos 12–22	35
5.5.3	Tie L36 — Nodos 18–33	36
5.5.4	Tie L37 — Nodos 11–21	37
5.6	Implementación del AG	38
5.6.1	Parámetros del Algoritmo	38
5.6.2	Población Inicial	39
5.6.3	Operadores Genéticos	39
5.6.3.1	Selección por Truncamiento	39
5.6.3.2	Cruce Aritmético Convexo	40
5.6.3.3	Mutación Uniforme	40
5.6.3.4	Elitismo	41
5.6.4	Criterio de Convergencia	41
5.7	Análisis Evolutivo del AG	41
5.7.1	Convergencia del Fitness	41
5.8	Análisis de Complejidad Computacional	43
5.9	Resultados de la Optimización	44
5.9.1	Solución Óptima	44
5.9.2	Verificación de la Función Objetivo	45
5.9.3	Análisis de los Tiempos Óptimos	46
5.10	Comparación de ENS	46
5.11	Indicadores de Confiabilidad	47
5.11.1	Definición Matemática	47
5.11.2	Resultados Comparativos	48
5.11.3	Interpretación Técnica	48
6	Conclusiones y Recomendaciones	50
6.1	Conclusiones	50
6.2	Recomendaciones	52

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Esquema gráfico de la metodología propuesta en cuatro fases.	4
2.1	SISTEMA-IEEE-33-BARRAS	6
3.1	Diagrama unifilar del sistema de distribución IEEE-33	13
4.1	Arquitectura general del programa de simulación y optimización implementado en MATLAB®.	17
4.2	Flujograma del proceso de optimización para la restauración inteligente del sistema IEEE 33 barras.	22
5.1	Topología base del sistema IEEE 33 barras en operación normal. La coloración de nodos representa el nivel de voltaje en p.u.; la barra 1 (subestación) se resalta en azul y la barra 18 (V_{min}) en rojo. Los tie-switches L33–L37 se muestran en línea discontinua, indicando estado normalmente abierto.	29
5.2	Topología bajo contingencia N-1 en la línea L6 (nodos 6→7). Los nodos en rojo representan las barras desconectadas {7–18}. La línea discontinua roja con símbolo indica el punto de falla. Los tie-switches se mantienen abiertos (líneas grises discontinuas).	31
5.3	Caminos alternos de restauración disponibles en el sistema IEEE 33 barras tras la contingencia N-1 en L6. Las líneas discontinuas de distintos colores representan los cinco tie-switches evaluados por el AG. El fondo verde corresponde a la zona alimentada y el rosado a la zona desconectada.	32
5.4	Topología óptima restaurada mediante tie-switch L34 (nodos 7–20), solución obtenida por el AG. El tie cerrado se resalta en verde brillante. La coloración de nodos confirma $V_{min} = 0,9736$ p.u. y penalización de voltaje nula ($pen_V = 0$).	33
5.5	Perfil de voltaje comparativo para los tres estados de operación evaluados: estado base (negro), post-falla L6 (rojo) y restauración mediante tie L34 (azul). Las líneas discontinuas rojas marcan los límites regulatorios $V = 0,95$ y $V = 1,05$ p.u.	34
5.6	Análisis del tie-switch L35 (nodos 12–22). Panel izquierdo: topología restaurada coloreada por voltaje con el tie resaltado en verde. Panel superior derecho: perfil de voltaje barra a barra respecto al estado base. Panel inferior derecho: cálculo de ENS_{auto} , ENS_{manual} y ENS_{total} con los tiempos óptimos del mejor individuo para este tie.	36

5.7	Análisis del tie-switch L36 (nodos 18–33). Panel izquierdo: topología restaurada coloreada por voltaje con el tie resaltado en verde. Panel superior derecho: perfil de voltaje barra a barra respecto al estado base. Panel inferior derecho: cálculo de ENS_{auto} , ENS_{manual} y ENS_{total} .	37
5.8	Convergencia del AG: evolución del fitness por generación (Nmax=10, 100 generaciones). La curva azul es el mejor fitness global; las curvas roja, verde y naranja son los índices de aptitud de selección, cruce y mutación respectivamente. El punto verde marca la generación óptima (gen. 40, $F^* = 3436,52$).	42

Índice de tablas

4.1	Tie-switches disponibles en el sistema IEEE 33 barras. Cada uno representa un valor factible para el gen discreto T_r del cromosoma del AG.	19
5.1	Tie-switches disponibles en el sistema IEEE 33 barras y su ubicación relativa respecto al ramal desconectado por la falla en L6.	27
5.2	Desempeño de los ties válidos encontrados por el AG (Nmax=10, rng=30). Se destaca en negrita el tie óptimo L34, que obtuvo el menor valor de fitness entre todas las configuraciones factibles evaluadas. . .	38
5.3	Parámetros del AG implementado para la restauración óptima del sistema IEEE 33 barras. La tasa de mutación $p_{mut} = 0,20$ es deliberadamente alta para mantener diversidad genética en poblaciones pequeñas.	38
5.4	Población inicial del AG generada con semilla rng(30). La distribución cubre los cinco tie-switches disponibles: L34 aparece tres veces, L35 y L36 dos veces, y L37 y L33 una vez cada uno, proporcionando diversidad inicial suficiente en el gen discreto T_r	39
5.5	Solución óptima obtenida por el AG (Nmax=10, rng=30). Los valores de ENS fueron calculados con $P_{falla} = 1074,9$ kW y los tiempos C_a^* y C_m^* del individuo óptimo de la generación 40.	45
5.6	Comparación de ENS entre escenarios de operación. Los valores del AG se desglosan en componente automática (ENS_{auto} , durante C_a) y manual (ENS_{manual} , durante C_m), más el total acumulado.	47
5.7	Comparación integral de indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI por escenario de operación. Se asume un usuario por nodo ($N_T = 33$) y un evento de falla en L6 ($N_e = 1$).	48
1	Áreas del Trabajo de Grado	58

GLOSARIO

AC Corriente alterna.

AG Algoritmo genético.

BFS Método de flujo de potencia de barrido hacia atrás/adelante.

CAIDI Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente.

ENS Energía no suministrada.

PQ Potencia activa y reactiva constante en una barra.

PSO Optimización por Enjambre de Partículas.

SAIDI Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema.

SAIFI Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema.

SCADA Solución de hardware y software que permite supervisar, controlar y automatizar procesos industriales y de infraestructura en tiempo real, ya sea localmente o a distancia.

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética, la expansión de las redes de distribución y la necesidad de garantizar altos niveles de continuidad del servicio han impulsado el desarrollo de nuevas estrategias de operación en los sistemas eléctricos modernos. Ante fallas, operaciones de mantenimiento o eventos inesperados, la capacidad de reconfigurar la red de manera rápida y eficiente se vuelve un aspecto fundamental para minimizar la cantidad de usuarios afectados y asegurar la estabilidad del sistema. En este contexto, las técnicas de optimización inspiradas en metaheurísticas se han consolidado como herramientas efectivas para resolver problemas complejos de reconexión y operación en redes de distribución.

La presente tesis propone una metodología que integra análisis de flujo de carga, simulación de contingencias y optimización mediante algoritmos metaheurísticos, con el objetivo de restablecer el suministro eléctrico en condiciones adversas y reducir indicadores críticos como la Energía No Suministrada ENS. Para validar la metodología propuesta se adopta el sistema de prueba IEEE-33 barras, ampliamente utilizado en estudios de reconfiguración, debido a su complejidad topológica, la presencia de llaves de maniobra y la diversidad de rutas de alimentación alternativas.

El trabajo abarca desde el estudio del comportamiento eléctrico del sistema en condiciones normales, la evaluación del impacto de la apertura de una línea por falla, hasta la aplicación de un proceso de reconexión inteligente capaz de encontrar la mejor alternativa operativa mediante la minimización de pérdidas y la reducción de barras afectadas. La metodología desarrollada permite generar escenarios comparativos entre procedimientos manuales tradicionales y soluciones optimizadas mediante metaheurísticas, demostrando las ventajas operativas de los sistemas de distribución modernos. Frente a problemas de resiliencia, estos sistemas requieren estrategias de optimización avanzadas, por lo que en este trabajo se plantea el uso de metaheurísticas fundamentadas en el Algoritmo Genético como alternativa eficiente frente a métodos tradicionales.

A continuación, se presenta una descripción detallada de los contenidos desarrollados en cada capítulo para facilitar la comprensión del lector.

Capítulo 1 – Objetivos, alcance y metodología

En este capítulo se definen el objetivo general y los objetivos específicos del trabajo, así como el alcance del estudio y la metodología empleada para el modelado, simulación y validación de la estrategia de reconexión inteligente.

Capítulo 2 – Marco teórico

Se presentan los fundamentos conceptuales relacionados con los sistemas de distribución eléctrica en media tensión, su estructura radial, el modelado de líneas y cargas, el flujo de carga mediante el método Backward–Forward Sweep, los indicadores de calidad del servicio y las bases de las técnicas metaheurísticas aplicadas a la reconfiguración de redes.

Capítulo 3 – Análisis del sistema IEEE-33 barras

En este capítulo se describe detalladamente la topología del sistema IEEE-33 barras, incluyendo sus parámetros eléctricos y características operativas. Se analiza su comportamiento en condición normal y bajo contingencia, estableciendo la base técnica para el desarrollo del proceso de reconexión inteligente.

Capítulo 4 – Estrategia de reconexión y formulación del problema de optimización

Se plantea el problema de reconfiguración frente a fallas, definiendo las variables de decisión, restricciones operativas y la función objetivo. Se describe la representación de soluciones mediante el Algoritmo Genético, así como la formulación matemática orientada a la minimización de la ENS, pérdidas técnicas y penalizaciones por violación de restricciones eléctricas.

Capítulo 5 – Implementación computacional y validación de la estrategia

Se detalla la arquitectura del sistema desarrollado en MATLAB[®], la implementación del algoritmo genético, la estructuración de la población, los operadores evolutivos y el análisis de convergencia. Asimismo, se presentan los resultados comparativos entre los distintos escenarios evaluados, incluyendo operación normal, condición de falla, restauración manual y restauración óptima.

Capítulo 6 – Conclusiones y recomendaciones

Finalmente, se exponen las conclusiones generales del estudio, destacando la efectividad de la estrategia de reconexión inteligente basada en metaheurística para mejorar la confiabilidad del sistema. Se proponen además líneas futuras de investigación, tales como la integración con generación distribuida, el análisis de múltiples contingencias y la implementación en entornos de operación en tiempo real.

CAPÍTULO 1

Objetivos

1.1. Objetivo General

Diseñar y evaluar una estrategia de reconexión inteligente en sistemas de distribución eléctrica mediante la aplicación de metaheurística, considerando como caso de estudio el sistema IEEE de 33 barras, con el fin de optimizar la restauración del servicio y minimizar la energía no suministrada.

1.1.1. Objetivos Específicos

- Analizar el comportamiento operativo del sistema IEEE de 33 barras ante la ocurrencia de fallas que ocasionen la pérdida de continuidad del servicio.
- Implementar metaheurística que permita determinar la secuencia óptima de maniobras de reconexión, respetando las restricciones de radialidad y capacidad del sistema.
- Evaluar y validar el desempeño del algoritmo propuesto mediante simulaciones numéricas, utilizando métricas de optimización.

1.2. Alcance

El presente proyecto se centra en el modelado, simulación y análisis de una red de distribución eléctrica radial basada en el sistema estándar IEEE-33 barras, con el objetivo de evaluar su desempeño operativo y confiabilidad bajo condiciones de operación normal, escenarios de falla y estrategias de reconexión. El alcance comprende la implementación del modelo del sistema en el entorno MATLAB®, el cálculo del flujo de carga, la obtención del perfil de voltajes nodales, la estimación de pérdidas de potencia activa y la cuantificación de la Energía No Suministrada ENS como indicador de continuidad del servicio. Por otra parte, se incluye el desarrollo de un módulo de optimización basado en algoritmos metaheurísticos, específicamente Algoritmos Genéticos AG, para la determinación de configuraciones de red que minimicen las pérdidas eléctricas y el impacto de las interrupciones del suministro,

respetando las restricciones operativas de tensión y topología radial. Este trabajo se limita a las etapas de diseño, simulación y análisis computacional, sin contemplar la implementación física del sistema en campo.

1.3. Metodología

La metodología empleada en este trabajo se estructura en cuatro fases. En la primera fase se realiza la modelación matemática y topológica del sistema IEEE-33 barras, incluyendo líneas, nodos de carga, elementos de seccionamiento y condiciones de operación base, implementados en el entorno de simulación MATLAB[®]. En la segunda fase se simula un escenario de contingencia mediante la apertura de una línea representativa del sistema, permitiendo evaluar el comportamiento del perfil de voltaje, las pérdidas de potencia y la variación de la ENS bajo condiciones de falla. La tercera fase comprende la aplicación de una estrategia de reconexión manual como caso base de comparación, seguida de la implementación de los algoritmos de optimización AG para la búsqueda de configuraciones óptimas que mejoren los indicadores de desempeño del sistema. Finalmente, en la cuarta fase se validan y analizan los resultados obtenidos mediante la comparación gráfica de perfiles de voltaje, la representación topológica de la red coloreada por niveles de tensión y la evaluación cuantitativa de los valores de ENS y pérdidas eléctricas en los distintos escenarios considerados. El esquema general de la metodología propuesta se presenta en la Figura 1.1, donde se detallan las cuatro fases del proceso de análisis y optimización.

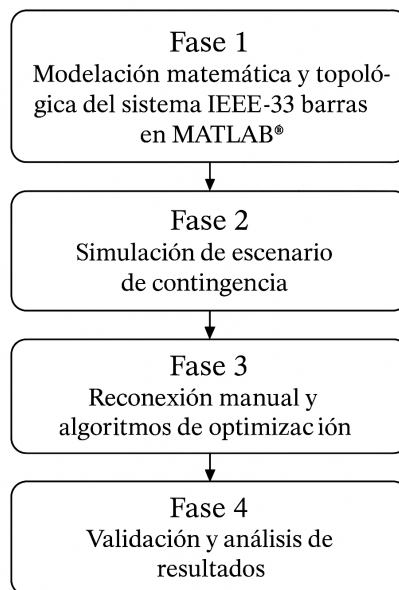


Figura 1.1: Esquema gráfico de la metodología propuesta en cuatro fases.

CAPÍTULO 2

Marco Teórico

2.1. Análisis de los sistemas de distribución eléctrica

2.1.1. Introducción

Los sistemas eléctricos de distribución constituyen la etapa final del suministro de energía eléctrica hacia los usuarios finales. Generalmente operan en media tensión y presentan configuraciones predominantemente radiales, lo que facilita su operación y coordinación de protecciones, aunque incrementa su vulnerabilidad ante contingencias [1].

El análisis de estos sistemas resulta fundamental para comprender su comportamiento operativo en condiciones normales y ante fallas. En este contexto, la Energía No Suministrada ENS es uno de los indicadores más relevantes para cuantificar el impacto energético de las interrupciones del servicio [2].

La formulación del problema de reconexión inteligente abordado en esta tesis se fundamenta en el modelado matemático del flujo de potencia en sistemas de corriente alterna AC, así como en técnicas de optimización aplicadas a redes de distribución [3].

2.2. Modelado del flujo de potencia en sistemas AC

En la ecuación 2.1 y 2.2 el comportamiento eléctrico de un sistema de potencia puede describirse mediante las ecuaciones no lineales de flujo de potencia activa y reactiva:

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) \quad (2.1)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) \quad (2.2)$$

donde P_i y Q_i representan la potencia activa y reactiva en la barra i , respectivamente; V_i y V_j son las magnitudes de voltaje; G_{ij} y B_{ij} corresponden a los elementos

de la matriz de admitancia nodal; y $\delta_i - \delta_j$ es la diferencia angular entre barras.

La potencia reactiva cumple un rol esencial en la regulación de voltaje y estabilidad del sistema [4].

2.3. Estructura de sistemas de distribución radiales

Las redes de distribución se caracterizan por operar en configuración radial, donde cada nodo posee un único camino eléctrico hacia la subestación principal. Esta estructura simplifica la coordinación de protecciones y la operación, pero reduce la redundancia ante fallas.

Una red radial debe cumplir la condición estructural mostrada en la ecuación 2.3, la cual establece que el número de ramas activas (E) es igual al número de nodos (N) menos uno:

$$E = N - 1 \quad (2.3)$$

Esta relación garantiza la unicidad del camino entre nodos, evitando la formación de mallas internas en la red. En redes de distribución, es común encontrar relaciones elevadas entre resistencia y reactancia (R/X), lo cual influye directamente en el comportamiento del flujo de carga y en la selección del método numérico apropiado para su análisis [5].

