UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TESIS

RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES DE OPERACIÓN Y MINIMIZANDO LA PERDIDA DE POTENCIA

Para Optar el Grado Académico de Doctor en Ciencias con Mención en Energética

ELABORADO POR:

MSc. DAVID WILLIAN PUMA TTITO

Asesor

DR. YURI PERCY MOLINA RODRIGUEZ LIMA - PERÚ 2024

Dedicatoria

Con mucho cariño a mi familia

Agradecimientos

Agradezco Dios por permitirme culminar esta tesis. A mis padres, Juvenal y Claudia, a mi hermano Keneluis, por sus constantes palabras de aliento a lo largo de este tiempo. A Mariluz y Inti, por su apoyo incondicional.

Agradezco a mi asesor, Dr. Yuri Molina Rodríguez, por su ayuda, paciencia y tiempo en numerosas reuniones donde me oriento con los conceptos y experiencia en la investigación, sin su ayuda no hubiera podido culminar este trabajo.

Finalmente, agradezco al CONCYTEC, por el financiamiento de la beca de estudios. Agradezco al profesor Jaime Luyo, y a todos los profesores del Programa Doctoral de Energética, a la señorita Laura por su apoyo en la gestión y a mis compañeros con los que compartí aula.

Índice general

Índice de Figuras V Índice de Tablas V				
				Introd
Capítu	ılo I: P	rotocolo de la investigación	1	
1.1.	Identi	ficación y descripción del problema de estudio	1	
	1.1.1.	Formulación del problema general	2	
	1.1.2.	Formulación de los problemas específicos	2	
1.2.	Objet	ivos	3	
	1.2.1.	Formulación del objetivo General	3	
	1.2.2.	Formulación de los objetivos Especificos	3	
1.3.	Hipót	esis	3	
	1.3.1.	Hipótesis General	3	
	1.3.2.	Hipótesis Especifico	4	
1.4.	Princi	pales aportes	5	
1.5.	Organ	ización de la tesis	6	
Capítu	lo II:	Marco teórico	7	
2.1.	Antec	edentes de la investigación.	7	
	2.1.1.	Análisis Bibliométrico	7	
	2.1.2.	Revisión bibliográfica cronológica	14	
	2.1.3.	Conclusiones y las tendencias futuras	35	
2.2.	Bases	teóricas	39	
	2.2.1.	Reconfiguración de redes de distribución (RRD)	39	
	2.2.2.	Reconfiguración de Redes de Distribución Mono-objetivos	41	
	2.2.3.	Reconfiguración de Redes de Distribución Multi-objetivos	42	
		2.2.3.1. RRD de suma ponderada multiobjetivo (WSMO)	42	
		2.2.3.2. RRD difuso multiobjetivo (FMO)	42	

		2.2.3.3.	RRD utilizando el Método multi-objetivo óptimo de Pareto	
			(POMO)	42
	2.2.4.	Restricc	iones de Radialidad en el Sistema de Distribucion Electrica	4
	2.2.5. Optimización de enjambre de partículas			
		2.2.5.1.	Optimización de Enjambre de Partículas Binarias (BPSO) .	4
		2.2.5.2.	Optimización Selectiva del Enjambre de Partículas (SPSO)	4
		2.2.5.3.	Optimización Mejorada del Enjambre Selectivo de Partículas	
			(IS-BPSO)	4
	2.2.6.	El softw	are OpenDSS	4
		2.2.6.1.	Estructura del software	4
		2.2.6.2.	Capacidades de OpenDSS	5
		2.2.6.3.	Sintaxis del lenguaje de programación de OpenDSS	5
		2.2.6.4.	Elementos básicos en OpenDSS	Ц.
Capítu	lo III:	Desarro	llo de trabajo de investigación	5
3.1.	Formu	lación de	l Problema	5
	3.1.1.	Función	objetivo	63
	3.1.2.	Restricc	iones de operación	6
3.2.	Método propuesto: Optimización del Enjambre de Partículas Tangentes Hi-			
	perból	icas (HT-	PSO)	6
3.3.	Aplicación de Optimización del Enjambre de Partículas Tangentes Hiperbóli-			
	cas (H	T-PSO) o	en Reconfiguración de redes de distribución (RRD)	6
3.4.	Anális	is de los o	latos y resultados	7
	3.4.1.	Simulaci	ón y resultados	7
	3.4.2.	Caso de	estudio I: Sistema de 33 barras	7
	3.4.3.	Caso de	estudio II: Sistema de 94 barras	7
Capítu	lo IV:	Conclus	iones y recomendaciones	7
4.1.	Conclu	usiones ge	enerales de la investigación	7
4.2.	Recon	nendación	y líneas futuras de investigación	8
Capítu	lo V:]	Bibliogra	afía	9
Apénd	ice			ę

A. Matriz de Consistencia

в.	Códigos	96
	B.1. Algoritmo HT-PSO	96
	B.2. Algoritmos Utilitarios para el metodo HT-PSO	99
	B.3. Interfaz de Visual Studio Code con OpenDSS para calculo de Flujo de carga	108
	B.4. Sistemas en prueba en OpenDSS	114
	B.4.1. Sistema de 33 barras	114
	B.4.2. Sistema de 94 barras	119

Índice de Figuras

2.1.	Documentos de investigación publicados por año. Datos recopilados de la base	
	de datos de SCOPUS.	7
2.2.	Documentos de investigación publicados por tipo. Datos recopilados de la base	
	de datos de SCOPUS.	8
2.3.	Documentos de investigación publicados por Paises. Datos recopilados de la	
	base de datos de SCOPUS	9
2.4.	Documentos publicados por Autores. Datos recopilados de la base de datos	
	de SCOPUS	10
2.5.	Mapa bibliométrico por autores. Datos recopilados de la base de datos de	
	SCOPUS	11
2.6.	Mapa bibliométrico por palabras clave. Datos recopilados de la base de datos	
	de SCOPUS	12
2.7.	Interfaz del simulador OpenDSS con fuentes de datos y otros Programas	50
3.1.	Comportamiento de funciones con diferentes valores de β	64
3.2.	Comportamiento de funciones con diferentes valores de δ	65
3.3.	Método para determinar el δ óptimo $\ldots \ldots \ldots$	66
3.4.	Diagrama de flujo del método propuesto HT-PSO	69
3.5.	Diagrama unifilar del caso de estudio I: Sistema de distribución 33 barras.	71
3.6.	Convergencia de métodos para el caso de estudio I (Mejores resultados): Sis-	
	tema de 33 barras	73
3.7.	Convergencia de métodos para el caso de estudio I (Peores resultados): Sistema	
	de 33 barras	74
3.8.	Diagrama unifilar del caso de estudio II: Sistema de distribución 94 barras.	75
3.9.	Convergencia de métodos para el caso de estudio II (Mejores resultados):	
	Sistema de 94 barras.	77
3.10.	Convergencia de métodos para el caso de estudio II (Peores resultados): Sis-	
	tema de 94 barras.	78

Índice de Tablas

2.1.	Documentos de investigación publicados por Journal, Número de publicacio-			
	nes, factor de impacto y País	13		
2.2.	Metodologías empleadas para el problema de Reconfiguración de Redes de			
	Distribución de Energía.	37		
2.3.	Verbos principales de OpenDSS	52		
2.4.	Parámetros básicos del elemento Circuito.	53		
2.5.	Parámetros básicos del elemento Línea.	54		
2.6.	Parámetros básicos del elemento Transformador.	55		
2.7.	Parámetros del elemento Load.	56		
2.8.	Parámetros del elemento Generador.	57		
2.9.	Parámetros del elemento Swtcontrol.	58		
3.1.	Valores óptimos de δ	66		
3.2.	Métodos y funciones	71		
3.3.	Comparación de los resultados del estudio de caso I, para diferentes métodos			
	en 100 ensayos.	72		
3.4.	Comparación entre los resultados del caso de estudio II, para diferentes mé-			
	todos en 100 ensayos	76		

Resumen

Esta tesis desarrolla una metodología con un enfoque innovador para abordar el desafío de la reconfiguración de redes de distribución (RRD), con el objetivo de reducir la pérdida de energía a través de un método avanzado de optimización del enjambre de partículas tangentes hiperbólicas (HT-PSO). Este enfoque se distingue por la adopción de una novedosa función tangente hiperbólica, que limita efectivamente la tasa de cambio de los valores $V_{id}^{(t+1)}$ $(V_{id}^{(t+1)})$ es la probabilidad de que el resultado X_{id} sea 1 o 0, donde X_{id} representa la solución óptima del problema de optimización), ofreciendo una mejora significativa con respecto a los métodos tradicionales basados en la función sigmoidea. Permite también un mejor control de los valores de la tasa de cambio en las partículas entre [0.0-1.0] para descubrir las mejores soluciones.

Otra característica clave de este nuevo enfoque es la integración de un parámetro ajustable, δ , en el HT-PSO, lo que mejora la adaptabilidad de la curva. La cuidadosa optimización de δ garantiza un control superior sobre la tasa de cambio en todo el rango operativo. Esta estrategia de control refinada eleva significativamente la eficiencia de los procesos de búsqueda y convergencia en RRD. El parametro δ óptimo es determinado con un algoritmo basado en la suma de mínimos cuadrados para cada espacio selectivo de la malla sin realizar pruebas para establecer el valor óptimo del parámetro añadido.