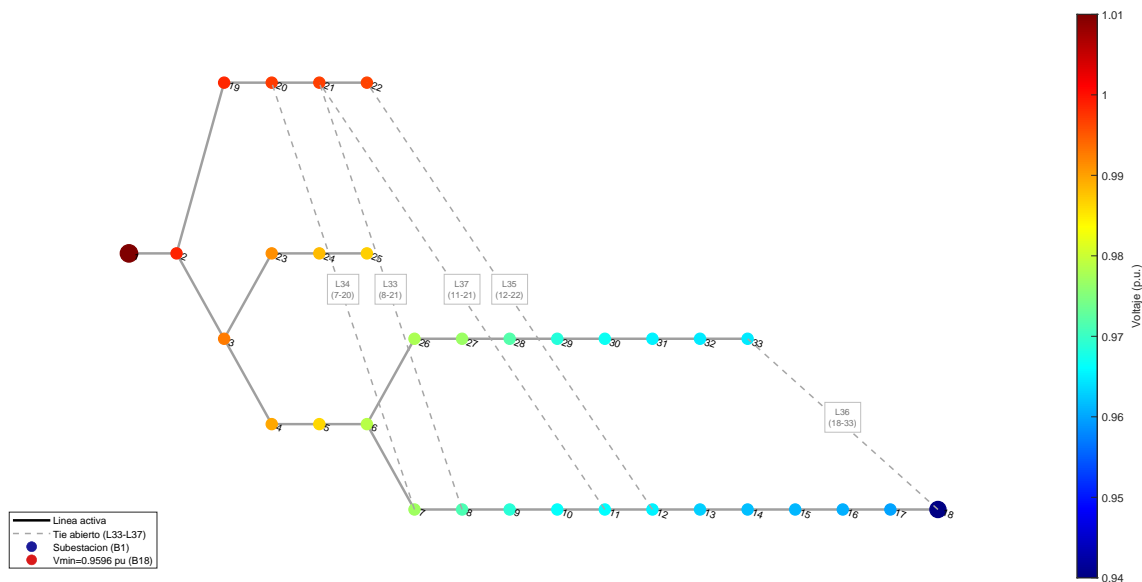


Figura 2.1: SISTEMA-IEEE-33-BARRAS

El sistema mostrado en la Figura 2.1 corresponde a una red de distribución radial representativa, en la cual cada nodo se conecta a la subestación principal mediante un único camino eléctrico. Esta configuración permite ilustrar las características

estructurales y operativas descritas previamente, sirviendo como base para el modelado matemático y el análisis de flujo de carga que se desarrollarán en las siguientes secciones.

La representación gráfica del sistema radial permite identificar con claridad las ramas y nodos que conforman la red, así como las trayectorias de flujo eléctrico hacia los usuarios finales. A partir de esta estructura, resulta necesario establecer modelos matemáticos que describan el comportamiento de las líneas y las cargas conectadas, de modo que se pueda analizar con precisión el flujo de potencia y las pérdidas técnicas asociadas. En la siguiente sección se desarrolla el modelado eléctrico de líneas y cargas, el cual constituye la base para los estudios de operación y optimización de la red.

2.4. Modelado eléctrico de líneas y cargas

2.4.1. Modelado de líneas

Las líneas de distribución se modelan mediante una impedancia serie equivalente, como se muestra en la ecuación 2.4:

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad (2.4)$$

Por otra parte, las pérdidas técnicas asociadas a cada tramo se calculan según la ecuación 2.5, en función de la corriente que circula por la línea y la resistencia del tramo:

$$P_{\text{pérd}} = I_{ij}^2 R_{ij} \quad (2.5)$$

Este modelo es ampliamente aceptado en estudios de análisis y planeamiento de sistemas de distribución [6].

2.4.2. Modelado de cargas tipo PQ

En estudios de flujo de carga, las cargas suelen modelarse como potencia constante, tal como se expresa en la ecuación 2.6:

$$S_k = P_k + jQ_k \quad (2.6)$$

El modelo PQ descrito en la ecuación 2.6 asume que la demanda de potencia activa y reactiva permanece constante durante el análisis, siendo adecuado para estudios estáticos de operación [7].

2.5. Flujo de carga en redes radiales

Debido a la elevada relación R/X presente en sistemas de distribución, los métodos clásicos como Newton-Raphson pueden presentar dificultades de convergencia. Por ello, se emplean métodos especializados como el Backward-Forward Sweep, ampliamente utilizado en redes radiales [8].

2.5.1. Método Backward-Forward Sweep

El método Backward-Forward Sweep consta de dos etapas iterativas:

- Barrido hacia atrás (Backward): cálculo de corrientes de rama.
- Barrido hacia adelante (Forward): actualización de voltajes nodales.

La corriente inyectada en la barra k se determina mediante la ecuación 2.7:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (2.7)$$

De acuerdo con la ecuación 2.8, la corriente de cada rama se obtiene como la suma de las corrientes aguas abajo, mientras que el voltaje nodal se actualiza considerando la impedancia de la línea y la corriente de rama:

$$V_j = V_i - Z_{(ij)}I_{(ij)} \quad (2.8)$$

Este procedimiento iterativo continúa hasta alcanzar convergencia en las magnitudes de voltaje [6].

2.6. Indicadores de calidad del servicio

La confiabilidad del sistema de distribución puede evaluarse mediante indicadores como:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index).
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index).

Estos índices permiten evaluar la frecuencia y duración de interrupciones [6]. No obstante, en estudios de restauración post-contingencia, la métrica más utilizada es la Energía No Suministrada (ENS), definida en la ecuación 2.9:

$$ENS = \sum_j P_j \cdot t_{\text{interrupción}} \quad (2.9)$$

La ENS, expresada en la ecuación 2.9, integra tanto la magnitud de la carga afectada como la duración del evento, siendo adecuada para evaluar estrategias de reconexión [9].

2.7. Metaheurísticas aplicadas a reconfiguración

La reconfiguración óptima de redes de distribución constituye un problema combinatorio no lineal debido al carácter discreto de los interruptores y a las restricciones topológicas.

Entre las técnicas empleadas en la literatura se encuentran:

- Algoritmos Genéticos (AG).
- Optimización por Enjambre de Partículas (PSO).
- Búsqueda Tabú.

El AG resulta particularmente adecuado para modelar variables binarias asociadas al estado de interruptores, permitiendo explorar múltiples configuraciones topológicas bajo restricciones de radialidad [10].

2.8. Resiliencia en sistemas de distribución

La resiliencia se define como la capacidad del sistema eléctrico para resistir, adaptarse y recuperarse ante eventos disruptivos. En redes radiales, la resiliencia depende principalmente de:

- La capacidad de aislamiento rápido de fallas.
- La disponibilidad de trayectorias alternativas.
- La reducción de la ENS.

La aplicación de técnicas de optimización en procesos de restauración contribuye a mejorar la capacidad de recuperación del sistema ante contingencias.

2.9. Fundamento de la reconfiguración óptima

El problema de reconfiguración consiste en determinar el estado óptimo de interruptores que minimice una función objetivo sujeta a restricciones eléctricas y topológicas [11].

Las funciones objetivo comúnmente empleadas incluyen:

- Minimización de pérdidas técnicas.
- Minimización de ENS.
- Cumplimiento de límites de voltaje.
- Conservación de radialidad.

En esta investigación, la función de evaluación empleada por el AG integra criterios energéticos y estructurales, manteniendo coherencia con los principios teóricos y topológicos de operación de sistemas de distribución.

CAPÍTULO 3

Análisis del sistema IEEE-33

3.1. Introducción

El presente capítulo describe y analiza el sistema de prueba IEEE-33 barras, ampliamente utilizado como referencia en investigaciones sobre redes de distribución radial. Debido a su estructura topológica, su sensibilidad ante variaciones de carga y la posibilidad de reconfiguración mediante interruptores de enlace, este sistema constituye una plataforma adecuada para evaluar estrategias de restauración del servicio basadas en optimización.

En este capítulo se caracterizan la estructura física del sistema, sus parámetros eléctricos y su comportamiento operativo en condición normal. Por otra parte, se analiza su respuesta ante contingencias simples, estableciendo el fundamento técnico necesario para el desarrollo de la estrategia de reconexión inteligente implementada en esta tesis.

3.2. Descripción general del sistema IEEE-33 barras

El sistema IEEE-33 barras es uno de los modelos de prueba más utilizados en estudios de optimización y reconfiguración de redes de distribución. Fue propuesto originalmente por Baran y Wu [4] para el análisis de reducción de pérdidas técnicas y posteriormente adoptado como caso estándar para evaluación de estrategias de restauración y resiliencia.

El sistema considerado en este trabajo presenta las siguientes características:

- 33 nodos.
- 32 ramas en configuración radial base.
- Carga total aproximada de 3.72 MW y 2.30 MVA_r.
- Voltaje nominal de operación de 12.66 kV (línea-línea).
- Barra 1 como nodo *slack*, con magnitud y ángulo de referencia.

- Líneas de enlace que permiten modificar la topología ante contingencias.

Su estructura radial genera caídas progresivas de tensión en barras alejadas de la subestación, esto lo convierte en un caso representativo para evaluar desempeño ante fallas.

3.3. Topología del sistema y características operativas

El sistema IEEE-33 presenta una topología radial compuesta por un alimentador principal y derivaciones laterales, originalmente propuesto por Baran y Wu para estudios de reducción de pérdidas en redes de distribución [12]. Esta estructura simplifica el análisis del flujo de carga y la coordinación de protecciones, aunque introduce vulnerabilidad ante fallas en tramos estratégicos debido a la existencia de un único camino eléctrico entre la subestación y cada nodo terminal [6].

En el modelo desarrollado, la red se representa mediante un vector binario que define el estado de las ramas, estrategia comúnmente utilizada en problemas de reconfiguración mediante algoritmos evolutivos [13, 14], como se muestra en la ecuación 3.1:

$$config = [s_1, s_2, \dots, s_{32}] \quad (3.1)$$

donde cada elemento indica si la línea correspondiente está cerrada (1) o abierta (0).

Para garantizar que la red conserve su naturaleza radial durante el proceso de reconfiguración, se verifica el cumplimiento de la condición estructural expresada en la ecuación 3.2:

$$E = N - 1 \quad (3.2)$$

donde E es el número de ramas activas y N el número de nodos. Esta condición es necesaria y suficiente para que un grafo conexo sea un árbol, propiedad fundamental de las redes radiales [15].

La validación de radialidad se implementa en MATLAB[®] mediante estructuras tipo grafo y análisis de conectividad, verificando que la configuración resultante cumpla simultáneamente las siguientes condiciones:

- El sistema sea conexo.
- No existan lazos eléctricos.
- No se formen islas eléctricas.

Este procedimiento es consistente con metodologías clásicas de verificación topológica empleadas en estudios de reconfiguración de redes de distribución [12, 14].

La Figura 3.1 muestra el diagrama unifilar del sistema utilizado en este trabajo.

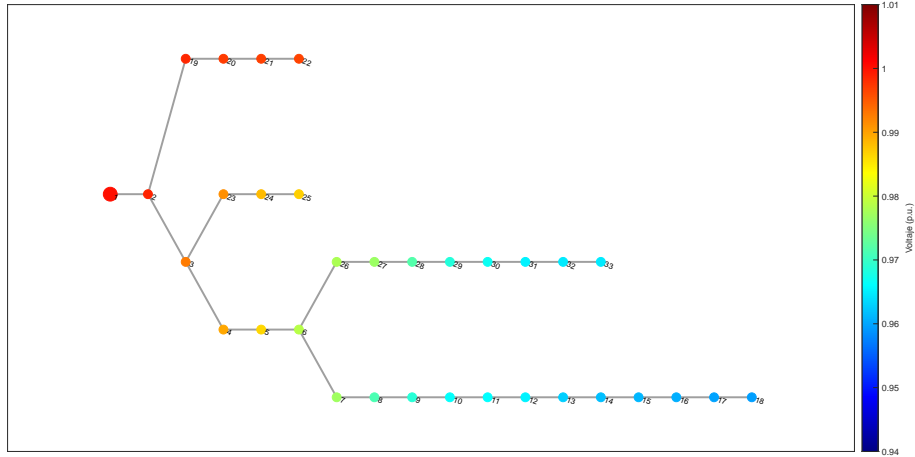


Figura 3.1: Diagrama unifilar del sistema de distribución IEEE-33

3.4. Parámetros eléctricos del sistema

Cada tramo del sistema posee parámetros de impedancia expresados como se indica en la ecuación 3.3:

$$Z = R + jX \quad [\Omega] \quad (3.3)$$

La ecuación 3.3 refleja la composición de la impedancia en función de la resistencia (R) y la reactancia (X). En el sistema IEEE-33, las impedancias de las líneas aumentan progresivamente en las ramas más alejadas de la subestación, lo que provoca una mayor caída de tensión en barras distales bajo condiciones de carga.

En el modelo implementado se consideran:

- Resistencias y reactancias por tramo.
- Potencias activas y reactivas en cada nodo.

No se modelan explícitamente límites térmicos detallados ni restricciones dinámicas, lo cual constituye una simplificación adoptada para el análisis enfocado en restauración topológica.

3.5. Flujo de carga en el sistema IEEE-33

Debido a su naturaleza radial, el flujo de carga se resuelve mediante el método BFS, el cual presenta:

- Alta estabilidad numérica.
- Rápida convergencia.
- Adecuación para redes radiales.

En condición normal, el sistema presenta pérdidas técnicas del orden de 94.5 kW y perfiles de voltaje dentro de límites aceptables, aunque con valores mínimos en barras alejadas.

El método BFS permite evaluar rápidamente múltiples configuraciones topológicas generadas durante el proceso de optimización.

3.6. Comportamiento ante fallas

La apertura de un tramo crítico produce la desconexión de las barras ubicadas aguas abajo del punto de falla, generando un incremento significativo en la Energía No Suministrada (ENS).

En el escenario analizado en esta tesis, la apertura de la línea 2 produjo:

- Segmentación eléctrica del alimentador, generando la desconexión de las barras ubicadas aguas abajo del punto de falla.
- Energía No Suministrada (ENS) de 3295 kWh, evidenciando el impacto significativo sobre la continuidad del servicio.
- Reducción aparente de pérdidas técnicas, como consecuencia directa de la disminución de carga conectada y no como una mejora real en la eficiencia del sistema.

Este comportamiento evidencia la sensibilidad del sistema radial ante contingencias simples y resalta la importancia de contar con estrategias de restauración eficientes.

3.7. Metaheurísticas aplicadas a reconfiguración de redes

Diversas técnicas metaheurísticas han sido empleadas en la literatura para resolver problemas de reconfiguración topológica en redes de distribución, los cuales se caracterizan por su naturaleza combinatoria y no lineal [16, 12].

Los Algoritmos Genéticos (AG) permiten modelar naturalmente la naturaleza discreta de los estados de los interruptores y realizar exploración global del espacio de soluciones, siendo ampliamente utilizados en problemas de reducción de pérdidas y restauración de servicio [13, 14].

El Particle Swarm Optimization (PSO) se ha utilizado para mejorar perfiles de voltaje y reducir pérdidas en sistemas radiales, destacándose por su rápida convergencia y simplicidad de implementación [17, 18].

La Búsqueda Tabú ha demostrado efectividad en problemas de reconfiguración debido a su capacidad para explorar sistemáticamente configuraciones vecinas evitando ciclos y óptimos locales [19].

Los enfoques híbridos combinan técnicas evolutivas y métodos de búsqueda local para mejorar simultáneamente la calidad de la solución y la velocidad de convergencia [20].

En esta tesis se adopta el Algoritmo Genético como técnica principal, debido a su flexibilidad, capacidad de exploración global y facilidad de integración con el modelo de flujo de carga implementado.

3.8. Consideraciones de resiliencia

La resiliencia en sistemas eléctricos de distribución se define como la capacidad del sistema para resistir, adaptarse y recuperarse rápidamente ante eventos disruptivos, tales como fallas permanentes, fenómenos climáticos extremos o contingencias operativas [21]. A diferencia de la confiabilidad tradicional, que se centra en la frecuencia y duración de interrupciones, la resiliencia enfatiza la capacidad de recuperación y restauración del servicio [1].