Por otro lado, se realizó la implementación de los sistemas de distribución de 33 y 94 barras en el software OpenDSS para poder realizar las simulaciones y evaluar la nueva metodología de optimización. Los resultados de las simulaciones comparativas con otros 5 métodos de la literatura técnica en sistemas de 33 y 94 barras muestran una mejora en la convergencia al considerar un máximo de 100 iteraciones, demostrando una exploración más exhaustiva del espacio de búsqueda, que los métodos existentes documentados en la literatura basados en PSO y variaciones donde se proponen funciones nuevas para la tasa de cambio de valores.

Palabras clave: Reconfiguración de Redes de Distribución, Optimización del Enjambre de Partículas Tangentes Hiperbólicas, Tasa de cambio, Valor optimizado δ , Pérdidas de energía.

Abstract

This thesis develops a methodology with an innovative approach to address the challenge of distribution network reconfiguration (DRR), with the aim of reducing energy loss through an advanced hyperbolic tangent particle swarm optimization method (HT-PSO). This approach is distinguished by the adoption of a novel hyperbolic tangent function, which effectively limits the rate of change of the values $V_{id}^{(t+1)}$ ($V_{id}^{(t+1)}$ is the probability that the result X_{id} is 1 or 0, where X_{id} represents the optimal solution to the optimization problem), offering a significant improvement over traditional methods based on the sigmoid function. It also allows better control of the values of the rate of change in the particles between [0.0-1.0] to discover the best solutions.

Another key feature of this new approach is the integration of an adjustable parameter, δ , into the HT-PSO, which improves the adaptability of the curve. Careful optimization of δ ensures superior control over the rate of change throughout the operating range. This refined control strategy significantly increases the efficiency of search and convergence processes in DRR. The optimal δ parameter is determined with an algorithm based on the sum of least squares for each selective space of the mesh without performing tests to establish the optimal value of the added parameter.

On the other hand, the implementation of the 33 and 94 bus distribution systems was carried out in the OpenDSS software to be able to carry out the simulations and evaluate the new optimization methodology. The results of the comparative simulations with other 5 methods from the technical literature in 33 and 94 bus systems show an improvement in convergence when considering a maximum of 100 iterations, demonstrating a more exhaustive exploration of the search space than the existing documented methods. in the literature based on PSO and variations where new functions are proposed for the rate of change of values.

Keywords: Reconfiguration of Distribution Networks, Optimization of the Hyperbolic Tangent Particle Swarm, Rate of change, Optimized δ value, Power losses.

Introducción

Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica operan tipicamente con topologia radial y con interruptores de media tensión instalados en diferentes puntos de la red. Los interruptores son ubicados estratégicamente y son cruciales para la eficacia operativa y de mantenimiento. El cierre y apertura de estos interruptores modificaran la topologia de la red, lo que conlleva a disminuir o aumentar las perdidas de energia debido al efecto Joule. La perdida de energía debida al efecto Joule es uno de los problemas que deben resolver las empresas de distribucion de energía. En consecuencia, para minimizar pérdidas se cuentan con diferentes técnicas: como el reemplazo o agrege de transformadores elevadores y desfasores para elevar el perfil del voltaje, sustituir los cables eléctricos, insertar Banco de Condensadores (BC), insertar Generacion Distribuida (GD) y modificar el estado de los interruptores a traves de su apertura y cierre, buscando una mejor combinación. Este ultimo método tienen como objetivo optimizar las configuraciones de red, reduciendo las pérdidas por efecto Joule, como se detalla en los estudios referenciados [1], [2] y [3].

La técnica de apertura y cierre de interruptores, conocida como Reconfiguración de la Red de Distribución (RRD), puede ocurrir en tres situaciones: en caso de contingencias encaminadas a restablecer el suministro de energía en áreas dañadas, en casos de mantenimiento programado para aislar tramos que necesitan ser desconectados y en condiciones normales de operación. Esta técnica implica la apertura y cierre estratégico de interruptores, se erige como uno de los métodos más económicos y rentables para reducir las pérdidas de energía en las redes de distribución de energía eléctrica. De ahi que, en el ámbito de la optimización de estas redes de distribución, existen cinco metodologías [1], pero se distinguen tres enfoques principales para la optimizacion en redes de distribucion. El primero es el enfoque clásico o matemático, en cual incluye a la programación lineal, no lineal y dinámica. Sin embargo, se ha descubierto que estas técnicas tradicionales carecen de eficiencia [4]. El segundo enfoque es el heurístico, el cual utiliza algoritmos heurísticos basado en búsqueda, método de rama y límite, intercambio de sucursales, etc. Este enfoque eran los más populares, principalmente debido a que estos métodos siempre dan resultados de reconfiguración rápidos y se basan en la experiencia operativa de la red de distribución, por lo que son simples de formular. Sin embargo, estos métodos no necesariamente siempre dan los valores óptimos globales [5].

Por otro lado, el tercer enfoque esta basado en metaheuristicas, que tiene un desarrollo más reciente y garantiza resultados óptimos globales [5]. Este enfoque ha demostrado resultados prometedores en la resolución de problemas de optimización complejos, lo que supone un avance significativo en este campo.

En la literatura técnica se encuentra una diversidad de enfoques innovadores que utilizan metaheuristicas aplicados a la optimización en sistemas de energía y RRD. Por ejemplo, Y. Shan. [6] propone una estrategia holística de control y optimización de la energía para microrredes. Además, diseñan un algoritmo basado en Optimización por Enjambre de Partículas (conocida por sus siglas en inglés como PSO) evolutivo, para generar los setpoints óptimos de potencia activa y reactiva, que luego se envían al nivel de dispositivo para el control de los inversores. Posteriormente, Y. Shan. [7] presenta un modelo de una microrred híbrida que comprende subredes de corriente alterna (CA) y corriente continua (CC), y el valor de guía de energía óptimo se determina utilizando el algoritmo PSO. Pegado R. [8] utiliza la Optimización Selectiva de Enjambre de Partículas Binarias Mejorada (por sus siglas en inglés como IS-BPSO), encontrando una nueva función sigmoidea capaz de promover control en la tasa de cambio de las partículas y mejorar la eficiencia en la convergencia de los resultados. Gerez C. [2] utiliza un algoritmo basado en la metaheurística firefly (lucierna selectiva) para resolver el problema de RRD, reduciendo el espacio de busqueda utilizando un refinamiento a través de un criterio de análisis de flujo de carga. Thanh N. [9] utilizó el metodo de punto de busqueda inicial (PBI) para reducir la pérdida de energía y mejorar la eficiencia del algortimo genético continuo(conocida por sus siglas en inglés como CGA) en el problema de RRD. Por otro lado, Silva L.[10] trabajó con PSO pero con una metodología basada en el analisis de mallas para reducir el espacio de búsqueda del problema de RRD. Por ultimo, Thuan T. [11] utiliza el algortimo de busqueda de cuco binario mejorado (EBCSA), que se basa en la transformación del algoritmo de busqueda de cuco continuo(CSA) a binario y agregando un mecanismo de busqueda local.

Investigaciones mas recientes, como el de Wu Y. [12] proponen un algoritmo denominado optimización de fusión de enjambre de pollos con enjambre de partículas caóticas (CPSCS-FO) que se utiliza para optimizar el RRD con GD. Utilizan la fórmula caótica para mejorar la inicialización de partículas y optimizar la posición óptima. Tambien logro mejorar la disponibilidad y robustez de las soluciones. Li X. [13] propone un algoritmo mejorado de optimización de enjambre de partículas multiobjetivo, multimodo y discreto (IDMMPSO) para resolver el problema de reconfiguración de fallas de la red de distribución. Alanazi, A. [14] utiliza la optimización mejorada de enjambre de partículas (IPSO) para mejorar el rendimiento del sistema de distribución mediante el despliegue simultáneo de interruptores seccionales controlados remotamente, para resolver el problema de manera efectiva y al mismo tiempo mejorar las capacidades de exploración y explotación de PSO convencionales. desarrolló un novedoso mecanismo de operación cruzada y peso de inercia caótica.

Otros trabajos, como el de Fathi R. [15] presentan una asignación óptima simultánea de paneles fotovoltaicos y de aerogeneradores con RRD para reducir el coste de las pérdidas energéticas y mejorar la fiabilidad. Desarrollaron un algoritmo mejorado de enjambre de salpas (ISSA). También utilizaron operadores de algoritmos evolutivos diferenciales para mejorar el rendimiento del algoritmo enjambre de salpas convencional (SSA). Lograron evitar quedar atrapado en óptimos locales, aumentaron la velocidad de convergencia de solución óptima global. Azizi A. [16] presenta un enfoque de reconfiguración de redes de distribución activa (ADN) que incluye fuentes de GD, puntos abiertos suaves (SOP) y dispositivos de protección. Este enfoque selecciona la configuración ideal, la salida GD, la ubicación y el control de SOP mediante el empleo de PSO para minimizar la pérdida de energía, al mismo tiempo buscan garantizar el funcionamiento correcto de los dispositivos de protección en condiciones normales y de falla. Hou S. [17] propone un método de reconfiguración basado en una optimización mejorada del enjambre de partículas híbridas (HPSO) para la matriz fotovoltaica de estructura TCT (total cross-tied). El HPSO mejorado introduce el concepto de hibridación en algoritmos genéticos y adopta un método de peso decreciente no lineal para equilibrar la capacidad de búsqueda local y de búsqueda global del algoritmo y evitar que caiga en la solución óptima local. Vargas G.A.D. [18] aborda un análisis integral de sistemas eléctricos de potencia, utilizando un enfoque combinado de algoritmos genéticos y optimización matemática a través de programación no lineal discontinua (DNLP) en GAMS. Su objetivo principal es minimizar las pérdidas económicas y los costos asociados que enfrenta el operador de red después de eventos perturbadores, así como el problema de RRD.

Amirreza N. [19] aborda el problema RRD utilizando la metaheuristica llamada algoritmo optimizador de inmunidad colectiva (ICHIOA), que se inspira en la inmunidad colectiva contra la enfermedad COVID-19, a traves del distanciamiento social y una mejor estrategia para determinar el peso de inercia decreciente no lineal que repercute en la mejora de la exploración local y global. Por su parte, Hong-Jiang W. [20], aborda el problema RRD con GD utilizando el algoritmo de molde de limo paralelo (PSMA). Estos métodos representan una evolución en las técnicas metaheurísticas, ofreciendo nuevas dimensiones de eficiencia y eficacia para abordar las complejidades del problema de RRD.

Las técnicas metaheurísticas, ya sea algoritmos genéticos (GA), PSO y todas las nuevas metodologias implementadas han demostrado su eficacia [21],[22],[23], [24]. Sin embargo, el PSO se destaca en ingeniería y ciencias por su adaptabilidad, estructura simple, rápida convergencia, facilidad de implementación y tener menos parámetros, posicionándolo como un algoritmo versátil con rendimiento superior en comparación con otros algoritmos [22],[25],[26]. Otra caracteristica, es que dependen de manera crítica del ajuste preciso de sus parámetros. Esta calibración es particularmente crucial en PSO, donde optimizar la exploración del espacio de búsqueda es una determinante clave del éxito [8]. En consecuencia, esta área presenta una oportunidad sustancial para investigaciones innovadoras. Los estudios futuros que profundicen en formas innovadoras de mejorar la exploración espacial de búsqueda de PSO prometen descubrir soluciones superiores, lo que hará avanzar aún más el campo.

Finalmente, al abordar la compleja tarea de reconfigurar la red en los sistemas de distribución, las técnicas metaheurísticas emergen como soluciones destacadas. Específicamente, PSO se utiliza con frecuencia [7],[8],[12],[13],[14],[17],[21] y se ha demostrado su eficacia para abordar diversos desafíos dentro del sector eléctrico. Con las mejoras pertinentes, esta metaheurística tiene el potencial de producir resultados aún más eficientes para resolver el problema de reconfiguración de la red.

Esta investigación propone un nuevo método de reconfiguración llamado Optimización de Enjambre de Partículas Tangentes Hiperbólicas (HT-PSO) para resolver el problema de RRD. Este nuevo método utiliza la función tangente hiperbólica, que sirve para limitar mejor la tasa de valores de cambio, $V_{id}^{(t+1)}$, dentro del rango [0,0 - 1,0]. Este enfoque cambia la función de transferencia sigmoidea tradicional, comúnmente empleada en PSO, como se documenta en estudios previos [8], [10],[27],[28],[29]. Además, el método incorpora un parámetro, δ , introducido específicamente para ajustar la pendiente de la curva, lo que permitira una exploración más exhaustiva del espacio de búsqueda que los métodos existentes documentados en la literatura basados en PSO y variaciones donde se proponen funciones para el tasa de cambio de valores. El método propuesto se aplica en dos sistemas de distribución comúnmente encontrados en la literatura y se compara con otros métodos basados en la modificación de PSO reportadas en la literatura.

Capítulo I: Protocolo de la Investigación

1.1. Identificación y descripción del problema de estudio

Actualmente se observa un desarrollo en las sociedades de manera acelerada, este desarrollo depende de manera directa de la energía eléctrica. Por lo que se busca optimizar el uso de la energía eléctrica en todo el sistema eléctrico. Específicamente en el sistema de distribución, que se encarga de suministrar energía a los consumidores, se produce perdidas de potencia en el transporte de energía eléctrica en las redes debido al efecto Joule, lo que conlleva gastos para ese sector encargado. Estas perdidas no pueden ser eliminados, pero si minimizarse. Para minimizar estas perdidas se usan diversas técnicas como el reemplazo o agregue de transformadores elevadores y desfasores para elevar el perfil del voltaje, sustituir los cables eléctricos, insertar Banco de Condensadores (BC), insertar Generación Distribuida (GD) y la reconfiguración de las redes de distribución RRD. Este último requiere menos inversión económica. La técnica consiste en la apertura y cierre de interruptores de potencia buscando obtener una configuración topológica con mínimas pérdidas activas. El problema RRD se caracteriza por ser un problema combinatorio que depende del número de interruptores, ramas y barras, por lo tanto, en sistemas grandes es imposible encontrar soluciones con técnicas tradicionales, por lo que se recurre a técnicas computacionales. Dentro de las técnicas computacionales aplicados a RRD se tiene los métodos heurísticos y metaheurísticos. Las metaheurísticas usan muchos enfoques nuevos pero las más conocidas son los algoritmos genéticos (GA), colonia de hormigas (ACO), y optimización por enjambre de partículas (PSO). El PSO se basa en algoritmos bioinspirados y se destaca en ingeniería y ciencias por su adaptabilidad, estructura simple, rápida convergencia, facilidad de implementación y tener menos parámetros, posicionándolo como un algoritmo versátil con rendimiento superior en comparación con otros algoritmos [22], [25], [26]. Otra característica, es que dependen de manera crítica del ajuste preciso de sus parámetros. Esta calibración es particularmente crucial en PSO, donde optimizar la exploración del espacio de búsqueda es una determinante clave del éxito [8]. En consecuencia, esta área presenta una oportunidad sustancial para investigaciones innovadoras. Los estudios futuros que profundicen en formas innovadoras de mejorar la exploración espacial de búsqueda de PSO prometen descubrir soluciones superiores, lo que hará avanzar aún más el campo.

Por lo expuesto anteriormente, el problema de RRD es un reto que es necesario abordar y resolver. En esta tesis se propone una opción para abordar dicho problema de RRD, basado en el cambio de la función sigmoidea de transferencia tradicionalmente usado en PSO ([8],[10],[27],[28],[29]), con una nueva función tangente hiperbólica, además se añade el parámetro δ . El cambio en la función de trasferencia permitirá limitar mejor la tasa de valores de cambio, $V_{id}^{(t+1)}$, dentro del rango [0,0 - 1,0]. El parámetro δ , permitirá ajustar la pendiente de la curva. Finalmente, el nuevo método propuesto se comparará utilizando los sistemas de 33 barras y 94 barras, con métodos existentes documentados en la literatura basados en PSO y variaciones donde se proponen funciones para la tasa de cambio de valores.

1.1.1. Formulación del problema general

 ¿Cuál será la metodología/herramienta computacional mejorada capaz de abordar el problema de reconfiguración de redes de distribución, considerando minimizar las pérdidas de energía y las restricciones operacionales?

1.1.2. Formulación de los problemas específicos

Para el desarrollo de la tesis se plantearon los siguientes problemas específicos:

- ¿Cómo implementar las redes de distribución de energía eléctrica?
- ¿Cuáles serán las modificaciones a la metodología de optimización de enjambre de partículas para mejorar el rendimiento del algoritmo, controlar mejor la tasa de cambio y lograr una exploración del espacio de búsqueda optima?
- ¿Cómo y en que entornos se desarrollará la herramienta computacional/algoritmos para identificar la topología de red de distribución con pérdidas de energía mínimas considerando las restricciones operacionales?

1.2. Objetivos

1.2.1. Formulación del objetivo General

 Desarrollar una nueva metodología/herramienta computacional capaz de encontrar una solución óptima al problema de reconfiguración de redes de distribución de energía, considerando la minimización de pérdidas de energía y restricciones operacionales.

1.2.2. Formulación de los objetivos Específicos

Como objetivos específicos podemos plantear los siguientes:

- Desarrollar y implementar las redes de distribución de energía eléctrica utilizando el software OpenDSS.
- Proponer y probar modificaciones a la metodología de optimización del enjambre de partículas tradicional con el objetivo de mejorar el rendimiento del algoritmo, controlar mejor la tasa de cambio y lograr una exploración del espacio de búsqueda optima.
- Desarrollar la herramienta computacional/algoritmos utilizando Python, facilitado a través del entorno Visual Studio Code, con el software OpenDSS sirviendo como interfaz para ejecutar cálculos de flujo de potencia para identificar la topología de red de distribución con perdidas de energía mínimas considerando las restricciones operacionales.

1.3. Hipótesis

1.3.1. Hipótesis General

La implementación de una nueva metodología/herramienta computacional permitirá encontrar una solución óptima al problema de reconfiguración de redes de distribución de energía, Además, tendría el potencial de minimizar las pérdidas de energía considerando las restricciones operacionales.