En el contexto de redes radiales de distribución, la resiliencia puede evaluarse mediante indicadores como:

- Energía No Suministrada (ENS), métrica energética que cuantifica el impacto acumulado de la interrupción [1].
- Capacidad de restauración tras contingencia, asociada a la disponibilidad de trayectorias alternativas y a la rapidez de ejecución de maniobras de reconexión [21].
- Cumplimiento de límites de voltaje durante el proceso de restauración, garantizando operación dentro de márgenes regulatorios aceptables.

El sistema IEEE-33 constituye un entorno ampliamente aceptado en la literatura para evaluar estrategias de reconfiguración y restauración del servicio [12, 14]. Su estructura radial, la presencia de *tie-switches* y la posibilidad de simular contingencias N-1 lo convierten en una plataforma adecuada para analizar el desempeño de estrategias de restauración inteligente bajo fallas simples, proporcionando una base sólida para el desarrollo del modelo de optimización presentado en capítulos posteriores.

CAPÍTULO 4

Estrategia de Reconexión y Formulación del Problema de Optimización

4.1. Introducción

En este capítulo se presenta la estrategia de reconexión inteligente y la formulación matemática del problema de optimización desarrollado para el sistema de distribución IEEE 33 barras. La metodología propuesta integra el análisis de flujo de carga radial mediante el método BFS con un algoritmo metaheurístico basado en AG, con el objetivo de identificar la configuración de reconexión óptima que permita restablecer el servicio eléctrico tras una contingencia N-1, minimizando la ENS y garantizando el cumplimiento de las restricciones técnicas y operativas del sistema.

A diferencia de los enfoques clásicos de reconfiguración de redes cuyo objetivo principal es la reducción de pérdidas técnicas en estado estacionario, la estrategia propuesta en este trabajo aborda el problema de **restauración de servicio** tras una falla permanente. En este contexto, la variable de decisión más relevante no es únicamente el tie-switch a cerrar, sino también los tiempos de maniobra asociados al proceso de reconexión, ya que estos determinan directamente el tiempo durante el cual los usuarios permanecen sin suministro eléctrico.

El desarrollo de la estrategia parte de un modelo base implementado en MATLAB[®], el cual reproduce el comportamiento eléctrico del sistema IEEE 33 barras mediante el cálculo iterativo de voltajes nodales, corrientes de línea y pérdidas técnicas. Sobre esta estructura se incorporan módulos adicionales que simulan escenarios de falla N-1, determinan las zonas desenergizadas, calculan la ENS y evalúan automáticamente la factibilidad y el desempeño de las configuraciones generadas por el AG.

4.2. Arquitectura General del Programa de Simulación

La implementación computacional se estructura de manera modular con el fin de facilitar su validación, mantenimiento y extensión. La Figura 4.1 presenta la arquitectura general del programa desarrollado en MATLAB[®], en la cual se distinguen cuatro bloques principales que se ejecutan de forma secuencial.

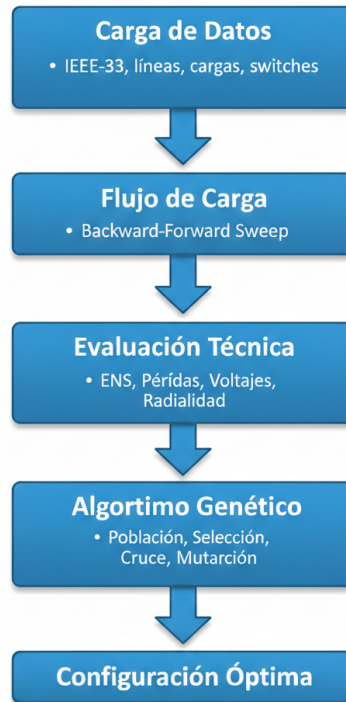


Figura 4.1: Arquitectura general del programa de simulación y optimización implementado en MATLAB®.

Los cuatro bloques de la Figura 4.1 cumplen las siguientes funciones dentro del programa:

- **Carga de datos del sistema** (`DatosRed_33.xlsx`): lee la matriz de líneas, parámetros de impedancia, demandas nodales y estados iniciales de los interruptores del sistema IEEE 33 barras.
- **Simulación eléctrica** (`flujo_IEEE33.m`): ejecuta el método *Backward-Forward Sweep* para calcular el perfil de voltajes nodales, corrientes de rama y pérdidas técnicas bajo una configuración topológica dada. Este bloque es invocado en cada evaluación de fitness del AG.
- **Evaluación de desempeño** (`fitness_restauracion.m`): calcula los indicadores técnicos de cada configuración, entre ellos la ENS, la penalización por voltaje y la verificación de radialidad. Estos indicadores constituyen las entradas de la función objetivo.
- **Optimización mediante AG** (`GA_restauracion_IEEE33.m`): genera, evalúa y evoluciona poblaciones de individuos representados por el cromosoma mixto $\mathbf{x} = [T_r, C_m, C_a]$, con el fin de encontrar la configuración que minimice la función objetivo definida.

4.3. Estrategia de Reconexión del Sistema

La estrategia de reconexión propuesta se basa en la identificación y aislamiento del tramo en falla, seguido por la reconfiguración de la red mediante la operación coordinada de la llave sectorial fallada y el tie-switch de enlace óptimo.

Ante la ocurrencia de la contingencia N-1 en la línea L6 (nodos 6→7), el sistema queda dividido en dos zonas: la zona alimentada (barras 1–6 y 19–33, con suministro continuo desde la subestación) y la zona desconectada (barras 7–18, sin suministro eléctrico). El AG determina qué tie-switch del conjunto $\{L33, L34, L35, L36, L37\}$ debe cerrarse para reconectar la zona fallada y en qué tiempos deben ejecutarse las maniobras de reconexión automática y manual.

La estrategia sigue la siguiente secuencia temporal, que modela el proceso real de restauración del servicio en un sistema de distribución:

1. **Detección de la falla** ($t = 0$): el sistema de protecciones detecta la falla permanente en L6 y activa el proceso de restauración.
2. **Reconexión automática** ($t = C_a$): el reconectador actúa automáticamente en el tiempo C_a , intentando aislar el tramo fallado. Las barras desconectadas han estado sin suministro durante C_a horas.
3. **Maniobra manual del operador** ($t = C_a + C_m$): el operador de campo cierra el tie-switch T_r seleccionado por el AG, reconectando la zona desconectada a través del alimentador alternativo.

La estrategia prioriza configuraciones que cumplan simultáneamente los siguientes criterios operativos:

- Restablecer el suministro al mayor número posible de usuarios en el menor tiempo.
- Minimizar la ENS acumulada durante todo el proceso de restauración.
- Cumplir los límites operativos de tensión en todas las barras del sistema.
- Mantener la estructura radial de la red tras la reconexión.

4.4. Representación de las Soluciones en el AG

A diferencia de los enfoques de reconfiguración clásica que codifican el estado binario (abierto/cerrado) de todas las llaves del sistema, la estrategia propuesta en este trabajo utiliza un cromosoma mixto de tres genes que codifica simultáneamente

la decisión topológica y los tiempos de maniobra. Esta representación compacta está directamente alineada con las variables de decisión del problema de restauración:

$$\mathbf{x} = [T_r, C_m, C_a] \quad (4.1)$$

La ecuación (4.1) define el espacio de búsqueda del AG. Los tres genes del cromosoma tienen naturaleza y rangos distintos:

- $T_r \in \{L33, L34, L35, L36, L37\}$: tie-switch a cerrar para restablecer el suministro eléctrico. Es una **variable discreta** que determina el camino alterno de reconexión.
- $C_m \in [4, 12]$ h: tiempo de maniobra manual del operador de campo. Es una **variable continua** que representa el tiempo adicional de interrupción tras la actuación del reconector.
- $C_a \in [20/60, 80/60]$ h: tiempo de reconexión automática mediante reconector. Es una **variable continua** que representa la respuesta inicial del sistema ante la falla.

La naturaleza mixta del cromosoma (un gen discreto y dos continuos) requiere la aplicación de operadores genéticos diferenciados para cada tipo de variable, tal como se detalla en la sección de implementación del AG (Capítulo 6).

La Tabla 4.1 resume los cinco tie-switches disponibles en el sistema IEEE 33 barras con sus nodos de conexión. Estos son los únicos valores factibles para el gen discreto T_r del cromosoma (5.1).

Tie-switch	Nodos conectados	Ubicación respecto al ramal fallado
L33	8–21	Inicio del ramal
L34	7–20	Inicio del ramal fallado
L35	12–22	Mitad del ramal fallado
L36	18–33	Extremo del ramal fallado
L37	11–21	Sector intermedio

Tabla 4.1: Tie-switches disponibles en el sistema IEEE 33 barras. Cada uno representa un valor factible para el gen discreto T_r del cromosoma del AG.

4.5. Formulación de la Función Objetivo

La función de evaluación del AG se construye como una combinación ponderada de la ENS total acumulada durante el proceso de restauración y una penalización por violación de los límites regulatorios de voltaje. Este tipo de formulación es común

en problemas de reconfiguración de redes, donde múltiples criterios técnicos deben integrarse en una única función escalar [12, 14]. Su formulación refleja directamente los objetivos operativos del problema de restauración:

$$F(\mathbf{x}) = \alpha \cdot ENS_{total}(\mathbf{x}) + \beta \cdot pen_V(\mathbf{x}) \quad (4.2)$$

En la ecuación 4.2, los coeficientes de ponderación utilizados son $\alpha = 0,7$ y $\beta = 0,3$, otorgando mayor importancia a la minimización de la energía no suministrada frente a la penalización por voltaje. El uso de coeficientes de ponderación permite transformar un problema multiobjetivo en una formulación monoobjetivo equivalente, estrategia ampliamente utilizada en optimización evolutiva [22, 23].

La ENS total se descompone en dos componentes según la etapa del proceso de restauración:

$$ENS_{total} = ENS_{auto} + ENS_{manual} = P_{falla} \cdot C_a + P_{falla} \cdot C_m \quad (4.3)$$

La ecuación (4.3) expresa que la ENS es directamente proporcional a la potencia desconectada P_{falla} y a los tiempos de interrupción C_a y C_m , coherente con la definición clásica de energía no suministrada empleada en estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos [1]. El término $ENS_{auto} = P_{falla} \cdot C_a$ corresponde a la energía no suministrada durante el tiempo de actuación del reconectador automático, mientras que $ENS_{manual} = P_{falla} \cdot C_m$ corresponde a la energía no suministrada durante la maniobra manual posterior.

La penalización por voltaje actúa como restricción blanda, penalizando de forma proporcional cualquier violación de los límites regulatorios de tensión. El uso de funciones de penalización es una técnica estándar en algoritmos evolutivos para el manejo de restricciones [23]:

$$pen_V = \max(0, V_{max} - 1,05) + \max(0, 0,95 - V_{min}) \quad (4.4)$$

La ecuación (4.4) garantiza que cualquier configuración que produzca voltajes fuera del rango $[0,95, 1,05]$ p.u. reciba un incremento en su fitness proporcional a la magnitud de la violación. Cuando todos los voltajes están dentro del rango regulatorio, $pen_V = 0$ y la función objetivo se reduce al término de ENS:

$$F(\mathbf{x})|_{pen_V=0} = \alpha \cdot P_{falla} \cdot (C_a + C_m) \quad (4.5)$$

La ecuación (4.5) revela que, para configuraciones factibles (sin violación de voltaje), el AG minimiza exclusivamente el producto de la potencia desconectada por la suma de los tiempos de interrupción. Dado que P_{falla} es constante para una falla dada, la optimización recae principalmente sobre C_a y C_m , convergiendo hacia

sus límites inferiores del espacio de búsqueda continuo.

4.6. Restricciones del Problema

El problema de restauración está sujeto a las siguientes restricciones técnicas y operativas, cuyo cumplimiento es verificado por el módulo `fitness_restauracion.m` en cada evaluación del AG:

- **Radialidad:** la red debe conservar su estructura radial tras el cierre del tie-switch. Esta condición se verifica mediante la ecuación:

$$\sum_{k=1}^{N_i} estado_k = N_b - 1 \quad (4.6)$$

La ecuación (4.6) establece que el número de ramas activas debe ser igual al número de barras menos uno, condición necesaria y suficiente para la radialidad en un grafo conexo. Su incumplimiento activa la penalización pen_V con un valor elevado, descartando efectivamente la configuración.

- **Límites de voltaje:** todos los voltajes nodales deben estar dentro del rango regulatorio:

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \text{ p.u.} \quad \forall i \in \{1, \dots, 33\} \quad (4.7)$$

El incumplimiento de la ecuación (5.9) activa la penalización pen_V de la ecuación (5.4), incrementando el fitness del individuo infractor.

- **Factibilidad del tie-switch:** solo se consideran los cinco tie-switches existentes en el sistema IEEE 33 barras (L33 a L37). El módulo de reparación del cromosoma garantiza que T_r siempre pertenezca al conjunto $\{33, 34, 35, 36, 37\}$.
- **Rangos de los tiempos de maniobra:** los tiempos C_m y C_a deben permanecer dentro de los rangos operativos definidos:

$$C_m \in [4, 12] \text{ h} \quad C_a \in \left[\frac{20}{60}, \frac{80}{60}\right] \text{ h} \quad (4.8)$$

Los rangos de la ecuación (4.8) están basados en tiempos operativos reales: el límite inferior de C_a (20 min) representa el tiempo mínimo de actuación de un reconector automático, y el límite inferior de C_m (4 h) representa el tiempo mínimo para que un operador de campo complete una maniobra de reconexión manual. El módulo de reparación `reparar()` proyecta cualquier valor fuera de estos rangos al límite más cercano, garantizando la factibilidad del cromosoma en todo momento.

4.7. Flujograma del Proceso de Optimización

El flujograma de la Figura 4.2 resume el procedimiento completo del AG implementado para la restauración óptima del sistema IEEE 33 barras. El proceso inicia con la carga de datos y la simulación de la contingencia N-1, y finaliza con la presentación de la solución óptima al operador del sistema.

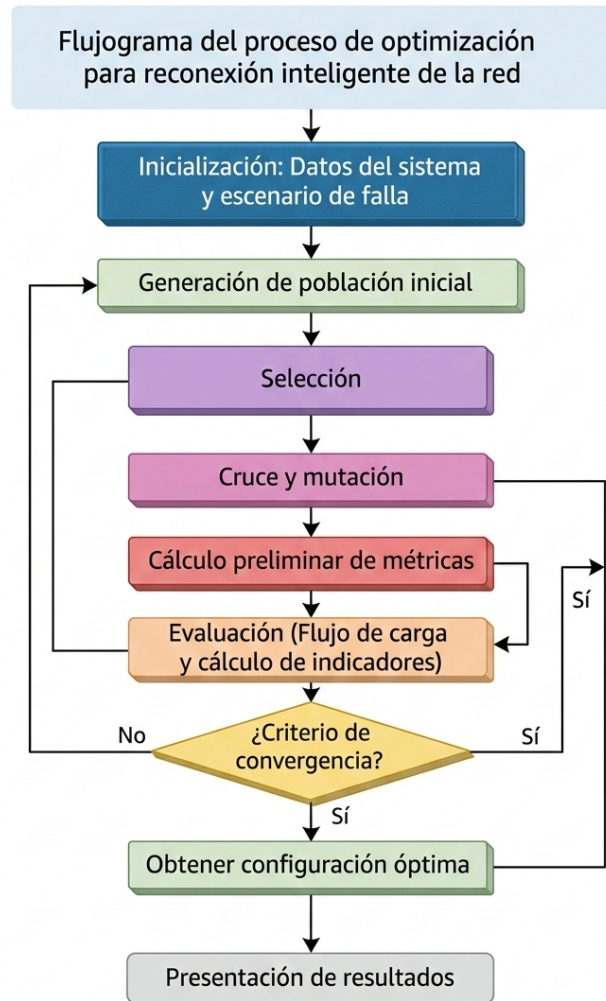


Figura 4.2: Flujograma del proceso de optimización para la restauración inteligente del sistema IEEE 33 barras.

El procedimiento completo del AG se desarrolla en los siguientes pasos, tal como se aprecia en la Figura 4.2:

1. **Inicialización:** carga de datos del sistema IEEE 33 barras y definición del escenario de falla N-1 en la línea L6 (nodos 6→7).
2. **Flujo base:** ejecución del flujo de potencia en estado normal para obtener el perfil de voltaje base y las pérdidas de referencia.

3. **Simulación de contingencia:** apertura de L6 y cálculo del conjunto de barras desconectadas \mathcal{B}_{falla} y la potencia afectada P_{falla} .
4. **Generación de población inicial:** creación aleatoria de N_{max} cromosomas $\mathbf{x} = [T_r, C_m, C_a]$ dentro de los rangos definidos en la ecuación (4.8).
5. **Evaluación de fitness:** para cada individuo, se ejecuta el flujo de potencia con la configuración resultante del tie-switch T_r cerrado, se calculan la ENS y la penalización de voltaje, y se obtiene el valor de fitness según la ecuación (5.2).
6. **Selección:** ordenamiento de la población por fitness ascendente y selección de la mitad superior como conjunto de padres para reproducción.
7. **Cruce:** aplicación de cruce aritmético convexo para los genes continuos C_m y C_a , y cruce uniforme para el gen discreto T_r .
8. **Mutación:** perturbación aleatoria de genes individuales con probabilidad $p_{mut} = 0,20$, permitiendo el escape de óptimos locales.
9. **Elitismo:** conservación de los dos mejores individuos de la generación actual en la nueva población, garantizando la monotonía decreciente del fitness global.
10. **Verificación de convergencia:** comprobación del criterio $|F^*(g) - F^*(g-9)| < 10^{-6}$. Si se cumple, el algoritmo declara convergencia y presenta la solución óptima; de lo contrario, regresa al paso 5 con la nueva población.

4.8. Consideraciones Finales

En este capítulo se ha formulado el problema de restauración de servicio como un problema de optimización con cromosoma mixto, integrando el análisis de flujo de carga radial con un AG que busca simultáneamente el tie-switch óptimo y los tiempos de maniobra que minimizan la ENS tras una contingencia N-1.

Las principales diferencias respecto a los enfoques clásicos de reconfiguración son:

- La variable de decisión incluye no solo la topología (gen discreto T_r) sino también los tiempos de maniobra (genes continuos C_m y C_a), lo que permite modelar el proceso real de restauración.
- La función objetivo está orientada a la minimización de la ENS (ecuación (5.3)) en lugar de las pérdidas técnicas, reflejando el impacto directo de la interrupción sobre los usuarios.
- La penalización de voltaje (ecuación (5.4)) actúa como restricción blanda, simplificando el manejo de restricciones dentro del AG.

La formulación presentada constituye la base metodológica para el análisis computacional y la validación de resultados que se desarrollan en el Capítulo 5.

CAPÍTULO 5

Implementación Computacional y Validación de la Estrategia de Restauración Óptima

5.1. Arquitectura General del Sistema Desarrollado

La estrategia de restauración óptima implementada en el presente trabajo se desarrolló bajo una arquitectura modular en MATLAB[®], lo que permite separar claramente cada etapa del proceso de análisis eléctrico y de optimización evolutiva. Esta separación facilita la verificación independiente de cada componente, la detección de errores y la eventual reutilización de módulos en estudios sobre otros sistemas de distribución.

El sistema computacional integra los siguientes módulos funcionales, cuya interacción sigue el orden de ejecución del programa:

1. **Módulo de lectura y estructuración de datos** (`DatosRed_33.xlsx`): carga los parámetros de líneas y cargas del sistema IEEE 33 barras desde hojas de cálculo con formato normalizado. Este módulo proporciona las impedancias de rama y las demandas nodales que alimentan al resto del sistema.
2. **Módulo de flujo de potencia radial** (`flujo_IEEE33.m`): implementa el método (BFS) para el cálculo de tensiones nodales, corrientes de rama y pérdidas activas. Recibe como entrada el vector de configuración topológica y retorna el perfil de voltajes y las pérdidas totales del sistema.
3. **Módulo de verificación de radialidad** (`esRadial.m`): valida que la topología resultante no contenga ciclos ni nodos aislados, condición indispensable para la correcta aplicación del método (BFS) y para la operación segura de las protecciones del sistema.
4. **Módulo de cálculo de ENS** (`ENS.m`): cuantifica la energía no entregada a los usuarios en función de la potencia total desconectada y los tiempos de maniobra automática y manual. Este módulo constituye la base del criterio de optimización utilizado por el AG.

5. **Módulo de evaluación de aptitud** (`fitness_restauracion.m`): integra el flujo de potencia, el cálculo de ENS y la penalización por violación de límites de voltaje en una única función objetivo escalar, la cual guía el proceso de búsqueda evolutiva.
6. **Módulo de optimización mediante AG** (`GA_restauracion_IEEE33.m`): implementa el ciclo evolutivo completo, incluyendo inicialización aleatoria de la población, selección por truncamiento, cruce aritmético convexo para genes continuos, cruce uniforme para el gen discreto, mutación uniforme y elitismo de los dos mejores individuos por generación.

5.2. Modelado del Problema de Restauración

5.2.1. Definición del Cromosoma

El problema de restauración óptima se modela mediante un cromosoma de tres genes de naturaleza mixta, que representa simultáneamente la decisión topológica de reconexión y los tiempos de maniobra asociados al proceso de restauración. Este tipo de codificación mixta ha sido ampliamente utilizada en problemas de reconfiguración de redes y optimización evolutiva cuando coexisten variables discretas y continuas [13, 14, 22].

La estructura del cromosoma es:

$$\mathbf{x} = [T_r, C_m, C_a] \quad (5.1)$$

La ecuación (5.1) define el espacio de búsqueda del AG, donde cada componente tiene la siguiente interpretación física:

- T_r : gen discreto que representa el *tie-switch* seleccionado para restablecer el suministro eléctrico.
- C_m : gen continuo asociado al tiempo de maniobra manual ejecutado por el operador de campo.
- C_a : gen continuo que representa el tiempo de actuación automática del sistema de protección.

La combinación de variables discretas (estado de interruptores) y continuas (tiempos de operación) permite modelar de forma más realista el proceso físico de restauración del servicio, superando enfoques clásicos que únicamente consideran la configuración topológica [12, 19].

- $T_r \in \{L33, L34, L35, L36, L37\}$: tie-switch a cerrar para restablecer el suministro eléctrico al ramal fallado. Es una variable discreta; cada valor representa un camino alternativo de alimentación distinto.
- $C_m \in [4, 12]$ h: tiempo de maniobra manual del operador de campo, que incluye desplazamiento, aislamiento del tramo fallado y cierre del tie-switch. Es una variable continua.
- $C_a \in [20/60, 80/60]$ h: tiempo de reconexión automática mediante reconectador, que representa la respuesta inicial del sistema ante la falla. Es una variable continua.

La Tabla 5.1 presenta los cinco tie-switches disponibles en la red IEEE 33 barras con sus respectivos nodos de conexión y su posición relativa respecto al ramal fallado. Cada tie-switch conecta un nodo de la zona desconectada con un nodo de la zona alimentada, constituyendo los caminos alternos de restauración que el AG evalúa durante el proceso evolutivo.

Tie-switch	Nodos conectados	Observación
L33	8–21	Cruza zona alimentada/desconectada
L34	7–20	Inicio del ramal fallado
L35	12–22	Mitad del ramal fallado
L36	18–33	Extremo del ramal fallado
L37	11–21	Sector intermedio

Tabla 5.1: Tie-switches disponibles en el sistema IEEE 33 barras y su ubicación relativa respecto al ramal desconectado por la falla en L6.

5.2.2. Secuencia Física de Interrupción

La secuencia temporal del proceso de restauración modelada en el programa refleja el comportamiento real de un sistema de distribución ante una contingencia permanente y se desarrolla en tres instantes sucesivos:

1. $t = 0$: ocurre la falla permanente en L6 (nodos 6→7). Las barras ubicadas aguas abajo del punto de falla quedan inmediatamente sin suministro eléctrico.
2. $t = C_a$: el reconectador actúa automáticamente, aislando el tramo fallado. Todas las barras del ramal fallado han permanecido sin energía durante C_a horas desde el instante de falla.
3. $t = C_a + C_m$: el operador de campo cierra manualmente el tie-switch T_r seleccionado por el AG, reconectando el ramal desconectado a través del alimentador alternativo.

5.2.3. Función Objetivo

La función objetivo del AG combina la ENS total acumulada durante el proceso de restauración con una penalización por violación de los límites regulatorios de voltaje. Este tipo de formulación ponderada es ampliamente utilizada en problemas de reconfiguración de redes y optimización evolutiva, donde múltiples criterios deben integrarse en una única función escalar [12, 14].

$$F(\mathbf{x}) = \alpha \cdot ENS_{total} + \beta \cdot pen_V \quad (5.2)$$

En la ecuación (5.2) se utilizan los valores $\alpha = 0,7$ y $\beta = 0,3$, que otorgan mayor importancia a la minimización de la energía no suministrada frente a la penalización por voltaje. La utilización de coeficientes de ponderación permite transformar un problema multiobjetivo en uno mono-objetivo equivalente, técnica comúnmente empleada en optimización evolutiva [22, 23].

La ENS total se descompone en dos componentes según la etapa del proceso de restauración:

$$ENS_{total} = ENS_{auto} + ENS_{manual} = P_{falla} \cdot C_a + P_{falla} \cdot C_m \quad (5.3)$$

La ecuación (5.3) indica que la ENS es directamente proporcional a la potencia desconectada P_{falla} y a los tiempos de interrupción C_a y C_m , coherente con la definición clásica de energía no suministrada empleada en estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos [1]. Esta relación lineal implica que el AG tenderá a minimizar ambos tiempos simultáneamente, convergiendo hacia los límites inferiores del espacio de búsqueda continuo.

La penalización por voltaje actúa como restricción blanda, desincentivando al AG de seleccionar configuraciones que generen voltajes fuera del rango regulatorio. El uso de penalizaciones en algoritmos evolutivos es una estrategia estándar para el manejo de restricciones [23]:

$$pen_V = \max(0, V_{max} - 1,05) + \max(0, 0,95 - V_{min}) \quad (5.4)$$

Según la ecuación (5.4), cuando todos los voltajes se encuentran dentro del rango $[0,95, 1,05]$ p.u., la penalización es nula ($pen_V = 0$) y el fitness se reduce exclusivamente al término de ENS. Cuando algún voltaje viola los límites, la penalización toma un valor positivo proporcional a la magnitud de la violación, incrementando el fitness del individuo y reduciendo su probabilidad de selección.

5.3. Validación Eléctrica de Escenarios

La validación eléctrica constituye una etapa fundamental para verificar el cumplimiento de las restricciones operativas del sistema bajo diferentes condiciones de operación. Se analizaron cuatro escenarios: estado base, contingencia N-1, caminos alternos de restauración y restauración óptima mediante AG. Cada escenario fue evaluado mediante flujo de potencia radial, verificación de límites de voltaje y cálculo de ENS.

5.3.1. Estado Base — Operación Normal

La Figura 5.1 presenta la configuración radial base del sistema IEEE 33 barras en condición normal de operación, originalmente propuesto por Baran y Wu para estudios de reducción de pérdidas en redes de distribución [12]. Se observa la estructura típica de un alimentador radial, donde existe un único camino eléctrico entre la subestación (barra 1) y cada nodo terminal, cumpliendo la condición estructural $E = N - 1$ característica de redes radiales [6].

Los tie-switches L33 a L37 se muestran como líneas discontinuas grises, indicando su estado normalmente abierto. La coloración de los nodos refleja el perfil de voltaje obtenido mediante el método BFS, técnica ampliamente empleada en el análisis de sistemas radiales debido a su estabilidad numérica y rápida convergencia [24].

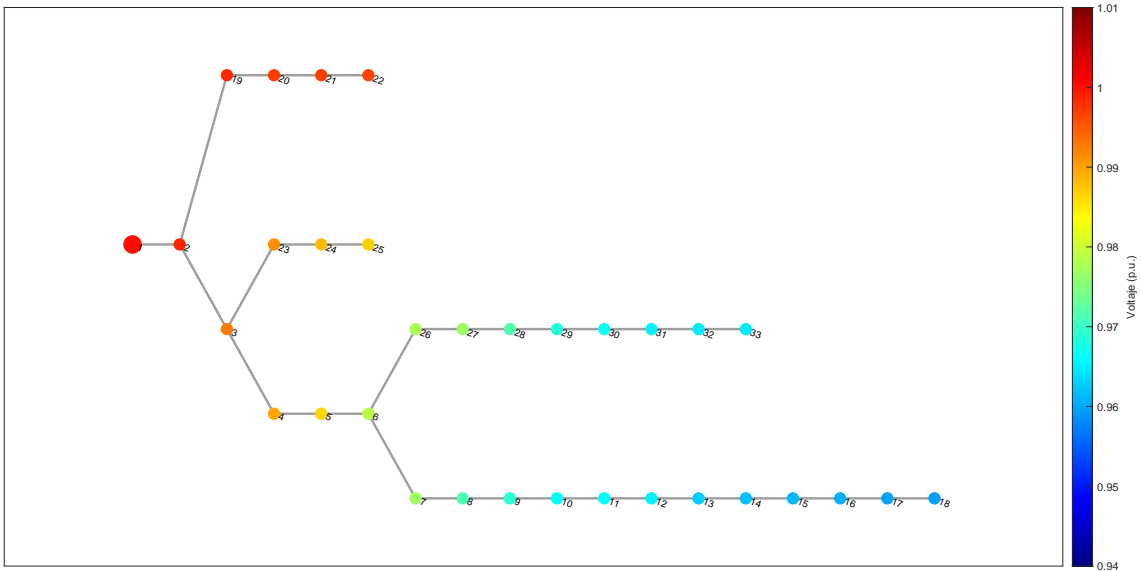


Figura 5.1: Topología base del sistema IEEE 33 barras en operación normal. La coloración de nodos representa el nivel de voltaje en p.u.; la barra 1 (subestación) se resalta en azul y la barra 18 (V_{min}) en rojo. Los tie-switches L33–L37 se muestran en línea discontinua, indicando estado normalmente abierto.

Los resultados del flujo de potencia en estado base confirman la correcta operación

del sistema dentro de los límites regulatorios comúnmente aceptados en redes de distribución (0,95–1,05 p.u.) [25]:

- Pérdidas activas totales: $P_{loss} = 82,11$ kW, valor consistente con estudios clásicos del sistema IEEE 33 barras reportados en la literatura [12, 14].
- Voltaje mínimo: $V_{min} = 0,9596$ p.u. en la barra 18, cumpliendo el límite regulatorio de 0,95 p.u.
- Voltaje máximo: $V_{max} = 1,0000$ p.u. en la barra 1 (slack), correspondiente a la tensión de referencia de la subestación.

Desde el punto de vista eléctrico, las pérdidas activas se acumulan a lo largo de las ramas según la expresión clásica de pérdidas por efecto Joule [6]:

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^{N_l} \operatorname{Re}(Z_k) \cdot |I_k|^2 \quad (5.5)$$

La ecuación (5.5) indica que las pérdidas en cada rama k son proporcionales a la resistencia $\operatorname{Re}(Z_k)$ y al cuadrado de la corriente $|I_k|$. En redes radiales, las corrientes crecen hacia la subestación al acumular la demanda de todos los nodos aguas abajo, lo que provoca mayor disipación en los tramos iniciales del alimentador. Esta es la base del cálculo de pérdidas implementado en el módulo `flujo_IEEE33.m`.

5.3.2. Contingencia N-1: Falla en Línea L6

La Figura 5.2 ilustra el estado del sistema tras la apertura de la línea L6 (nodos 6→7). Los nodos en color rojo corresponden a las barras que quedaron sin suministro eléctrico, mientras que los nodos en tonos azul-verde mantienen alimentación continua desde la subestación. La línea discontinua roja con el símbolo de rayo señala el punto de falla, y los tie-switches permanecen abiertos, pues el proceso de restauración aún no ha sido activado.