1.3.2. Hipótesis Especifico

- La implementación de las redes de distribución con el software OpenDSS, permitirá simular y realizar el calculoa de flujo de carga. También permitirá probar el nuevo método de optimización con reconfiguraciones de redes de distribución conocidas, utilizadas en la literatura técnica.
- Las modificaciones al método de optimización de enjambre de partículas tradicional, permitirán mejorar el rendimiento del algoritmo, controlar mejor la tasa de cambio y lograr una exploracion del espacio de busqueda optima.
- La metodología nueva de optimización desarrollado en Python, en el entorno de Visual Studio Code, permitirá identificar la topologia de red de distribución con pérdidas de energía mínimas considerando las restricciones operacionales.

1.4. Principales aportes

Los principales aportes de la tesis y del nuevo método implementado para el problema de RRD son:

- La introducción de una nueva función tangente hiperbólica permite un control más preciso sobre la tasa de cambio de valores, $V_{id}^{(t+1)}$, dentro del rango de [0,0 1,0]. Este control mejorado facilita el descubrimiento de soluciones óptimas en el comportamiento de las partículas.
- Al integrar el parámetro δ, el método mejora significativamente la exploración del espacio de búsqueda, permitiendo así una identificación más rápida de las mejores soluciones. Esta mejora es directamente atribuible a la capacidad de ajuste de la acentuación de la curva que ofrece el parámetro δ.
- El valor óptimo de δ se determina eficientemente mediante un algoritmo novedoso que utiliza el método de suma de mínimos cuadrados, aplicado selectivamente en diferentes espacios selectivo de malla (número de interruptores). Este enfoque elimina la necesidad de realizar pruebas exhaustivas de prueba y error para establecer el valor óptimo del parámetro.
- El método HT-PSO propuesto mejora notablemente la tasa de convergencia de la población y reduce el número de iteraciones necesarias para alcanzar la solución óptima, aumentando así la eficiencia general del proceso de resolución de problemas.

1.5. Organización de la tesis

La estructura de la tesis está organizada sistemáticamente en varios capítulos para una cobertura integral del tema.

- En el capítulo I, se presenta los Protocolos de Investigación, donde se trabajó la sección de identificación y descripción del problema, compuesta de la formulación del problema general y específico, objetivo general y específicos e hipótesis general y específico.
- En el Capítulo II, se muestra los antecedentes de la investigación, donde se realiza un análisis bibliométrico minucioso, una revisión bibliográfica cronológica, conclusiones y tendencias futuras para la investigación en Reconfiguración de Redes de Distribución de energía eléctrica. Se presentan también las bases teóricas, donde se profundiza en el algoritmo PSO, detallando sus principios básicos y diversas adaptaciones, para la implementación del nuevo método de optimización.
- En el Capítulo III, se podrá observar el desarrollo del trabajo de investigación, donde se formula la función objetivo, las restricciones de operación. Así mismo, en este capitulo se presentamos el método HT-PSO recientemente propuesto, profundizando en su marco conceptual y mecánica operativa, el nombre Optimización de Enjambre de Partículas Tangentes Hiperbólicas (HT-PSO). Finalmente, se proporciona un análisis detallado de los resultados obtenidos al aplicar el método propuesto a sistemas de 33 barras y 94 barras, incluyendo una evaluación comparativa con otros métodos existentes.
- En el Capítulo IV, se aborda las conclusiones generales de la investigación y recomendaciones para las posibles implicaciones para futuras investigaciones en este campo.
 Finalmente, se presenta las referencias y los anexos, donde esta, la matriz de consistencia y los códigos creados para el método HT-PSO.

2.1. Antecedentes de la investigación.

Este capítulo de la tesis presentará el análisis bibliométrico, la revisión bibliográfica cronológica, conclusiones y las tendencias futuras. Todo el análisis se realizo con los datos publicados en SCOPUS sobre la Reconfiguración de Redes de Distribucion. Para el estado de arte solo se considero los trabajos mas relevantes (con mas citas).

2.1.1. Análisis Bibliométrico

Para este capítulo, partimos primero de un análisis bibliométrico, donde se busca todos los documentos relacionados al problema de Reconfiguración de Redes de Distribución en la base de datos de SCOPUS. De esta busqueda, se muestra la siguiente figura 2.1:



Figura 2.1: Documentos de investigación publicados por año. Datos recopilados de la base de datos de SCOPUS.

La figura 2.1, muestra la tendencia de los artículos publicados relacionados al problema de reconfiguración de redes de distribución desde 1990 hasta la fecha actual en 2024. A partir de la figura podemos indicar, que hay una tendencia creciente en el número de artículos publicados en esta línea de investigación.

Por otro lado, el número de documentos, que se encontraron en la base de datos SCOPUS, fueron 1209, las cuales se clasifican por tipo en la siguiente figura 2.2:





De la figura 2.2, se observa que un 54 % son artículos de investigación, otro grupo grande son los artículos de conferencia con 41 %. También se encontraron en menor porcentaje revisiones expuestas en conferencias, capítulos de libros y artículos review, con porcentajes de 3 %, 1 % y otro 1 % respectivamente.

También se clasifico las investigaciones, según el país donde se produjeron. En la figura 2.3, se observa que el país con más publicaciones relacionadas a la reconfiguración de redes de distribución es China con 588 documentos, el siguiente es la india con 110 documentos,

tercero es Estados unidos con 72 publicaciones, Irán con 69, Brasil con 63, siendo el país de Sudamérica con más publicaciones. Egipto con 41, Malasia con 38, Reyno Unido con 30, vietnam y Arabia Saudí con 23 y 19 respectivamente. En el caso de Perú, se encontró una persona que esta como co-autor de la investigación[8], pero el autor principal es de una universidad de Brasil.



Figura 2.3: Documentos de investigación publicados por Paises. Datos recopilados de la base de datos de SCOPUS.

Se presenta la figura 2.4, donde se observa los nombres de los principales investigadores con mayor producción científica relacionado a la Reconfiguración de Redes de Distribución.



Figura 2.4: Documentos publicados por Autores. Datos recopilados de la base de datos de SCOPUS.

De la figura 2.4, se observa que el primer lugar con 19 documentos, es Sulaima, M.F. de la Universidad Técnica de Malasia, el segundo es Liu, J. con 14 documentos de la Universidad de Sechuan, Chengdu en China. Tercero tenemos a Bernardon, D. de la Universidad Federal de Santa Maria, Brasil. El cuarto es para Niazi K. que pertence a al Instituto de Tecnología de Malaviya, India, y el quinto y sexto lugar se tiene a Gupta N. y Swarnkar, A. con 12 documentos ambos, del instituto de tecnología de Malaviya, en la India. Para terminar, se tiene a Nyguyen T.T. con 11 documentos, pertenece a la Universidad Industrial de Ho Chi Minh, Vietnam.



Figura 2.5: Mapa bibliométrico por autores. Datos recopilados de la base de datos de SCO-PUS.

En la figura 2.5, se observa un mapa realizado con VOSviewer [30] y con datos de SCOPUS [31]. El mapa bibliométrico por autores, muestra los ocho clústeres mas relevantes, dentro de los cuales estan los de color amarillo (Liu, J.; Liu, Y.), el color morado (Zhang, Y.), color verde (Wang, y.) y el resto con agrupaciones de autores con menor influencia en la literatura.



Figura 2.6: Mapa bibliométrico por palabras clave. Datos recopilados de la base de datos de SCOPUS.

De la figura 2.6, se muestra que existe una red compuesta por 9 clústeres, cada uno con diferente color. Dentro de cada clúster están los conceptos más utilizados en la investigación relacionados con reconfiguración de redes de distribución. El tamaño de cada concepto esta relacionado con la frecuencia de cada ítem, y la red muestra las relaciones de los conceptos.

Journal	Número de publicaciones	Impact Index (CiteScore 2022)	País	
Dianli Xitong Baohu yu Kongzhi-	68	Q2 (4.8)	CHINA	
Power System Protection and Control				
Energies	30	Q1~(5.5)	SUIZA	
Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao				
Proceedings of the Chinese Society of	29	Q1 (5.7)	CHINA	
Electrical Engineering				
Dianwang Jishu Power System Technology	23	Q1 (6.3)	CHINA	
IEEE Transactions On Power Systems	23	Q1~(15.5)	ESTADOS UNIDOS	
Lectures Notes In Electrical Engineering	22	Q4~(0.6)	ALEMANIA	
Electric Power Systems Research	21	Q1 (6.6)	PAÍSES BAJOS	
IEEE Access	21	Q1 (9.0)	ESTADOS UNIDOS	
Dianli Xitong Zidonghua Automation	10	O1(70)	CHINA	
of Electric Power Systems	19	QI(1.0)		
International Journal of Electrical Power	10	O1(10.8)	REYNO UNIDO	
And Energy Systems	10	QI (10.8)		
Dianli Zidonghua Shebei Electric Power	17	(12) (4.3)	CHINA	
Automation Equipment	11	Q2 (4.9)		
IEEE Transactions On Smart Grid	16	Q1 (23.6)	ESTADOS UNIDOS	
Iet Generation Transmission And	14	O1(6.4)	REYNO UNIDO	
Distribution	14	QI (0.4)		
Journal Of Physics Conference Series	13	Q4 (1.0)	REYNO UNIDO	
IEEE Transactions On Power Delivery	12	Q1 (8.5)	ESTADOS UNIDOS	

Tabla 2.1: Documentos de investigación publicados por Journal, Número de publicaciones, factor de impacto y País

Finalmente, se realizo la clasificación y análisis de los documentos, según la revista donde se publicó, numero de documentos, factor de impacto y el pais de procedencia de la revista. Los datos fueron extraídos de SCOPUS y Scimago Journal, Country Rank. Esta información esta en la tabla 2.1.