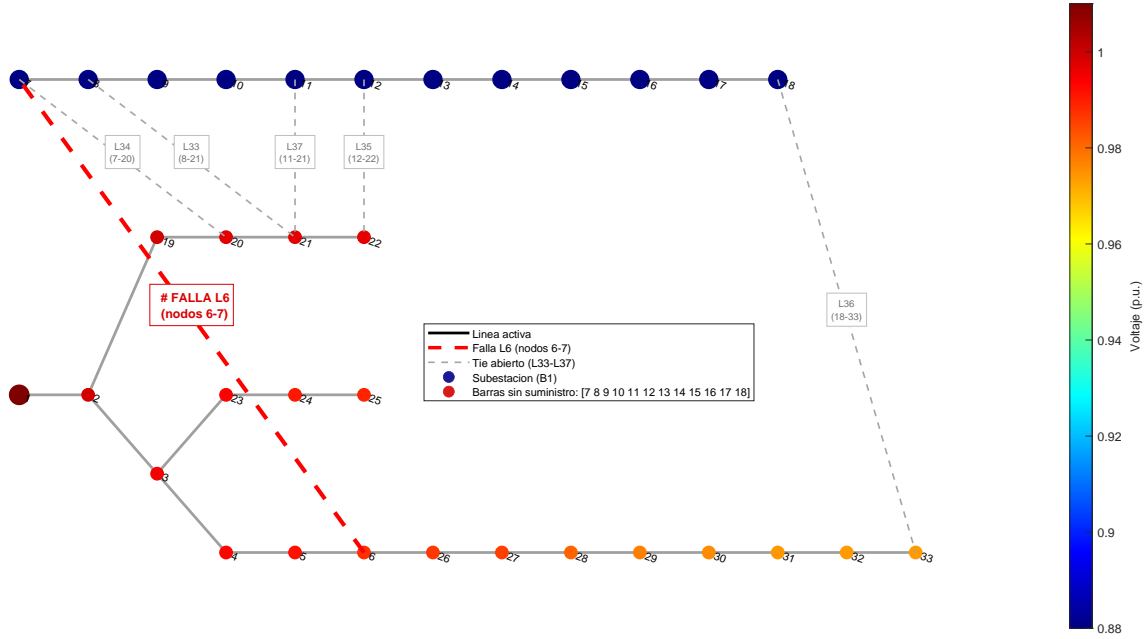


Figura 5.2: Topología bajo contingencia N-1 en la línea L6 (nodos 6→7). Los nodos en rojo representan las barras desconectadas {7–18}. La línea discontinua roja con símbolo indica el punto de falla. Los tie-switches se mantienen abiertos (líneas grises discontinuas).

La apertura de L6 genera una segmentación eléctrica del alimentador principal, dividiendo el sistema en dos regiones eléctricamente aisladas:

- **Zona alimentada:** barras 1–6 y 19–33, con suministro continuo desde la subestación principal.
- **Zona desconectada:** barras 7–18, sin suministro eléctrico desde el instante de la falla.

El conjunto de barras afectadas por la contingencia queda definido como:

$$\mathcal{B}_{falla} = \{7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18\} \quad (5.6)$$

La ecuación (5.6) identifica los 12 nodos que permanecerán desenergizados hasta que el AG determine el tie-switch óptimo para su reconexión. La potencia activa total desconectada, calculada como la suma de demandas de las barras en \mathcal{B}_{falla} , determina la base de cálculo de la ENS:

$$P_{falla} = \sum_{i \in \mathcal{B}_{falla}} P_i = 1074,9 \text{ kW} \quad (5.7)$$

El valor obtenido en la ecuación (5.7) representa la potencia que los usuarios del ramal fallado dejan de recibir durante todo el tiempo de interrupción. Al ser

constante para cualquier tie-switch evaluado, P_{falla} es el factor multiplicador común de todos los cálculos de ENS realizados durante el proceso evolutivo.

5.3.3. Caminos Alternos de Restauración

La Figura 5.3 presenta los cinco tie-switches disponibles como caminos alternos de restauración, representados mediante líneas de trazado discontinuo con colores diferenciados. El fondo verde distingue la zona alimentada y el fondo rosado la zona desconectada tras la falla en L6. El tie-switch L35, identificado como óptimo en corridas con mayor tamaño poblacional, se resalta con línea continua verde y el símbolo.

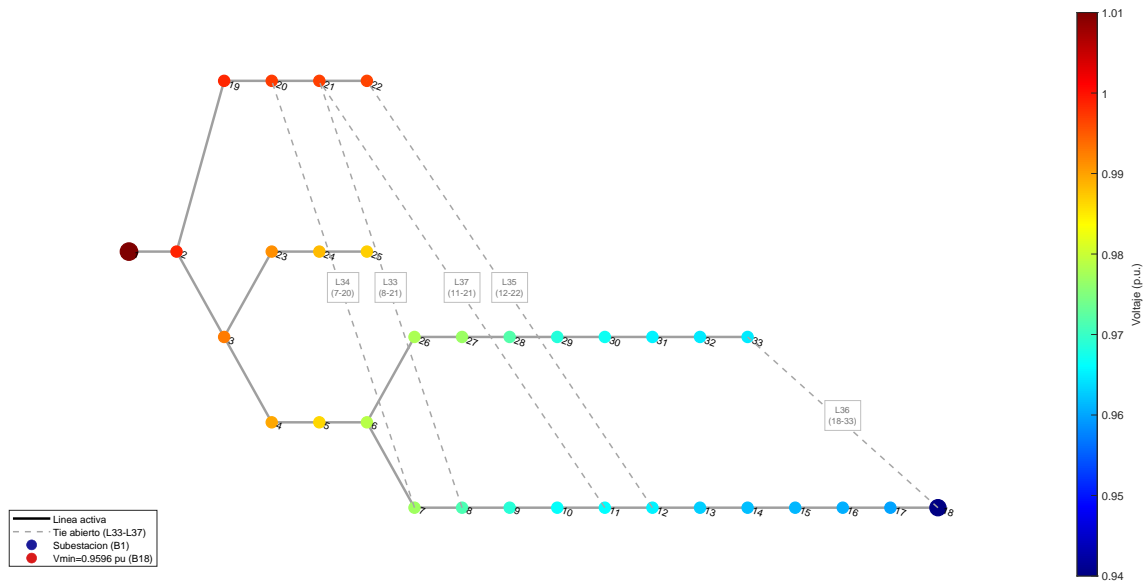


Figura 5.3: Caminos alternos de restauración disponibles en el sistema IEEE 33 barras tras la contingencia N-1 en L6. Las líneas discontinuas de distintos colores representan los cinco tie-switches evaluados por el AG. El fondo verde corresponde a la zona alimentada y el rosado a la zona desconectada.

El AG evalúa cada uno de estos cinco tie-switches durante el proceso evolutivo. Aquellos que generan topologías con ciclos o con voltajes fuera del rango regulatorio reciben una penalización elevada en la función objetivo (ecuación (5.2)), siendo descartados del conjunto de soluciones factibles.

5.3.4. Topología Restaurada — Solución Óptima

La Figura 5.4 muestra la topología resultante tras el cierre del tie-switch L34 (nodos 7–20), solución identificada como óptima por el AG con los parámetros de la corrida Nmax=10 y semilla rng(30). El tie-switch cerrado se resalta en verde brillante. La coloración de los nodos confirma que todas las barras del ramal restaurado

recuperaron tensión dentro del rango regulatorio, y la estructura radial se mantiene intacta, verificando la condición:

$$\sum_{k=1}^{N_l} estado_k = N_b - 1 = 32 \quad (5.8)$$

La ecuación (5.8) expresa que el número de ramas activas debe ser igual al número de barras menos uno, condición necesaria y suficiente para garantizar la radialidad de la red. Su cumplimiento es verificado por el módulo `esRadial.m` antes de ejecutar el flujo de potencia.

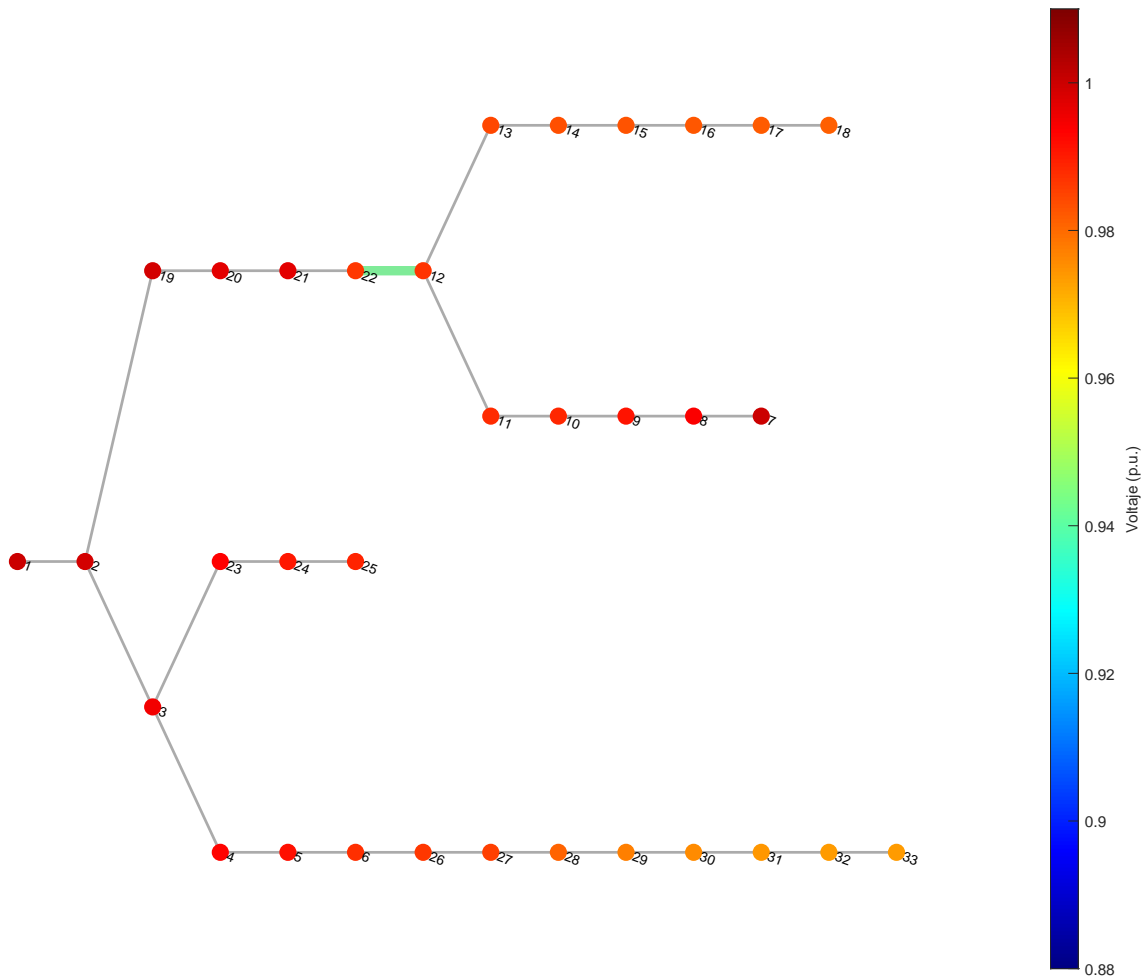


Figura 5.4: Topología óptima restaurada mediante tie-switch L34 (nodos 7–20), solución obtenida por el AG. El tie cerrado se resalta en verde brillante. La coloración de nodos confirma $V_{min} = 0,9736$ p.u. y penalización de voltaje nula ($pen_V = 0$).

5.4. Análisis Comparativo de Perfiles de Voltaje

La Figura 5.5 compara la estabilidad eléctrica del sistema bajo los tres estados de operación evaluados: estado base, post-falla L6 y estado restaurado. Las líneas

horizontales rojas discontinuas indican los límites regulatorios de voltaje ($V = 0,95$ p.u. y $V = 1,05$ p.u.), y los valores mínimos de cada curva se indican con su magnitud numérica sobre la gráfica.

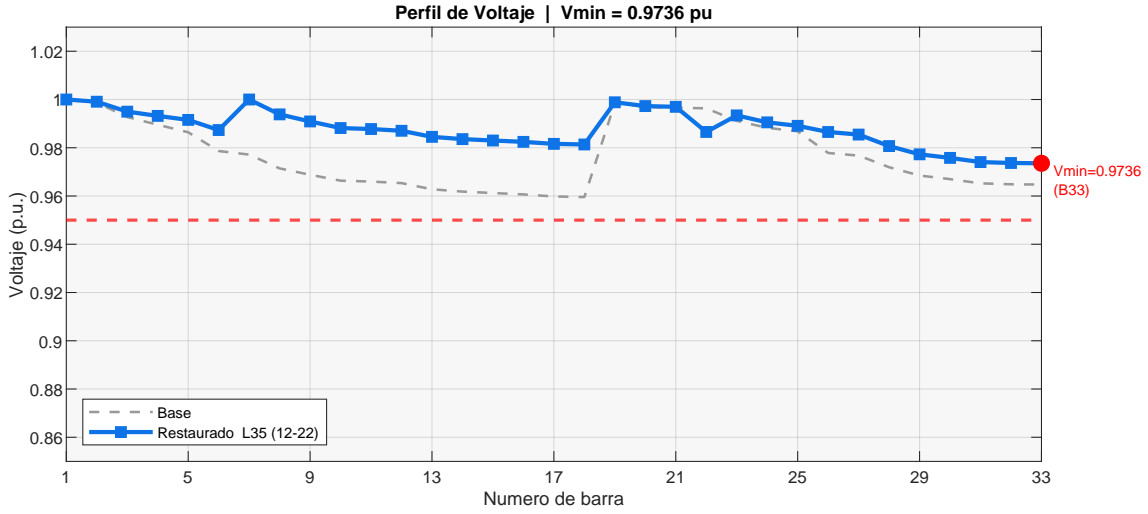


Figura 5.5: Perfil de voltaje comparativo para los tres estados de operación evaluados: estado base (negro), post-falla L6 (rojo) y restauración mediante tie L34 (azul). Las líneas discontinuas rojas marcan los límites regulatorios $V = 0,95$ y $V = 1,05$ p.u.

Del análisis de la Figura 5.5 se desprenden las siguientes observaciones:

- **Estado base** (negro): se observa caída progresiva de tensión hacia las barras terminales, con $V_{min} = 0,9596$ p.u. en la barra 18. Este perfil es característico de redes radiales donde la impedancia acumulada desde la subestación aumenta con la distancia eléctrica.
- **Post-falla L6** (rojo): las barras 7 a 18 presentan voltaje nulo al quedar desenergizadas. Las barras alimentadas (1–6 y 19–33) mejoran levemente su tensión ($V_{min} = 0,9736$ p.u.) debido a la reducción de carga activa en el alimentador principal.
- **Restaurado L34** (azul): tras el cierre del tie-switch L34, todas las barras recuperan tensión por encima del límite mínimo regulatorio. Se obtiene $V_{min} = 0,9736$ p.u., verificando la restricción:

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \quad \forall i \in \{1, \dots, 33\} \quad (5.9)$$

La ecuación (5.9) representa el criterio de calidad de tensión que todo nodo del sistema debe satisfacer bajo cualquier condición de operación. Su verificación mediante el módulo de flujo de potencia garantiza que la solución propuesta por el AG sea eléctricamente factible.

5.5. Análisis de los Ties Válidos Encontrados por el AG

Durante la ejecución del AG, cuatro de los cinco tie-switches generaron al menos un individuo que superó la validación de radialidad y las restricciones de voltaje, siendo catalogados como caminos alternos factibles. A continuación se presenta el análisis individual de cada tie, incluyendo la topología resultante, el perfil de voltaje y los valores de ENS calculados con los tiempos óptimos encontrados por el algoritmo para ese tie específico.

5.5.1. Tie L34 — Nodos 7–20 (Tie Óptimo)

El tie L34 conecta el nodo 7 (inicio inmediato del ramal fallado, aguas abajo del punto de falla) con el nodo 20 del alimentador secundario. Esta posición topológica permite reconectar la totalidad del ramal desconectado a través de un camino alternativo de baja impedancia desde el extremo más próximo a la falla, lo que se traduce en el mejor perfil de voltaje entre los ties evaluados. El AG seleccionó esta configuración como óptima al obtener el menor valor de fitness $F^* = 3436,52$, conforme a los resultados de la Tabla 5.5.

5.5.2. Tie L35 — Nodos 12–22

La Figura 5.6 presenta el análisis completo del tie-switch L35, que conecta el nodo 12 (punto medio del ramal fallado) con el nodo 22 del alimentador superior. El panel izquierdo muestra la topología restaurada coloreada por nivel de voltaje, con el tie L35 resaltado en verde brillante. El panel superior derecho presenta el perfil de voltaje barra a barra comparado con el estado base, lo que permite evaluar la recuperación de tensión en todo el sistema. El panel inferior derecho detalla el cálculo de ENS con los tiempos C_a y C_m del mejor individuo encontrado para este tie durante la corrida del AG.