2.1.2. Revisión bibliográfica cronológica

La primera investigación sobre Reconfiguración de Redes de Distribución fue publicada en 1975, los autores fueron Merlin y Back [32]. Este trabajo utilizó técnicas heurísticas basada en algoritmos paso a paso. El estudio fue pionero en considerar mallas, cerrar o abrir interruptores con el objetivo de minimizar la pérdidas activas. Sin enbargo, las consideraciones y el tiempo para calcular el flujo de potencia fueron limitaciones del metodo propuesto.

Años posteriores, en 1985, Castro y Franca [33], volvieron a trabajar con el problema de la reconfiguración, pero utilizando otro enfoque, donde se centran en la detección y aislamiento de zonas con falla, despues determinaron cuál es la mejor secuencia de operaciones de conmutación para restaurar el servicio a las secciones del alimentador sin fallas (zonas oscuras). El análisis que utilizan considera dos niveles diferentes: (a) en un primer momento la función objetivo general es minimizar el tiempo de interrupción del cliente y el proceso de restauración se realiza teniendo en cuenta las restricciones eléctricas pero no los objetivos económicos; (b) en una segunda etapa, la búsqueda del funcionamiento de conmutación incluye aspectos económicos como el equilibrio del alimentador de carga. Finalmente, el algoritmo de reconfiguración generalizado que presentan comprende ambos modos de análisis que combinan un proceso de restauración del servicio y un proceso de equilibrio de carga.

En 1988, Civanlar y Grainger [34], analizan el problema de reducir las pérdidas de energía en los alimentadores de distribución mediante la reconfiguración de los alimentadores. Ellos presentan un esquema para determinar los estados abierto/cerrado del vínculo y los interruptores seccionales para lograr la reducción de pérdidas. Si bien el alcance del problema de reconfiguración de alimentadores se limita a la discusión de pérdidas, los resultados desarrollados brindan información significativa sobre las características útiles asociadas con el modelado y las propiedades de los problemas de reconfiguración de alimentadores relacionados.

En el mismo año de 1988, Baran, Mesut E and Felix, F [35], trabajaron en un artículo de investigación donde consideran el problema de reconfiguración de la red tanto para la reducción de pérdidas como para el equilibrio de carga. Se basan en el enfoque de solución propuesto por Civanlar et al[34]. Sin embargo, presentan dos métodos diferentes, con distintos grados de precisión, para aproximar el flujo de potencia en el sistema después de una pérdida de transferencia entre dos subestaciones, alimentadores o laterales. Sus métodos hacen uso de un nuevo conjunto de ecuaciones de flujo de potencia que han sido desarrolla-

dos especialmente para alimentadores de distribución radial y utilizados en el problema de colocación de capacitores. Utilizan métodos de potencia aproximada de Bow para estimar tanto la reducción de pérdidas como el equilibrio de carga en el sistema. Debido a que los flujos de potencia reactiva se incluyen explícitamente en las ecuaciones, los métodos también se pueden utilizar para sistemas que no están bien compensados.

Para 1989, D. Shirmohammadi y H.W. Hong [36], describen un método heurístico eficiente y robusto desarrollado en base a la idea presentada por Merlin y Back. Como resultado, comparte los dos beneficios principales de su metodología: la convergencia hacia la solución óptima y la independencia de la solución final del estado inicial de los conmutadores de la red. Al mismo tiempo, su metodología evita todos los principales inconvenientes de Merlin y back. La metodología también se ha implementado en un programa informático de grado de producción, DISTOP (Distribution Network Mejoramiento). Muestra numerosos resultados de pruebas con distribución computacionalmente eficiente y robusta.

Chiang y R. Jean-Jumeau [37], en 1990 proponen un índice de equilibrio de carga del sistema que es una norma de Chebyshev de cada índice de equilibrio de carga de rama. El propósito del equilibrio de carga se logra resolviendo un problema de optimización mínimomáximo. Formulan el problema de reconfiguración de la red como un problema de optimización restringido, multiobjetivo y no diferenciable con restricciones de igualdad y desigualdad. Tambien desarrollan una metodología de solución de dos etapas para problemas generales de optimización multiobjetivo. La metodología de solución les permite a los diseñadores encontrar una solución deseable, global y no inferior para el problema. Finalmente, utilizan la técnica de recocido simulado modificada para resolver problemas de optimización multiobjetivo. El algoritmo de solución propuesto pudo identificar las operaciones más efectivas.

En el año 1991, T.P. Wagner y A.Y. Chikhani [38], presentan un trabajo, donde se lleva a cabo una comparación de los métodos más prometedores de reconfiguración en tiempo real para la reducción de pérdidas. Los métodos de programación lineal que utilizan un algoritmo Stepping Stone se aplican, por primera vez, al problema de reconfiguración del alimentador. También comparan dos métodos heurísticos. El primer método heurístico es el de Merlín y Back[32]. El segundo método heurístico, es el presentado por Wagner y Chikharri. El método propuesto utilizan dos subrutinas para proporcionar una estimación de la reducción de pérdidas que resultaría de llevar a cabo una opción de conmutación particular. La primera subrutina utiliza la fórmula de reducción de pérdidas desarrollada por Civanlar [34]. La segunda subrutina hace uso de un modelo de carga uniformemente distribuido que modela la mayoría de los sistemas de distribución con mayor precisión.

Para 1992, S.K. Goswami y S.K. Basu [39], presentan un algoritmo heurístico basado en el flujo de potencia para determinar la configuración de pérdida mínima de redes de distribución radial. El algoritmo se basa en el concepto de patrón de flujo óptimo que se determina resolviendo las ecuaciones KVL y KCL (leyes de voltaje y corriente de Kirchhoff) de la red. Se determina el patrón de flujo óptimo de un bucle único formado cerrando un interruptor normalmente abierto y se establece el patrón de flujo en la red radial abriendo un interruptor cerrado. Ese proceso se repite hasta obtener la configuración de pérdida mínima. Finalmente, declaran que desarrollaron un método de flujo de energía simple, rápido y aproximado para ayudar al algoritmo de reconfiguración.

En ese mismo año (1992), se publica el primer artículo de técnicas metaheuristicas a problemas de RRD. Este trabajo fue pionero y tiene muchas citas. El trabajo fue de K. Nara y A. Shiose [40], propone una metodología de reconfiguración mínima de pérdidas de sistemas de distribución mediante el uso de un algoritmo genético (GA). GA es capaz de producir una solución casi óptima simulando la naturaleza adaptativa de la genética natural. Del ejemplo numérico se puede ver que se puede encontrar un óptimo global aproximado y que este algoritmo puede lograr una reducción de pérdidas de más del diez por ciento. Finalmente, sus resultado demuestran la validez y eficacia de su metodología propuesta. Tambien comentan sobre las posibilidades del GA pueda aplicarse eficientemente a muchos tipos de problemas no condicionados en la planificación y operación de sistemas eléctricos.

El año 1993, H. Kim y Y. Ko [41], presentan un estudio donde, las estrategias de reconfiguración del alimentador se desarrollaron mediante el uso de redes neuronales artificiales para reducir la pérdida de energía en la línea. En este método, las redes neuronales se diseñan para proporcionar la topología del sistema adecuada sobre la base del conjunto de entrenamiento de acuerdo con la variación del patrón de carga. Al evitar el cálculo repetitivo para la estimación del estado de la línea para estimar la pérdida de la línea durante el proceso de búsqueda en el método convencional, este método puede alcanzar estrategias de control más rápidas. En 1994, Hong-Chan y Cheng-Chien [42], aplican una técnica de recocido simulado modificada a la reconfiguración de la red para reducir las pérdidas en los sistemas de distribución. Primero presentan un conjunto de ecuaciones de flujo lineal simplificadas para el cálculo aproximado de pérdidas. Tambien proponen un esquema de perturbación eficiente y un procedimiento de inicialización que determina una mejor temperatura inicial para el recocido simulado. De ello deducen que el tiempo de cálculo del recocido simulado se puede reducir considerablemente sin degradar la calidad de la solución. Una característica destacadas del método es que puede proporcionar rápidamente una solución global óptima o casi óptima al problema de reconfiguración de la red.

Para 1995, I. Roytelman y V. Melnik [41], analizan la reconfiguración de alimentadores para su uso en sistemas de gestión de distribución. Proponen múltiples objetivos para reflejar entornos operativos realistas y al mismo tiempo lograr todos los beneficios de la reconfiguración del alimentador. Los múltiples objetivos considerados son la minimización de las pérdidas de energía, el equilibrio de carga entre los transformadores de suministro, la minimización de la peor caída de voltaje, la minimización de la frecuencia de interrupción del servicio y el servicio equilibrado de clientes importantes para mejorar la confiabilidad del servicio. La función objetivo que contiene cinco objetivos diferentes está optimizada sujeta a limitaciones de capacidad y dispositivos de protección. Su enfoque de solución general es un proceso de dos etapas. La primera etapa, se encuentra una solución subóptima analizando el sistema de distribución de malla en el que se simula que todos los interruptores abiertos están cerrados. Aplicando análisis especiales de flujo de potencia a esta red en malla, se determina un sistema de distribución radial como solución intermedia. En la segunda etapa, esta solución se mejora continuamente mediante el sistema de intercambio de sucursales. También desarrollan modelos de topología especiales para acelerar el procedimiento de búsqueda.

En 1996, Ji-Yuan Fan y Lan Zhang^[43], informaron sobre la aplicaciones exitosa del enfoque de optimización de bucle único para resolver el problema de reconfiguración de la red de distribución. Este enfoque se propuso originalmente como un método heurístico intuitivo y también se ha entendido como tal. Su artículo intenta proporcionar una descripción analítica y una comprensión sistemática del enfoque a través del análisis cualitativo. Formulan el problema como un problema de optimización entera no lineal que, si se linealiza, podría representarse aproximadamente mediante un problema LP (programación lineal) entero. Esta comprensión lleva a considerar la aplicación del concepto del método simplex normalmente utilizado para resolver problemas de perdidas de potencia (PL), lo que, a su vez, conduce a la derivación directa del enfoque de optimización de bucle único. Este hecho indica que el enfoque de optimización de bucle único en realidad se origina a partir del mismo principio técnico que el método simplex. Ji-Yuan Fan y Lan Zhang también presenta un esquema simple y efectivo para determinar eficientemente los intercambios de conmutación dentro de un bucle para pérdidas mínimas de línea, y propone un esquema heurístico para desarrollar el plan de conmutación óptimo con operaciones mínimas de conmutación para lograr la transición de la configuración inicial a una configuración óptima.

Ese mismo año (1996), otro artículo tambien fue relevante. El estudio de Jin-Cheng Wang y Hsiao-Dong Chiang [44], proponen un algoritmo eficiente para la reconfiguración de redes en tiempo real en grandes redes de distribución desequilibradas. El algoritmo se basa sólo en unos pocos estudios de flujo de potencia completos basados en estados del sistema alcanzados mediante expresiones explícitas que utilizan barridos hacia adelante y hacia atrás para un cálculo eficiente de los estados del sistema en los puntos operativos críticos del sistema. El algoritmo de solución se ejecuta en una cantidad de tiempo linealmente proporcional al número de interruptores y al número de interruptores seccionalizadores en el sistema.

Para 1997, Y.H. Song 1 y G.S. Wang[45], lograron adaptar y mejorar un nuevo tipo de técnica de búsqueda evolutiva, la programación evolutiva (EP). Para mejorar el rendimiento de la EP, primero se proponen una EP controlada de forma difusa (FCEP), basada en información heurística. El controlador difuso de mutación ajusta de forma adaptativa la tasa de mutación durante el proceso evolutivo simulado. El estado de cada interruptor en los sistemas de distribución está naturalmente representado por un parámetro de control binario 0 o 1. Emplean una tabla de cadena y una estrategia de búsqueda combinada de profundidad y amplitud para acelerar aún más el proceso de optimización. Las restricciones de igualdad y desigualdad están incorporadas en la función de aptitud mediante factores de penalización que garantizan que las soluciones óptimas buscadas por el FCEP sean factibles.

R. Taleski y D. Rajicic^[46], en 1997, proponen el método para determinar la configuración con pérdidas mínimas de energía para un período determinado. Su método se basa en varias características favorables de métodos y técnicas especialmente desarrollados para el análisis de redes radiales: ordenamiento orientado de los elementos de la red, método de suma de energía para el flujo de energía y representación estadística de las variaciones de carga, todos juntos combinados en el método de suma de energía para el cálculo de pérdidas de energía. El método pertenece a los métodos conocidos como "técnicas de intercambio de sucursales".

Los autores Whei-Min Lin y Hong-Chan Chin [47], en 1998, presentan un nuevo enfoque para resolver el problema de reconfiguración de los alimentadores de distribución para la reducción de pérdidas y la restauración del servicio. Al utilizar el algoritmo propuesto, pueden obtener una configuración de red más eficiente para reducir las pérdidas. Definieron tres índices de conmutación. Utilizaron caídas de tensión en rama y constantes de línea con todas las restricciones eléctricas. Consideraron redes malladas en lugar de la topología radial cerrando todos los interruptores de enlace. Al considerar solo el índice de conmutación más grande en cada bucle, este algoritmo logro reducir drásticamente el número de estados factibles. El índice de conmutación también se puede utilizar para restablecer el servicio.

En ese mismo año (1998), M.A. Kashem a y G.B. Jasmon [48], desarrollaron un método de reconfiguración de red basado en redes neuronales artificiales (ANN) para resolver el problema de reconfiguración de la red y reducir la pérdida de energía real en las redes de distribución. Los conjuntos de entrenamiento para su ANN se generan variando los modelos de carga de PQ constante y realizando simulaciones de reconfiguración de la red fuera de línea. El modelo ANN o se basa en la red de perceptrones multicapa y el entrenamiento se realiza mediante el algoritmo de retropropagación. Los modelos ANN entrenados determinan el estado de conmutación óptimo de los conmutadores dinámicos a lo largo de los alimentadores de la red, lo que reduce así la pérdida de energía real por la reconfiguración de la red. El método ANN propuesto por M.A. Kashem a y G.B. Jasmon se aplica al sistema de prueba de 16 autobuses. Sus resultados indican que los modelos ANN desarrollados pueden proporcionar una predicción precisa y rápida de decisiones de conmutación óptimas para una configuración de pérdida mínima.

Para 1999, T.E. McDermott y I. Drezga[49], proponen un algoritmo de reconfiguración que comienza con todos los interruptores operables abiertos y, en cada paso, cierra el interruptor que produce el menor aumento en la función objetivo. La función objetivo se define como las pérdidas incrementales divididas por la carga incremental servida. Se utiliza una fórmula de pérdida simplificada para seleccionar interruptores candidatos. Tambien una función de retroceso que mitiga la búsqueda codiciosa del algoritmo. Este algoritmo requiere más tiempo de procesamiento que otros métodos, pero modela restricciones y controla acciones con mayor precisión. Declaran tambien, que utilizan un flujo de carga de red para proporcionar un límite inferior a las pérdidas.

A.B. Morton y I.M.Y. Mareels [50], en el año 2000, sugieren un método para determinar una configuración radial de pérdida mínima para una red de distribución de energía, utilizando un algoritmo de búsqueda exhaustivo (algoritmo de fuerza bruta eficiente). Si bien es exhaustivo, el método presentado es eficiente y deriva su eficiencia del uso de técnicas de teoría de grafos que involucran transformaciones semidispersas de una matriz de sensibilidad. El algoritmo se puede aplicar a redes de tamaño moderado, ya que garantiza una solución globalmente óptima (bajo supuestos de modelado apropiados) y se puede ampliar fácilmente para tener en cuenta el desequilibrio de fase y las restricciones de operación de la red.

En ese mismo año (2000), M.A Kashem y G.B Jasmon, [51], presentan una técnica sistemática de reconfiguración de alimentadores que desarrolla un esquema de conmutación óptimo para lograr una máxima reducción de pérdidas en una red de distribución . La técnica reestructura los alimentadores de distribución cambiando el estado abierto/cerrado de los interruptores seccionadores y de enlace. Proponen una búsqueda de árbol mínima para encontrar posibles opciones de conmutación para reducir las pérdidas. Utilizaron una fórmula de cambio de pérdidas para determinar la opción de conmutación que proporciona la máxima reducción de pérdidas en el sistema. La técnica propuesta logro identificar las opciones de conmutación más efectivas para la reducción de pérdidas y una configuración de pérdida mínima con un esfuerzo computacional mínimo.

En 2001, M.A Kashem y V Ganapathy, [52], presentaron un enfoque geométrico para la minimización de pérdidas . En este método, cada bucle de una red se representa como un círculo, que se deriva de la relación entre el cambio de pérdida debido a la centralita y los flujos de energía en las ramas. Si no hay ningún cambio de pérdida en el sistema, entonces todos los círculos se tocan entre sí en la coordenada (0,0) y los círculos sin cambio de pérdida se denominan círculos de cambio de pérdida cero. El bucle de máxima reducción de pérdidas en la red se identifica comparando los radios de todos los círculos de cambio de pérdida cero. El bucle correspondiente del círculo de cambio de pérdida cero más grande proporciona la máxima reducción de pérdidas en la red. Luego, investigaron los posibles intercambios de sucursales en el bucle de máxima reducción de pérdidas comparando el tamaño del círculo para cada intercambio de sucursales. Si las pérdidas de energía se reducen debido a una centralita, el tamaño del círculo disminuye y, por lo tanto, el círculo más pequeño proporciona la máxima reducción de pérdidas y la centralita correspondiente se considera el mejor candidato para la máxima reducción de pérdidas.

El año 2002, J.Z. Zhu [53], propone un método mejorado para estudiar la reconfiguración de la red de distribución (RRD) basado en un algoritmo genético refinado (GA). Se configura el modelo RRD, en el cual el objetivo es minimizar la pérdida de energía del sistema. Para obtener la corriente de rama precisa y la pérdida de potencia del sistema, en el estudio se presenta un método de flujo de carga de la red de distribución de radiación (RDNLF). También establecieron el algoritmo genético refinado, en el que se realizan algunas mejoras en la codificación de los cromosomas, la función de aptitud y el patrón de mutación. Como resultado, se evita una convergencia prematura. El enfoque propuesto de J.Z. Zhu se prueba en redes de distribución de 16 y 33 autobuses.