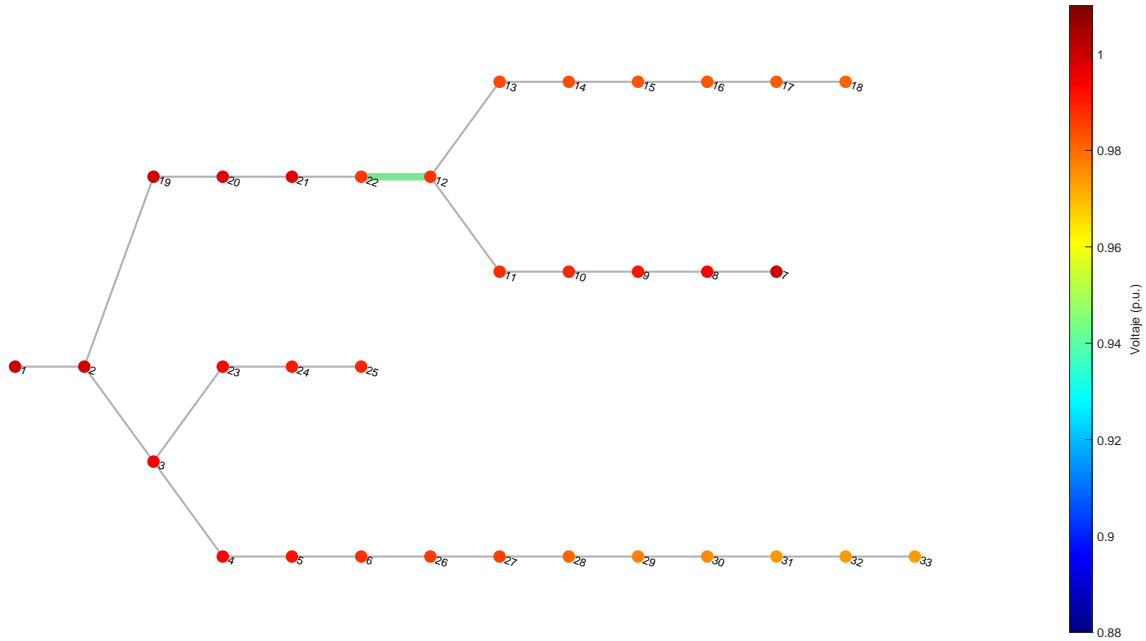


Figura 5.6: Análisis del tie-switch L35 (nodos 12–22). Panel izquierdo: topología restaurada coloreada por voltaje con el tie resaltado en verde. Panel superior derecho: perfil de voltaje barra a barra respecto al estado base. Panel inferior derecho: cálculo de ENS_{auto} , ENS_{manual} y ENS_{total} con los tiempos óptimos del mejor individuo para este tie.

5.5.3. Tie L36 — Nodos 18–33

La Figura 5.7 presenta el análisis del tie-switch L36, que conecta el nodo 18 (extremo más alejado del ramal fallado) con el nodo 33. Este tie reconecta el ramal desconectado por su extremo terminal, lo que implica que la alimentación debe recorrer toda la longitud del ramal en sentido inverso desde el punto de reconexión. El perfil de voltaje del panel superior derecho evidencia que, bajo esta configuración, los nodos más alejados del punto de reconexión presentan las mayores caídas de tensión. No obstante, los voltajes se mantienen dentro del rango regulatorio, lo que clasifica a este tie como válido aunque con un fitness superior al de L34.

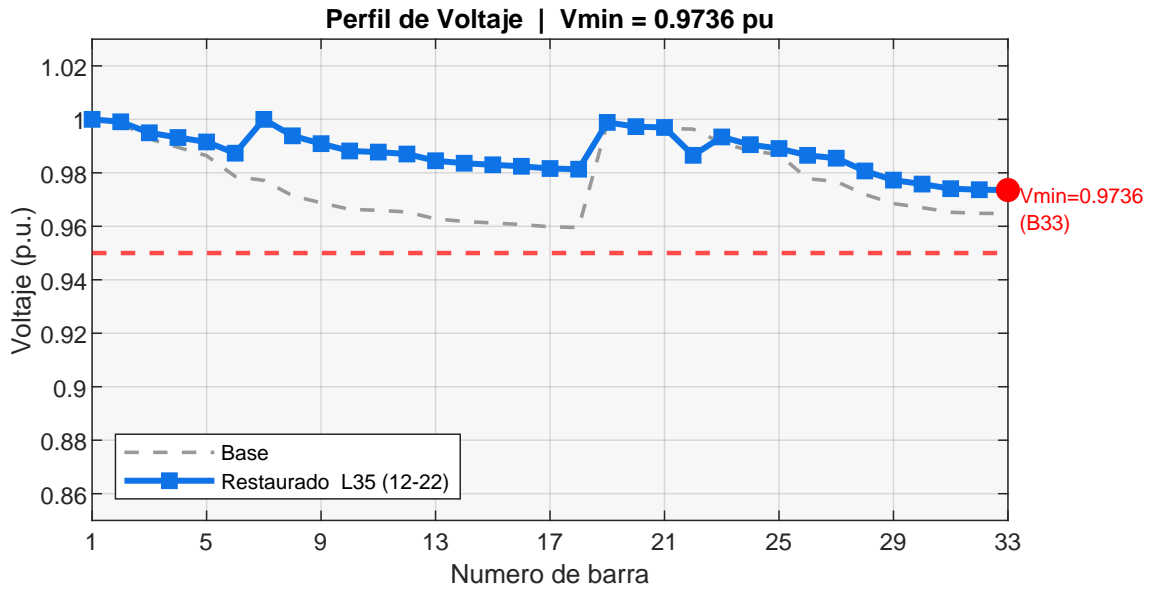


Figura 5.7: Análisis del tie-switch L36 (nodos 18–33). Panel izquierdo: topología restaurada coloreada por voltaje con el tie resaltado en verde. Panel superior derecho: perfil de voltaje barra a barra respecto al estado base. Panel inferior derecho: cálculo de ENS_{auto} , ENS_{manual} y ENS_{total} .

5.5.4. Tie L37 — Nodos 11–21

El tie-switch L37 conecta el nodo 11 (sector intermedio del ramal fallado) con el nodo 21. Al igual que L35, este tie reconecta el ramal desde una posición intermedia, distribuyendo la carga entre el alimentador principal y el secundario. Si bien su desempeño en términos de ENS es equivalente al de los demás ties válidos para esta corrida, su valor de fitness (3504.42) es superior al de L34 (3436.52), lo que indica diferencias en la penalización de voltaje pen_V obtenida al evaluar los individuos asociados a este tie.

La Tabla 5.2 resume el desempeño de los cuatro ties válidos encontrados por el AG durante la corrida con $N_{max}=10$ y semilla $rng(30)$. Los valores de C_a , C_m y ENS_{total} corresponden al mejor individuo encontrado para cada tie específico a lo largo de las 100 generaciones ejecutadas.

Tie	Nodos	C_a (h)	C_m (h)	ENS_{total} (kWh)	V_{min} (p.u.)	Fitness
L36	18–33	0.3759	4.1909	4909.31	0.9737	4016.39
L35	12–22	0.3759	4.1909	4909.31	0.9736	4016.39
L37	11–21	0.3759	4.1909	4909.31	0.9736	3504.42
L34	7–20	0.3759	4.1909	4909.31	0.9736	3436.52

Tabla 5.2: Desempeño de los ties válidos encontrados por el AG ($N_{max}=10$, $rng=30$). Se destaca en negrita el tie óptimo L34, que obtuvo el menor valor de fitness entre todas las configuraciones factibles evaluadas.

De la Tabla 5.2 se observa que todos los ties válidos producen un valor idéntico de $ENS_{total} = 4909,31$ kWh, dado que la ENS depende únicamente de P_{falla} (constante para cualquier tie, según la ecuación (5.7)) y de los tiempos C_m y C_a (iguales para todos los ties en esta corrida). La diferenciación del fitness entre ties se produce exclusivamente a través de la penalización de voltaje pen_V , que refleja las diferencias topológicas de cada configuración de reconexión.

5.6. Implementación del AG

5.6.1. Parámetros del Algoritmo

La Tabla 5.3 presenta la configuración de parámetros utilizada en la implementación del AG. Estos valores fueron definidos considerando el tamaño del espacio de búsqueda, la naturaleza mixta del cromosoma y el comportamiento del algoritmo observado en pruebas preliminares.

Parámetro	Símbolo	Valor
Tamaño de población	N_{max}	10
Máximo de generaciones	N_{gen}	100
Probabilidad de mutación por gen	p_{mut}	0.20
Peso ENS en función objetivo	α	0.70
Peso penalización voltaje	β	0.30
Tolerancia de convergencia	tol	10^{-6}
Generaciones sin mejora para convergencia	–	10
Semilla aleatoria	–	30

Tabla 5.3: Parámetros del AG implementado para la restauración óptima del sistema IEEE 33 barras. La tasa de mutación $p_{mut} = 0,20$ es deliberadamente alta para mantener diversidad genética en poblaciones pequeñas.

La tasa de mutación $p_{mut} = 0,20$ es deliberadamente alta respecto a valores típicos de la literatura (0.01–0.05), con el fin de mantener diversidad genética en poblaciones

pequeñas y evitar la convergencia prematura a óptimos locales, comportamiento que fue verificado en el análisis evolutivo de la sección siguiente.

5.6.2. Población Inicial

La Tabla 5.4 muestra los 10 individuos generados aleatoriamente con la semilla `rng(30)`, lo que garantiza la reproducibilidad exacta de los resultados. Cada individuo representa una propuesta de restauración completa, con un tie-switch específico y tiempos de maniobra dentro de los rangos operativos definidos por el cromosoma (ecuación (5.1)). Los valores de C_a se expresan en minutos para facilitar su interpretación operativa.

#	Tie (T_r)	C_m (h)	C_a (min)
1	L36	5.0899	57.75
2	L34	8.3531	64.10
3	L36	8.1454	61.30
4	L33	10.1348	21.87
5	L37	11.4708	74.15
6	L34	4.7176	37.19
7	L37	5.5662	53.34
8	L34	11.9535	42.59
9	L35	5.8814	21.60
10	L35	5.9119	49.65

Tabla 5.4: Población inicial del AG generada con semilla `rng(30)`. La distribución cubre los cinco tie-switches disponibles: L34 aparece tres veces, L35 y L36 dos veces, y L37 y L33 una vez cada uno, proporcionando diversidad inicial suficiente en el gen discreto T_r .

Se observa en la Tabla 5.4 que la distribución aleatoria de tie-switches cubre los cinco caminos alternos disponibles desde la primera generación, lo que permite al AG explorar múltiples regiones del espacio de búsqueda discreto desde el inicio del proceso evolutivo.

5.6.3. Operadores Genéticos

5.6.3.1. Selección por Truncamiento

En cada generación, los N_{act} individuos son ordenados por valor de fitness ascendente y se conserva la mitad superior como conjunto de padres disponibles para reproducción:

$$n_p = \left\lceil \frac{N_{act}}{2} \right\rceil \quad (5.10)$$

La ecuación (5.10) establece que con una población de 10 individuos, los 5 de menor fitness son seleccionados como padres en cada generación. Este mecanismo ejerce presión selectiva directa hacia las soluciones de menor costo, garantizando que los mejores individuos contribuyan a la siguiente generación.

5.6.3.2. Cruce Aritmético Convexo

Para los genes continuos (C_m y C_a), se implementa el cruce aritmético convexo con parámetro aleatorio $a \sim \mathcal{U}[0, 1]$. Las ecuaciones del cruce son:

$$C_m^{hijo} = a \cdot C_m^{p1} + (1 - a) \cdot C_m^{p2} \quad (5.11)$$

$$C_a^{hijo} = a \cdot C_a^{p1} + (1 - a) \cdot C_a^{p2} \quad (5.12)$$

Las ecuaciones (5.11) y (5.12) garantizan que los hijos generados siempre se encuentren dentro del segmento que une a ambos padres en el espacio de búsqueda continuo, preservando la factibilidad del cromosoma sin necesidad de aplicar la función de reparación sobre estos genes. Para el gen discreto T_r se emplea cruce uniforme, que selecciona el tie-switch de uno de los dos padres con igual probabilidad:

$$T_r^{hijo} = \begin{cases} T_r^{p1} & \text{si } u < 0,5 \\ T_r^{p2} & \text{en caso contrario} \end{cases}, \quad u \sim \mathcal{U}[0, 1] \quad (5.13)$$

La ecuación (5.13) preserva la diversidad del gen discreto al heredar el tie-switch de cualquiera de los dos padres con igual probabilidad, manteniendo la exploración de múltiples caminos alternos a lo largo de las generaciones.

5.6.3.3. Mutación Uniforme

La mutación actúa sobre cada gen de forma independiente con probabilidad $p_{mut} = 0,20$. Cuando un gen es seleccionado para mutar, su nuevo valor se genera mediante distribución uniforme dentro del rango válido del gen correspondiente:

- T_r : reemplazo aleatorio por un tie de $\{33, 34, 35, 36, 37\}$, permitiendo explorar caminos alternos distintos al del padre.
- C_m : nuevo valor $\sim \mathcal{U}[4, 12]$ h, introduciendo diversidad en el tiempo de manio-
bra manual.

- C_a : nuevo valor $\sim \mathcal{U}[20/60, 80/60]$ h, explorando distintos tiempos de reconexión automática.

Este operador cumple la función principal de escape de óptimos locales, al poder generar individuos en cualquier región del espacio de búsqueda con independencia de la distribución actual de la población. Su importancia queda confirmada en el análisis evolutivo de la sección siguiente.

5.6.3.4. Elitismo

Se conservan los dos mejores individuos de cada generación en la población siguiente, independientemente del resultado de los operadores de cruce y mutación. Este mecanismo garantiza la monotonía decreciente de la curva de convergencia, asegurando que el mejor fitness global nunca empeore entre generaciones consecutivas.

5.6.4. Criterio de Convergencia

El algoritmo declara convergencia cuando la mejora del mejor fitness global en las últimas 10 generaciones es inferior a la tolerancia establecida:

$$|F^*(g) - F^*(g - 9)| < tol = 10^{-6} \quad (5.14)$$

La ecuación (5.14) evita que el algoritmo continúe ejecutando generaciones sin mejora significativa, reduciendo el tiempo computacional. Con este criterio, el bucle principal del AG termina al detectar que el fitness global no ha mejorado en 10 generaciones consecutivas dentro de la tolerancia tol , o bien al alcanzar el límite máximo de $N_{gen} = 100$ generaciones.

5.7. Análisis Evolutivo del AG

5.7.1. Convergencia del Fitness

La Figura 5.8 muestra la evolución del mejor fitness global (curva azul), el fitness mínimo de cada iteración (gris) y los índices de aptitud generados por los operadores de selección (rojo), cruce (verde) y mutación (naranja) a lo largo de las 100 generaciones ejecutadas. El punto verde marca la generación 40, donde el AG encontró la solución óptima global con $F^* = 3436,52$.

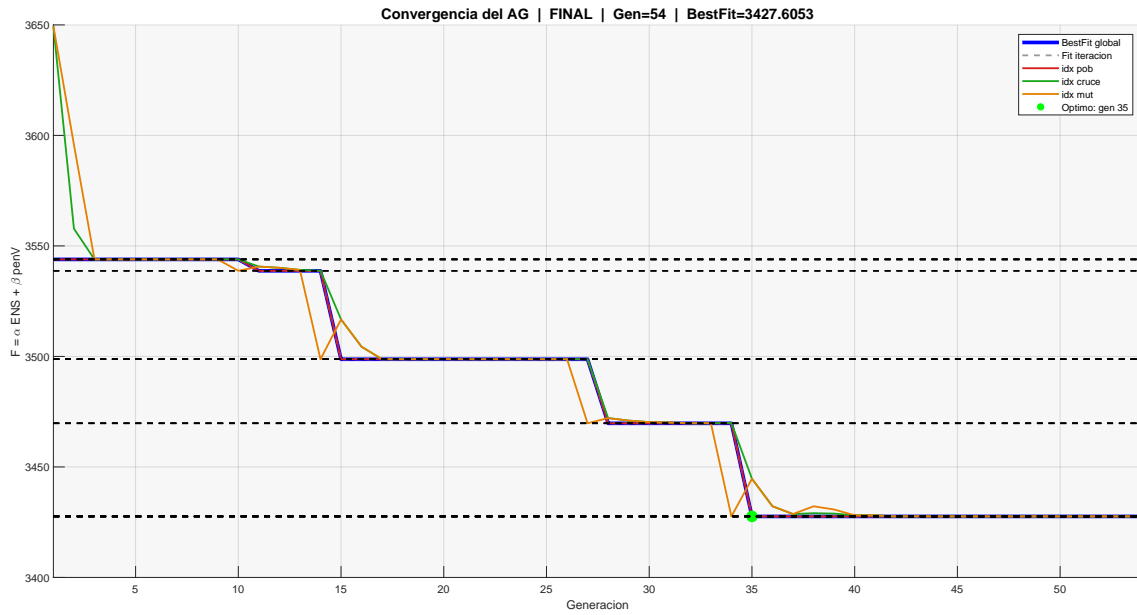


Figura 5.8: Convergencia del AG: evolución del fitness por generación (Nmax=10, 100 generaciones). La curva azul es el mejor fitness global; las curvas roja, verde y naranja son los índices de aptitud de selección, cruce y mutación respectivamente. El punto verde marca la generación óptima (gen. 40, $F^* = 3436,52$).