Young-Jae Jeon y Jae-Chul Kim [54], en el mismo año (2002), presenta un algoritmo eficiente para la minimización de pérdidas mediante el uso de una operación de conmutación automática en sistemas de distribución a gran escala. El algoritmo de Jeon y Chul se basa en recocido simulado es particularmente adecuado para problemas de optimización combinatoria, ya que puede evitar mínimos locales al aceptar mejoras en el costo. Sin embargo, a menudo requiere un programa de enfriamiento significativo y una estrategia especial, que aproveche la propiedad de los sistemas de distribución para encontrar la solución óptima. En el trabajo publicado muestran que aumentan la función de costo con la condición de operación de los sistemas de distribución, mejorando el mecanismo de perturbación con la topología del sistema y utilizamos el programa de enfriamiento de tiempo polinomial, que se basa en el cálculo estadístico durante la búsqueda.

T. Asakura y T. Genji^[55], en 2003, propone un método de planificación de la expansión de la red de distribución mediante la reconfiguración de la red y la generación de planes de construcción. Teniendo en cuenta el crecimiento natural de las cargas eléctricas y la instalación de nuevos grandes clientes, el método primero intenta reconfigurar la red objetivo cambiando el estado del interruptor para minimizar las pérdidas y analizando la seguridad de la red objetivo mediante un análisis de contingencia. Si se violan las restricciones operativas incluso en la red reconfigurada, el método intenta generar candidatos para el plan de construcción, que pueden eliminar las violaciones de las restricciones operativas. El método propuesto por T. Asakura maneja el aumento de carga anual a largo plazo y genera los mejores planes de expansión de la red, es decir, los mejores planes de reconfiguración y construcción de la red para cada año del plazo objetivo. Se encuentra que el método propuesto
puede generar los mismos planes generados por las personas experimentadas. Además, el método puede generar varios candidatos a planes de construcción alternativos.

En 2004, Xiaoling Jin y Jianguo Zhao [56], propone un método basado en la optimización de enjambre de partículas binarias modificadas (BPSO) para la reconfiguración de la red de distribución con el objetivo de equilibrar la carga. Presentan un modelo novedoso para simplificar la red de distribución. El problema de reconfiguración del alimentador se formula como un problema de optimización no lineal y se utiliza BPSO para encontrar la solución óptima. De acuerdo con las características de la red de distribución, se realizan algunas modificaciones para conservar la estructura radial y reducir la necesidad de búsqueda.

En ese mismo año (2004), Oliveira y LF Ochoa[57], presenta un simulador gráfico de sistemas de distribución, desarrollado con funciones de reconfiguración y un enfoque especial en la asignación de pérdidas, ambos considerando la presencia de generación distribuida (GD). Este simulador utiliza un algoritmo de flujo de potencia rápido y robusto basado en la técnica de suma de corriente hacia adelante y hacia atrás. El problema de reconfiguración se resuelve mediante una metodología heurística y la función de asignación de pérdidas, basada en el método Zbus.

También el mismo año (2004), Li y Chung [58], presenta un nuevo algoritmo eficiente y robusto para la reconfiguración de redes de distribución con el fin de reducir las pérdidas de energía en condiciones normales de operación. El algoritmo desarrollado se basa en un enfoque de búsqueda tabú (TS), que es un miembro de la familia de métodos heurísticos modernos. La búsqueda tabú se utiliza para obtener eficientemente soluciones casi óptimas de problemas de optimización combinatoria, lo que la hace adecuada para resolver el problema de reconfiguración de la red de distribución. También presentaron los componentes del método propuesto basado en TS y los esquemas efectivos, que tienen como objetivo acelerar la metodología de solución.

D. Das[59], en 2005, presenta un algoritmo para la reconfiguración de redes basado en reglas heurísticas y un enfoque multiobjetivo difuso. Consideran múltiples objetivos para el equilibrio de carga entre los alimentadores y también para minimizar la pérdida de energía real, la desviación del voltaje de los nodos y la violación de las restricciones de corriente de rama, mientras están sujetos a una estructura de red radial en la que todas las cargas deben estar energizadas. Estos cuatro objetivos se modelan con conjuntos difusos para evaluar su naturaleza imprecisa y uno puede proporcionar el valor anticipado de cada objetivo. También

incorporan reglas heurísticas en el algoritmo para minimizar el número de operaciones de cambio de vínculo.

También en 2005, Ching-Tzong Su y Chung-Fu Chang [60], presenta un algoritmo de búsqueda de colonias de hormigas (ACSA) para resolver el problema de reconfiguración óptima de la red para reducir la pérdida de energía. El ACSA es un método de evolución de inteligencia poderoso para resolver problemas de optimización . Es un enfoque basado en la población que utiliza la exploración de la retroalimentación positiva así como la búsqueda codiciosa. El ACSA se inspiró en el comportamiento natural de las colonias de hormigas sobre cómo encuentran la fuente de alimento y las llevan de regreso a su nido mediante la construcción de una formación de sendero única. Al aplicar ACSA, se puede lograr de manera efectiva una solución casi óptima al problema de reconfiguración de la red. La ACSA aplica la regla de transición estatal , la regla de actualización de feromonas local y la regla de actualización de la feromonas global para facilitar el cálculo. Finalmente, realizan una comparación de el método ACSA propuesto, el algoritmo genético (GA) y el recocido simulado (SA).

N.C. Sahoo [61], en 2006, , presenta un enfoque genético difuso para la reconfiguración de sistemas de distribución radial con el fin de maximizar la estabilidad de voltaje de la red para un conjunto específico de cargas. La reconfiguración de la red implica un mecanismo para seleccionar el mejor conjunto de ramas a abrir, una de cada bucle, de modo que el RRD reconfigurado posea las características de rendimiento deseadas. Este espacio de solución discreta se maneja mejor con el esquema propuesto, que maximiza una función de optimización adecuada (calculada utilizando dos enfoques diferentes). En el primer enfoque, esta función se elige como el promedio de un índice de estabilidad de voltaje de todos los buses en el RRD, mientras que en el segundo enfoque, el RRD completo se reduce a un sistema equivalente de dos buses y la función de optimización es la estabilidad de voltaje índice de este sistema reducido de dos autobuses. El algoritmo genético difuso utiliza un esquema de codificación y decodificación adecuado para mantener la naturaleza radial de la red en cada etapa de la evolución genética, y también utiliza un controlador de mutación basado en reglas difusas para una búsqueda eficiente del espacio de solución.

Para 2007, J. S. Savier^[62], presenta la asignación de pérdidas de energía a los consumidores conectados a redes de distribución radial antes y después de la reconfiguración de la red en un entorno desregulado. La asignación de pérdidas se realiza de forma cuadrática y se basa en identificar las partes real e imaginaria de la corriente en cada rama, y las pérdidas se asignan a los consumidores. El algoritmo de reconfiguración de la red se basa en el enfoque multiobjetivo difuso y se adopta el principio máximo-mínimo para la optimización multiobjetivo en un marco difuso. Se consideran múltiples objetivos para la reducción de pérdidas de potencia real en los que la desviación de voltaje de los nodos se mantiene dentro de un rango y no se permite que un valor absoluto de las corrientes de rama exceda sus capacidades nominales. Al mismo tiempo, mantienen una estructura de red radial con todas las cargas energizadas. Los tres objetivos considerados se modelan con conjuntos difusos para evaluar su naturaleza imprecisa y poder proporcionar el valor anticipado de cada objetivo.

Para 2008, Edgar Manuel Carreno [63], utilizando algoritmos evolutivos intenta resolver el problema de reconfiguración de la red de distribución para reducir pérdidas con cierto grado de éxito. Pero algunos problemas, especialmente relacionados con una codificación que sea capaz de representar y trabajar con un problema complejo multirestricción y combinatorio como éste, han impedido aprovechar todo el potencial de estos algoritmos para encontrar soluciones de calidad para sistemas grandes con menor esfuerzo computacional. En su trabajo proponen una solución a este problema, con una nueva codificación y utilizando una forma eficiente de implementar el operador de recombinación para garantizar, en todo momento, la producción de nuevas topologías radiales.

Zhenkun Li y Xingying Chen^[64], También en 2008, propone un enfoque de optimización de enjambre de partículas híbridas (PSO) para resolver el problema de reconfiguración de la red de distribución (DNR). Este enfoque es una combinación del algoritmo PSO binario y el algoritmo PSO discreto. En el proceso de resolución de problemas, la red de distribución se simplifica agrupando las sucursales, y luego cada grupo de sucursales se representa mediante una codificación unidimensional. Según la condición necesaria de RRD, las partículas evolucionan regularmente y esto mejora la eficiencia del proceso de búsqueda. Cada ciclo de iteración dentro del proceso de optimización se logra mediante dos pasos. El primer paso es utilizar el método de apuesta de la ruleta para elegir el grupo óptimo de ramas que deben abrirse, y este método se basa en el valor de la función sigmoidea en el algoritmo binario PSO. El segundo paso adopta el algoritmo PSO discreto propuesto en este trabajo para seleccionar aún más la rama óptima que debe desconectarse en el grupo seleccionado en el primer paso.