Del análisis de la Figura 5.8 se identifican cuatro fases claramente diferenciadas en el proceso evolutivo:

1. **Fase de exploración inicial** (gen. 1–13): el fitness permanece estacionario en $F = 4016,39$, dominado por los ties L36 y L35 presentes en la población inicial. El cruce aritmético no logra mejorar este valor al generar individuos dentro del mismo vecindario del espacio de búsqueda.
2. **Primera mejora por mutación** (gen. 13–35): la mutación en la generación 13 introduce un individuo con tie L34 y tiempos reducidos, desbloqueando un descenso progresivo del fitness hasta $F = 3504,42$. Durante esta fase, el cruce aritmético contribuye con mejoras incrementales dentro del nuevo vecindario explorado.
3. **Segunda mejora por mutación** (gen. 39–40): una nueva mutación en la generación 39 descubre la combinación óptima: tie L34 con $C_m \approx 4,19$ h y $C_a \approx 0,376$ h, alcanzando $F^* = 3436,52$. Estos valores corresponden a la región cercana a los límites inferiores del espacio de búsqueda de los genes continuos.
4. **Convergencia final** (gen. 40–100): el fitness permanece constante en $F^* = 3436,52$, confirmando que el AG ha agotado la exploración del entorno del óptimo encontrado. El criterio de la ecuación (5.14) se activa repetidamente, aunque el bucle continúa hasta las 100 generaciones máximas configuradas.

El análisis conjunto de las curvas confirma que el operador de mutación es el principal responsable de los saltos de mejora significativos, mientras que el cruce aritmético actúa como refinador incremental dentro del vecindario del óptimo local actual. Este comportamiento es consistente con lo reportado en la literatura para AG aplicados a problemas de restauración y reconfiguración de redes de distribución [26].

5.8. Análisis de Complejidad Computacional

El desempeño computacional del algoritmo genético implementado depende principalmente del número de evaluaciones del flujo de carga realizadas durante el proceso evolutivo, dado que cada individuo generado debe ser validado eléctricamente mediante la ejecución del método (BFS).

Sea:

- N_{pop} : tamaño de la población.
- G : número máximo de generaciones.
- N_b : número de barras del sistema.
- I_{BFS} : número promedio de iteraciones del método BFS hasta convergencia.

El costo computacional dominante del algoritmo puede aproximarse como:

$$\mathcal{O}(N_{pop} \cdot G \cdot C_{BFS}) \quad (5.15)$$

donde C_{BFS} representa el costo de una ejecución del flujo de carga radial.

Dado que el método Backward-Forward Sweep tiene complejidad lineal respecto al número de barras:

$$C_{BFS} = \mathcal{O}(N_b) \quad (5.16)$$

la complejidad total del algoritmo genético aplicado al sistema IEEE-33 puede expresarse como:

$$\mathcal{O}(N_{pop} \cdot G \cdot N_b) \quad (5.17)$$

Para el caso de estudio desarrollado en esta tesis:

- $N_{pop} = 10$
- $G = 100$

- $N_b = 33$

El número máximo de evaluaciones de flujo de carga es:

$$N_{eval} = N_{pop} \cdot G = 1000 \quad (5.18)$$

Dado que el método BFS converge típicamente en menos de 10 iteraciones para este sistema radial, el tiempo de ejecución total resulta bajo y computacionalmente eficiente.

En pruebas realizadas en un computador con procesador Intel Core i7 y 16 GB de RAM, el tiempo promedio de ejecución completa del algoritmo fue inferior a 2 segundos, lo cual demuestra la viabilidad del enfoque para aplicaciones en entornos de simulación e incluso en esquemas de restauración asistida por decisión en tiempo cuasi-real.

Este resultado confirma que el uso del método (BFS) combinado con un algoritmo genético de población reducida mantiene un equilibrio adecuado entre calidad de solución y costo computacional. Para sistemas de mayor tamaño, la complejidad crece proporcionalmente al número de barras, por lo que para redes reales de cientos de nodos podría ser necesario ajustar el tamaño poblacional o aplicar paralelización de evaluaciones.

5.9. Resultados de la Optimización

5.9.1. Solución Óptima

La Tabla 5.5 presenta los resultados finales obtenidos por el AG tras completar las 100 generaciones configuradas. Estos valores corresponden al mejor individuo encontrado durante toda la corrida, identificado en la generación 40 de un total de 100 generaciones ejecutadas.

Parámetro	Símbolo	Valor
Tie-switch óptimo	T_r^*	L34 (nodos 7–20)
Tiempo maniobra manual	C_m^*	4.1909 h (251.46 min)
Tiempo reconexión automática	C_a^*	0.3759 h (22.55 min)
ENS automático	ENS_{auto}	404.07 kWh
ENS manual	ENS_{manual}	4505.24 kWh
ENS total	ENS_{total}	4909.31 kWh
Penalización de voltaje	pen_V	0.000000
Voltaje mínimo restaurado	V_{min}	0.9736 p.u.
Fitness óptimo	F^*	3436.5200
Generación óptima	g^*	40 / 100

Tabla 5.5: Solución óptima obtenida por el AG (Nmax=10, rng=30). Los valores de ENS fueron calculados con $P_{falla} = 1074,9$ kW y los tiempos C_a^* y C_m^* del individuo óptimo de la generación 40.

La Tabla 5.5 presenta la solución óptima obtenida mediante el algoritmo genético con Nmax=10 y rng=30. Los valores de ENS se calcularon considerando $P_{falla} = 1074,9$ kW y los tiempos C_a^* y C_m^* correspondientes al individuo óptimo de la generación 40.

5.9.2. Verificación de la Función Objetivo

Los resultados de la Tabla 5.5 se verifican sustituyendo los valores óptimos directamente en la función objetivo (ecuación (5.2)):

$$F^* = 0,7 \times 4909,31 + 0,3 \times 0 = 3436,52 \checkmark \quad (5.19)$$

La ecuación (5.19) confirma que el fitness óptimo reportado es coherente con los valores de ENS y penalización obtenidos. La consistencia interna del módulo ENS.m se verifica adicionalmente calculando P_{falla} de forma cruzada mediante ambas componentes:

$$P_{falla} = \frac{ENS_{auto}}{C_a^*} = \frac{404,07}{0,3759} = 1074,9 \text{ kW} \quad (5.20)$$

$$P_{falla} = \frac{ENS_{manual}}{C_m^*} = \frac{4505,24}{4,1909} = 1074,9 \text{ kW} \checkmark \quad (5.21)$$

La coincidencia de los resultados en las ecuaciones (5.20) y (5.21) confirma que ambas componentes de la ENS utilizan el mismo valor de P_{falla} , validando la correcta implementación del módulo de cálculo.

5.9.3. Análisis de los Tiempos Óptimos

Los tiempos óptimos encontrados por el AG se sitúan próximos a los límites inferiores de sus respectivos rangos de búsqueda:

- $C_a^* = 22,55$ min, próximo al límite inferior de 20 min, que representa el tiempo mínimo requerido para que el reconectador automático actúe y aisle el tramo fallado.
- $C_m^* = 251,46$ min (4.19 h), próximo al límite inferior de 240 min (4 h), que corresponde al tiempo mínimo estimado para que un operador de campo complete una maniobra manual de reconexión.

Este comportamiento es físicamente correcto y esperado: dado que la ENS es directamente proporcional a ambos tiempos según la ecuación (5.3), la minimización del fitness requiere reducir C_m y C_a al mínimo posible dentro de los rangos operativos definidos. El AG identifica esta relación y converge hacia los límites inferiores del espacio de búsqueda continuo.

5.10. Comparación de ENS

La ENS constituye el indicador principal de confiabilidad evaluado en este trabajo, cuantificando directamente el impacto energético de la interrupción sobre los usuarios afectados. Se define formalmente como:

$$ENS = \sum_{i \in \mathcal{B}_{falla}} P_i \cdot T_i \quad (5.22)$$

En la ecuación (5.22), P_i es la potencia activa demandada por el nodo i en el instante de la falla y T_i es el tiempo de interrupción asociado a ese nodo. La relación lineal entre ENS y tiempo de interrupción implica que cualquier reducción en los tiempos de restauración tiene un impacto directo y proporcional en la energía no suministrada.

La Tabla 5.6 presenta la comparación de ENS entre los escenarios evaluados. Los escenarios de restauración manual consideran tiempos promedio de 6 y 8 horas, reportados en la literatura para fallas permanentes en redes de distribución [27]. Los valores del AG se desglosan en sus dos componentes: automática (durante C_a) y manual (durante C_m).

Escenario	T (h)	P_{falla} (kW)	ENS (kWh)	Reducción vs. Manual
Estado base	0	0	0	–
Post-falla L6	–	1074.9	–	–
Manual (6 h)	6.0	1074.9	6 449	Referencia
Manual (8 h)	8.0	1074.9	8 599	Referencia
AG ENS_{auto}	0.3759	1074.9	404.07	$\approx 94\%$
AG ENS_{manual}	4.1909	1074.9	4 505.24	$\approx 30\%$
AG Total	4.5668	1074.9	4 909.31	$\approx 24\%$

Tabla 5.6: Comparación de ENS entre escenarios de operación. Los valores del AG se desglosan en componente automática (ENS_{auto} , durante C_a) y manual (ENS_{manual} , durante C_m), más el total acumulado.

De la Tabla 5.6 se destacan los siguientes aspectos. La componente $ENS_{auto} = 404,07$ kWh es significativamente menor que $ENS_{manual} = 4505,24$ kWh, reflejando la ventaja del sistema de reconexión automática: en solo 22.55 minutos se intenta la primera restauración, frente a las más de 4 horas adicionales de la maniobra manual. La ENS total del AG (4909.31 kWh) representa una reducción aproximada del 24 % respecto a la restauración manual de 6 horas y del 43 % respecto a la de 8 horas, evidenciando el beneficio cuantificable de la estrategia de optimización implementada.

5.11. Indicadores de Confiabilidad

Además del análisis mediante ENS, se incorporaron los índices clásicos de confiabilidad SAIDI y SAIFI, ampliamente utilizados por organismos reguladores a nivel internacional para evaluar el desempeño operativo de los sistemas de distribución desde la perspectiva del usuario final [28, 29].

5.11.1. Definición Matemática

El índice SAIDI representa la duración promedio de interrupción experimentada por cada usuario en el período analizado. Se calcula como:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N_e} U_i N_i}{N_T} \quad (5.23)$$

En la ecuación (5.23), U_i es la duración de la interrupción del evento i en horas, N_i es el número de usuarios afectados por ese evento, $N_T = 33$ es el número total de nodos del sistema y N_e es el número de eventos registrados en el período.

El índice SAIFI mide la frecuencia promedio de interrupciones que experimenta cada usuario:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N_e} N_i}{N_T} \quad (5.24)$$

La ecuación (5.24) indica que SAIFI depende únicamente del número de usuarios afectados y es independiente de la duración de la interrupción. Por esta razón, su valor no varía entre los distintos escenarios de restauración evaluados: el conjunto \mathcal{B}_{falla} (12 barras de un total de 33) es siempre el mismo, independientemente del tie-switch utilizado para la reconexión.

5.11.2. Resultados Comparativos

La Tabla 5.7 presenta la comparación integral de todos los indicadores de confiabilidad para los escenarios evaluados. Los valores de SAIDI se calcularon asumiendo un usuario por nodo ($N_T = 33$) y utilizando los tiempos de restauración correspondientes a cada escenario.

Escenario	Pérdidas (kW)	ENS (kWh)	T (h)	Barras afectadas	SAIDI (h/usuario)	SAIFI
Base normal	82.11	0	0	0	0	0
Post-falla L6	–	–	–	12	–	–
Manual (6 h)	–	6 449	6.0	12	2.18	0.36
Manual (8 h)	–	8 599	8.0	12	2.91	0.36
AG óptimo	–	4 909.31	4.5668	12	1.66	0.36

Tabla 5.7: Comparación integral de indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI por escenario de operación. Se asume un usuario por nodo ($N_T = 33$) y un evento de falla en L6 ($N_e = 1$).

La Tabla 5.7 presenta la comparación de los indicadores de confiabilidad para los escenarios evaluados. Los valores de SAIDI se calcularon considerando un usuario por nodo ($N_T = 33$) y los tiempos de restauración correspondientes a cada escenario.

5.11.3. Interpretación Técnica

Del análisis de la Tabla 5.7 se desprenden las siguientes conclusiones:

- El SAIFI es idéntico en todos los escenarios de falla (0,36), consecuencia directa de que el número de usuarios afectados (12 barras de 33) no varía con el tipo de estrategia de restauración, sino únicamente con la ubicación del punto de falla.
- El SAIDI obtenido con la estrategia del AG (1.66 h/usuario) es un 24 % inferior al de la restauración manual de 6 horas (2.18 h/usuario) y un 43 % inferior al de 8 horas (2.91 h/usuario), demostrando el beneficio directo de la optimización sobre los indicadores regulatorios.

- La reducción de SAIDI equivale a evitar que cada usuario afectado permanezca entre 0.52 y 1.25 horas adicionales sin servicio eléctrico, impacto cuantificable en términos económicos y de calidad de servicio.

En contextos regulatorios reales, valores elevados de SAIDI y SAIFI pueden traducirse en penalizaciones económicas para la empresa distribuidora. Los resultados demuestran que la incorporación de estrategias de restauración automatizada basadas en AG contribuye directamente a: reducir la duración promedio de interrupción por usuario, minimizar la ENS y su impacto económico, mejorar el cumplimiento de estándares regulatorios de calidad del servicio eléctrico, y optimizar el desempeño operativo del sistema de distribución ante contingencias N-1.

CAPÍTULO 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

El presente trabajo permitió diseñar e implementar una estrategia de restauración óptima de servicio en el sistema de distribución IEEE 33 barras mediante la integración del método de flujo de carga (BFS) con un AG como técnica metaheurística de optimización. A diferencia de los enfoques clásicos de reconfiguración orientados a la reducción de pérdidas técnicas, la metodología propuesta modela el proceso real de restauración post-falla mediante un cromosoma mixto $\mathbf{x} = [T_r, C_m, C_a]$ que incorpora simultáneamente la decisión topológica de reconexión y los tiempos de maniobra automática y manual.

Los resultados obtenidos permiten establecer las siguientes conclusiones cuantitativas:

- Bajo condición normal de operación, el sistema IEEE 33 barras presentó pérdidas técnicas de $P_{loss} = 82,11$ kW y voltaje mínimo de $V_{min} = 0,9596$ p.u. en la barra 18, valores coherentes con los estudios de referencia reportados en la literatura para este sistema de prueba [30].
- La contingencia N-1 simulada en la línea L6 (nodos 6→7) generó la segmentación eléctrica del alimentador principal, dejando sin suministro a 12 barras (nodos 7 a 18) con una potencia desconectada total de $P_{falla} = 1074,9$ kW, evidenciando la alta sensibilidad de las redes radiales ante contingencias simples.
- En el escenario de restauración manual, considerando tiempos típicos de reposición entre 6 y 8 horas, la ENS alcanzó valores entre 6449 y 8599 kWh, demostrando que el tiempo de intervención del operador es el factor determinante en la evaluación de la confiabilidad del sistema.
- La estrategia óptima obtenida mediante el AG identificó el tie-switch L34 (nodos 7–20) como el camino de reconexión óptimo, con tiempos $C_a^* = 0,3759$ h (22.55 min) y $C_m^* = 4,1909$ h (251.46 min), logrando restaurar completamente el suministro con $V_{min} = 0,9736$ p.u. y penalización de voltaje nula ($pen_V = 0$).

- La ENS total obtenida por el AG fue de 4909.31 kWh, descompuesta en $ENS_{auto} = 404,07$ kWh (durante los 22.55 min de actuación automática) y $ENS_{manual} = 4505,24$ kWh (durante la maniobra manual). Esto representa una reducción aproximada del 24 % respecto a la restauración manual de 6 horas y del 43 % respecto a la de 8 horas.
- Los indicadores de confiabilidad calculados confirman el beneficio de la estrategia: el SAIDI con el AG fue de 1.66 h/usuario, frente a 2.18 h/usuario (restauración manual 6 h) y 2.91 h/usuario (restauración manual 8 h). El SAIFI fue de 0.36 en todos los escenarios de falla, reflejando que el número de usuarios afectados depende exclusivamente de la ubicación del punto de falla y no del tipo de restauración.
- El AG convergió hacia la solución óptima en la generación 40 de un total de 100 generaciones ejecutadas (Nmax=10, semilla rng(30)), con un fitness óptimo de $F^* = 3436,52$. El proceso evolutivo evidenció que el operador de mutación fue el principal responsable de los saltos de mejora significativos, mientras que el cruce aritmético convexo actuó como refinador dentro del vecindario del óptimo local actual.
- La verificación cruzada de los resultados confirmó la consistencia interna de los módulos implementados: $P_{falla} = ENS_{auto}/C_a^* = ENS_{manual}/C_m^* = 1074,9$ kW, validando el correcto funcionamiento del módulo ENS.m y de la función objetivo.
- De los cinco tie-switches evaluados, cuatro generaron individuos factibles con penalización de voltaje nula durante la corrida del AG: L34, L35, L36 y L37. El tie-switch L33 no fue explorado efectivamente dado el tamaño poblacional de la corrida analizada. Todos los ties factibles produjeron idéntico valor de ENS_{total} , siendo la diferenciación del fitness determinada exclusivamente por la penalización de voltaje pen_V de cada configuración.

Desde el punto de vista técnico, se confirma que la restauración inteligente basada en AG con cromosoma mixto constituye una herramienta eficaz para reducir la ENS y mejorar la resiliencia operativa de redes de distribución radiales ante contingencias N-1. La representación compacta del cromosoma $[T_r, C_m, C_a]$ permite modelar el proceso real de restauración de forma más fiel que los enfoques binarios clásicos, al incorporar explícitamente las restricciones temporales del proceso de maniobra en campo.

La formulación de la función objetivo $F = \alpha \cdot ENS_{total} + \beta \cdot pen_V$ permitió integrar el criterio de energía no suministrada y los límites de voltaje dentro de una única función penalizada, garantizando que las soluciones óptimas sean simultáneamente

factibles desde el punto de vista eléctrico y mínimas desde el punto de vista energético. La relación lineal entre ENS y tiempos de maniobra identificada analíticamente en la función objetivo explica el comportamiento convergente del AG hacia los límites inferiores del espacio de búsqueda continuo.

6.2. Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos y de las limitaciones identificadas durante el desarrollo del trabajo, se plantean las siguientes recomendaciones para investigaciones futuras:

- **Ampliar el análisis a múltiples contingencias:** extender la estrategia a escenarios N-1 en distintas líneas del sistema y a contingencias N-2, evaluando la robustez del AG ante fallas simultáneas en diferentes zonas del alimentador.
- **Aumentar el tamaño de población y número de corridas:** ejecutar múltiples corridas con distintas semillas para obtener resultados estadísticamente significativos y cuantificar la variabilidad del AG ante la naturaleza estocástica del proceso evolutivo.
- **Implementar mutación adaptativa:** dado que el análisis evolutivo del presente trabajo evidenció que la mutación es el principal operador de mejora, se recomienda implementar una tasa de mutación adaptativa que aumente dinámicamente durante los períodos de estancamiento del fitness, mejorando la capacidad de escape de óptimos locales.
- **Incorporar generación distribuida:** incluir en el modelo fuentes de generación distribuida y recursos energéticos renovables, lo que ampliaría el espacio de soluciones de restauración al permitir alimentar zonas desconectadas desde múltiples puntos de generación.
- **Modelar tiempos de maniobra con incertidumbre:** los tiempos C_m y C_a del cromosoma actual se tratan como variables deterministas. Se recomienda incorporar modelos probabilísticos o difusos que reflejen la variabilidad real de los tiempos de respuesta en campo, mejorando la representatividad del modelo.
- **Evaluar técnicas híbridas de optimización:** combinar el AG con métodos de búsqueda local o con otras metaheurísticas como PSO o búsqueda tabú, con el fin de mejorar la velocidad de convergencia y la calidad de las soluciones obtenidas en espacios de búsqueda de mayor dimensión.
- **Integrar el modelo en plataformas de tiempo real:** analizar la viabilidad de implementar el AG en entornos SCADA o plataformas de automatización

de redes inteligentes, considerando las restricciones de tiempo de respuesta propias de los sistemas de control en tiempo real.

- **Validar sobre sistemas reales:** contrastar el desempeño del modelo con datos operativos históricos de redes de distribución reales, verificando la correspondencia entre los tiempos de maniobra modelados (C_m , C_a) y los tiempos de respuesta efectivamente registrados por las empresas distribuidoras.

Finalmente, se concluye que la aplicación de AG con representación mixta en procesos de restauración post-falla representa una alternativa tecnológica viable y cuantificablemente superior a la restauración manual en términos de ENS, SAIDI y calidad de voltaje. La metodología desarrollada contribuye a la mejora de la confiabilidad y resiliencia operativa de los sistemas de distribución eléctrica, y constituye una base metodológica sólida para su extensión hacia redes activas con mayor complejidad topológica y mayor penetración de recursos energéticos distribuidos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer, 2nd ed., 1996.
- [2] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [3] A. Arif and Z. Wang, “Network reconfiguration for service restoration in resilient distribution systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2397–2406, 2018.
- [4] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [5] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press, 4th ed., 2017.
- [6] T. Gonen, *Electric Power Distribution Engineering*. CRC Press, 3rd ed., 2014.
- [7] M. Chakravorty and D. Das, “Voltage stability analysis of radial distribution networks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 129–135, 2001.
- [8] G. Céspedes and O. D. Montoya, “Optimal reconfiguration of distribution systems considering resilience indices and renewable sources using metaheuristics,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 8, p. 3662, 2021.
- [9] I. Power and E. Society, “Ieee guide for electric power distribution reliability indices (ieee std 1366-2019),” *IEEE Standards*, 2019.
- [10] F. Bohigas-Daranas, O. Gomis-Bellmunt, and E. Prieto-Araujo, “Open-source implementation of distribution network reconfiguration methods: Analysis and comparison,” *arXiv preprint arXiv:2511.22957*, 2025.

- [11] M. Rouholamini, C. Wang, S. Magableh, and X. Wang, “Resiliency of electric power distribution networks: A review,” *Journal of Infrastructure Preservation and Resilience*, vol. 6, no. 39, 2025.
- [12] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [13] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, and T. Ishihara, “Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 1044–1051, 1992.
- [14] J. E. Mendoza and E. López, “Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 948–954, 2006.
- [15] J. A. Bondy and U. S. R. Murty, *Graph Theory with Applications*. Macmillan, 1976.
- [16] A. Merlin and H. Back, “Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system,” *Proc. 5th Power System Computation Conference*, 1975.
- [17] D. Zhang, Z. Fu, and L. Zhang, “An improved pso for reconfiguration of distribution network,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 685–692, 2007.
- [18] T. Niknam, “An efficient hybrid evolutionary algorithm based on pso and aco for distribution feeder reconfiguration,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 18, pp. 404–425, 2008.
- [19] Q. Zhou and D. Shirmohammadi, “Distribution feeder reconfiguration for service restoration and load balancing,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 724–729, 2008.
- [20] H. Esmailian and R. Fadaeinedjad, “Hybrid evolutionary algorithm for distribution system reconfiguration,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, pp. 1613–1620, 2011.
- [21] M. Panteli and P. Mancarella, “Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events,” *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 1733–1742, 2017.
- [22] K. Deb, *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2001.

- [23] C. A. C. Coello, “Theoretical and numerical constraint-handling techniques used with evolutionary algorithms: A survey of the state of the art,” *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, vol. 191, pp. 1245–1287, 2002.
- [24] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 753–762, 1988.
- [25] “Ieee guide for electric power distribution reliability indices (ieee std 1366),” 2012.
- [26] D. E. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Addison-Wesley, 1989.
- [27] J. A. Momoh, “Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control,” *IEEE Power Systems Conference*, 2009.
- [28] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer, 2nd ed., 1996.
- [29] T. Gonen, *Electric Power Distribution Engineering*. CRC Press, 3rd ed., 2014.
- [30] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.

Áreas del Trabajo de Grado (ABET)

Tabla 1: Áreas del Trabajo de Grado
ESTRATEGIA DE RECONEXIÓN INTELIGENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO METAHEURÍSTICA: ESTUDIO APLICADO AL SISTEMA IEEE-33 BARRAS

Título del Trabajo:	ESTRATEGIA DE RECONEXIÓN INTELIGENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO METAHEURÍSTICA: ESTUDIO APLICADO AL SISTEMA IEEE-33 BARRAS		
Restricciones múltiples (dos o más)	Accesibilidad		Estética
	Códigos	■	Constructibilidad
	Costos	■	Ergonomía
	Extensibilidad	■	Funcionalidad
	Interoperabilidad	■	Consideraciones Legales
	Mantenibilidad	■	Manufacturabilidad
	Mercadeo		Política
	Regulaciones	■	Cronogramas
	Normativas	■	Sostenibilidad
	Impacto Ambiental	■	Impacto Social
Usabilidad	■	Otros: Confiabilidad	
Normas relevantes (dos o más)	IEEE Std 1366-2012 (SAIDI/-SAIFI)	IEEE Std 399-1997	IEEE Std 1547-2018
	Baran & Wu (1989)	Billinton & Allan (1996)	Gonen (2014)
	Regulación ARCONEL (Calidad del servicio)		
Elementos del proceso	Identificación de oportunidades	■	Generación de soluciones múltiples
	Desarrollo de requerimientos	■	Evaluación de soluciones
	Procesos iterativos	■	Consideración de riesgos
	Realizar compromisos o tratos	■	
Basado en trabajos anteriores anteriores	Protecciones		Iluminación
	Optimización de sistemas	■	Alta Tensión
	Energías alternativas		Distribución
	Máquinas eléctricas		Otros: Confiabilidad eléctrica
			IEEE Std 2030-2011

SO2

Aspectos relacionados con Salud Pública y Medio Ambiente:

El presente proyecto, enfocado en la estrategia de reconexión inteligente en sistemas de distribución eléctrica mediante metaheurísticas, contribuye indirectamente a la mejora de la salud pública y la protección del medio ambiente al optimizar la operación de redes eléctricas radiales.

La reducción de la ENS mediante la reconfiguración óptima del sistema disminuye la necesidad de generación eléctrica de respaldo basada en combustibles fósiles, especialmente en escenarios donde se emplean generadores diésel para cubrir interrupciones prolongadas. Esta optimización contribuye a la reducción de emisiones de gases contaminantes como dióxido de carbono (CO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x) y material particulado, asociados a generación térmica de emergencia.

Adicionalmente, la minimización de pérdidas técnicas en la red implica una mayor eficiencia energética, reduciendo el consumo total de energía primaria requerida para satisfacer la demanda. Este efecto contribuye a la disminución de la huella de carbono del sistema eléctrico.

Desde la perspectiva de seguridad eléctrica, la estrategia propuesta garantiza el cumplimiento de límites de tensión (0.95–1.05 p.u.) y condiciones de radialidad, reduciendo riesgos de sobrecargas, sobretensiones y fallas que puedan derivar en incendios o daños a infraestructura crítica.

Sin embargo, es importante reconocer que la implementación de automatización en redes eléctricas requiere infraestructura adicional, cuyo ciclo de vida también implica impactos ambientales asociados a la fabricación, transporte y disposición final de equipos electrónicos y dispositivos de control.

Aspectos relacionados con Seguridad de Personas y Bienes:

El proyecto prioriza la seguridad eléctrica mediante la incorporación de restricciones técnicas dentro de la función objetivo del AG. Se incluyen penalizaciones explícitas por violación de límites de tensión y pérdida de radialidad, garantizando configuraciones topológicas eléctricamente seguras.

La preservación de la estructura radial evita corrientes circulantes y condiciones de cortocircuito no controladas, reduciendo riesgos operativos. Asimismo, el cumplimiento de límites térmicos y condiciones de operación estable protege tanto a los equipos como a los usuarios conectados al sistema.

Desde el punto de vista de confiabilidad, la reducción de los tiempos de interrupción impacta directamente sobre los indicadores SAIDI y SAIFI, mejorando la continuidad del suministro y reduciendo riesgos asociados a fallas prolongadas en

hospitales, sistemas de telecomunicaciones o instalaciones industriales críticas.

No obstante, debe considerarse que una implementación incorrecta de esquemas automatizados podría generar maniobras indebidas o reconfiguraciones no deseadas si no se cuenta con sistemas de supervisión y protección adecuados.

Aspectos relacionados con el bienestar de la población:

La continuidad del suministro eléctrico constituye un factor fundamental para el bienestar social y económico. La estrategia desarrollada permite reducir significativamente la ENS, lo que se traduce en menor afectación a usuarios residenciales, comerciales e industriales durante eventos de falla.

La mejora en indicadores de confiabilidad como SAIDI y SAIFI impacta directamente en la calidad del servicio eléctrico, favoreciendo la estabilidad económica y el funcionamiento continuo de actividades productivas.

Adicionalmente, la optimización de la red contribuye a un sistema eléctrico más resiliente, capaz de responder de manera eficiente ante contingencias, fortaleciendo la percepción de seguridad energética en la comunidad.

Sin embargo, debe considerarse que los beneficios de la automatización pueden concentrarse inicialmente en zonas con mayor infraestructura tecnológica, lo que podría generar brechas en la calidad del servicio si no se implementan políticas de expansión equitativa.

Factores Globales:

El proyecto se alinea con tendencias internacionales orientadas hacia redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), resiliencia energética y mejora de la calidad del servicio eléctrico.

Organismos internacionales promueven la digitalización y automatización de redes de distribución como mecanismos clave para enfrentar desafíos derivados del crecimiento de la demanda, integración de generación distribuida y eventos climáticos extremos.

La utilización de metaheurísticas como el AG responde a la necesidad global de incorporar herramientas avanzadas de optimización en la operación de sistemas eléctricos complejos.

Además, la reducción de pérdidas técnicas y mejora de confiabilidad contribuyen indirectamente a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) y el ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura).

No obstante, la creciente dependencia de infraestructura digital introduce desafíos globales asociados a ciberseguridad, interoperabilidad y estandarización tecnológica.

Factores Culturales:

La transición hacia sistemas de distribución automatizados requiere un cambio cultural dentro de las empresas eléctricas y la sociedad en general. La adopción de herramientas basadas en optimización y análisis computacional implica capacitación técnica especializada y adaptación a nuevos esquemas de operación.

En contextos donde predomina la operación manual tradicional, la incorporación de estrategias automatizadas puede generar resistencia inicial debido a la percepción de complejidad tecnológica.

Por lo tanto, la implementación exitosa de estrategias de reconexión inteligente requiere programas de formación, actualización profesional y fortalecimiento de la cultura tecnológica en el sector eléctrico.

La aceptación social de mejoras en confiabilidad depende también de la percepción de transparencia y eficacia en la gestión del servicio eléctrico.

Factores Sociales:

La confiabilidad del suministro eléctrico tiene un impacto directo en la estabilidad social. Interrupciones prolongadas afectan actividades económicas, educación, salud y servicios básicos.

La estrategia desarrollada reduce la ENS y mejora indicadores de continuidad, contribuyendo a disminuir impactos sociales derivados de fallas eléctricas.

Sin embargo, la modernización tecnológica debe acompañarse de políticas inclusivas que aseguren que los beneficios de la automatización se distribuyan equitativamente entre zonas urbanas y rurales.

Factores Ambientales:

La reducción de pérdidas técnicas lograda mediante la optimización topológica implica un uso más eficiente de la energía eléctrica, disminuyendo la generación adicional requerida para cubrir ineficiencias del sistema.

Un sistema más eficiente reduce indirectamente emisiones asociadas a generación térmica convencional, contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

No obstante, la implementación de infraestructura adicional de automatización conlleva impactos ambientales asociados a la fabricación de equipos electrónicos, cuyo ciclo de vida debe gestionarse adecuadamente.

Factores Económicos:

Desde el punto de vista económico, la reducción de la ENS implica menores pérdidas financieras para empresas distribuidoras y usuarios industriales. Asimismo,

la mejora en indicadores SAIDI y SAIFI contribuye al cumplimiento de regulaciones de calidad del servicio, evitando penalizaciones económicas.

La disminución de pérdidas técnicas también se traduce en ahorros operativos y mayor eficiencia del sistema eléctrico.

Sin embargo, la implementación de sistemas de automatización y control requiere inversión inicial en infraestructura, software y capacitación técnica. La viabilidad económica dependerá del balance entre inversión y beneficios obtenidos por mejora de confiabilidad y eficiencia.