En 2009, D.P. Bernardon [65], propone un nuevo algoritmo difuso de toma de decisiones multicriterio para el procesamiento adecuado de las fuentes de información disponibles en las empresas de servicios públicos en el contexto de la reconfiguración de la red de distribución. El algoritmo se evalúa mediante el uso de una implementación de prueba de concepto en un conjunto de estudios de casos basados en sistemas de distribución reales.

Para 2010, Rayapudi Srinivasa Rao [66], propone un algoritmo de búsqueda de armonía (HSA) para resolver el problema de reconfiguración de la red para obtener una combinación de conmutación óptima en la red que resulte en una pérdida mínima. El HSA es un algoritmo desarrollado que se conceptualiza utilizando el proceso musical de búsqueda de un estado perfecto de armonía. Utiliza una búsqueda aleatoria estocástica en lugar de una búsqueda de gradiente, lo que elimina la necesidad de información derivada.

Ese mismo año (2010), Yuan-Kang Wu y Ching-Yin Lee [67], proponen una metodología de reconfiguración basada en un Algoritmo de Colonia de Hormigas (ACA) que tiene como objetivo lograr la pérdida mínima de energía y el factor de equilibrio de carga incremental de redes de distribución radial con generadores distribuidos. Seleccionaron los sistema de distribución de 33 barras y un sistema de distribución Tai-Power de 11,4 kV para optimizar la configuración y demostrar la efectividad de la metodología propuesta para resolver la operación de conmutación óptima de los sistemas de distribución. Sus resultados han demostrado que se lograrán menores pérdidas en el sistema y un mejor equilibrio de carga en un sistema de distribución con generación distribuida (GD) en comparación con un sistema sin GD.

En 2011, Anil Swarnkar [68], propone una nueva codificación de diversas técnicas metaheurísticas para resolver el problema de reconfiguración de redes de distribución. Donde declaran que, se puede explotar todo el potencial de los algoritmos metaheurísticos mediante su codificación eficiente utilizando alguna base de conocimientos de ingeniería. La codificación propuesta se basa en los fundamentos de la teoría de grafos, que no sólo restringe el espacio de búsqueda sino que también evita tediosas comprobaciones de malla. La codificación propuesta por Anil es computacionalmente eficiente y garantiza generar solo topologías radiales factibles en todo momento.

Para 2012, R. Srinivasa Rao y K. Ravindra^[69], presentan un nuevo método para resolver el problema de reconfiguración de la red en presencia de generación distribuida (GD) con el objetivo de minimizar la pérdida de energía real y mejorar el perfil de voltaje en el sistema de distribución. Utilizan un algoritmo de búsqueda de armonía (HSA) metaheurístico para reconfigurar e identificar simultáneamente las ubicaciones óptimas para la instalación de unidades DG en una red de distribución. El análisis de sensibilidad se utiliza para identificar ubicaciones óptimas para la instalación de unidades DG. Se consideran diferentes escenarios de colocación de DG y reconfiguración de la red para estudiar el desempeño del método propuesto. Las limitaciones de tensión y capacidad de carga de corriente derivada se incluyen en la evaluación de la función objetivo. El método fue probado en sistemas de distribución radial de 33 y 69 autobuses en tres niveles de carga diferentes.

Ese mismo año (2012), Rabih A. Jabr [70], propone una formulación de programación cónica entera mixta para el problema de reconfiguración de la red de distribución de pérdidas mínimas. Su formulación tiene dos características: primero, emplea una representación convexa del modelo de red que se basa en el formato cuadrático cónico de las ecuaciones de flujo de potencia y segundo, optimiza el valor exacto de las pérdidas de la red. El uso de un modelo convexo en términos de variables continuas es particularmente importante porque garantiza que una solución óptima obtenida mediante un algoritmo de rama y corte para programación cónica entera mixta sea global. También presentan una aproximación poliédrica que se puede resolver mediante un software de programación lineal entera mixta más ampliamente disponible.

Peng Zhang [71], También ese mismo año (2012), presenta un nuevo método de reconfiguración orientado a la confiabilidad para mejorar el rendimiento del sistema de distribución. Su objetivo principal es abordar la imprecisión y la ambigüedad en las entradas de confiabilidad, los parámetros eléctricos y los datos de carga. El método presentado utiliza técnicas de análisis de intervalos para encerrar las incertidumbres de los datos y maximizar la posibilidad de mejorar la confiabilidad y/o reducir las pérdidas.

Para 2013, Mohammad-Reza Andervazh [72], propone un método de reconfiguración de red de distribución multiobjetivo (DNRC) basado en Pareto utilizando un algoritmo de optimización de enjambre de partículas discretas. Los objetivos de su trabajo son minimizar la pérdida de energía, el número de operaciones de conmutación y las desviaciones de las tensiones del bus de sus valores nominales sujetos a las limitaciones del sistema. Se emplean técnicas de heurística probabilística y teoría de grafos para mejorar la búsqueda aleatoria estocástica del algoritmo de forma autoadaptativa durante el proceso de optimización. Se utiliza un archivo externo para almacenar soluciones no dominadas. El archivo se actualiza iterativamente basándose en el concepto de dominancia de Pareto para guiar la búsqueda hacia el conjunto óptimo de Pareto.

En 2014, A. Mohamed Imran [73], presenta una técnica de integración novedosa para la reconfiguración óptima de la red y la ubicación de la generación distribuida (GD) en el sistema de distribución con el objetivo de minimizar la pérdida de energía y mejorar la estabilidad del voltaje. El algoritmo de fuegos artificiales (FWA) se utiliza para reconfigurar y asignar simultáneamente unidades DG óptimas en una red de distribución. FWA es un algoritmo de optimización basado en inteligencia de enjambre que se conceptualiza utilizando el proceso de explosión de fuegos artificiales para buscar la mejor ubicación de las chispas. La naturaleza radial de la red se asegura generando una ruta adecuada entre el nodo padre y el nodo hijo de la red durante el flujo de energía. El índice de estabilidad de voltaje (VSI) se utiliza para identificar previamente las ubicaciones candidatas óptimas para la instalación de DG.

Ese mismo año (2014), Nikhil Gupta [74], presenta un método basado en algoritmos genéticos (GA) para mejorar la confiabilidad y la calidad de la energía de los sistemas de distribución mediante la reconfiguración de la red . Se formulan dos nuevas funciones objetivas para abordar los problemas de calidad y confiabilidad de la energía para el problema de reconfiguración. Varios objetivos de confiabilidad y calidad de la energía, como la pérdida de energía del alimentador, la desviación de voltaje del nodo del sistema, el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, el índice de indisponibilidad de interrupción promedio del sistema y la energía no suministrada, se transforman en una única función objetivo. Este trabajo de objetivo único se resuelve luego utilizando el método basado en GA.

Para 2015, Mohammad Ghamsari [75], analiza la conveniencia de la reconfiguración en presencia de recursos energéticos renovables. Para ello, diseñan un modelo matemático que minimice las pérdidas diarias de la red mediante la aplicación de reconfiguraciones horarias. El modelo es un problema de programación de conos enteros mixtos de segundo orden y se resuelve mediante el solucionador MOSEK. Se tienen en cuenta las variaciones de la demanda eléctrica así como las fluctuaciones de la generación de energía renovable durante un día.

Hamid Reza Esmaeilian [76], en 2015, emplea la reconfiguración de la red y la colocación de capacitores simultáneamente para reducir las pérdidas de energía y mejorar la confiabilidad del sistema sujeto a satisfacer restricciones operativas y de calidad de energía utilizando un enfoque difuso. Se utiliza un algoritmo de búsqueda gravitacional binaria (BGSA) para resolver el problema difuso multiobjetivo de manera eficiente. El método de análisis rápido de armónicos se utiliza para realizar un flujo de potencia armónico en presencia de condensadores en derivación y cargas no lineales. Tambien adoptan el método de enumeración de estados basado en el modelo estocástico de Weibull-Markov de los componentes del sistema para evaluar la confiabilidad de diferentes configuraciones del sistema. Además, proponen una nueva estrategia de codificación para mejorar el rendimiento del procedimiento de reconfiguración de la red. Sus resultados se comparan con el algoritmo de optimización de enjambre de partículas binarias (BPSO). y Algoritmo Genético Binario (BGA).

El 2015, Thuan Thanh Nguyen [77], propone una metodología de reconfiguración basada en un algoritmo de búsqueda de cuco (CSA) para minimizar la pérdida de potencia activa y maximizar la magnitud del voltaje. El método CSA es un algoritmo metaheurístico inspirado en el parasitismo de cría obligado de algunas especies de cucos que ponen sus huevos en los nidos de otras aves hospedadoras de otras especies para resolver problemas de optimización. En comparación con otros métodos, el método CSA tiene menos parámetros de control y es más eficaz en problemas de optimización.

Para 2016, Thuan Thanh Nguyen[78], propone una nueva metodología para optimizar la topología de la red y la ubicación de la generación distribuida (GD) en la red de distribución con el objetivo de reducir la pérdida de energía real y mejorar la estabilidad del voltaje. Se adapta un algoritmo metaheurístico de búsqueda de cuco (CSA) inspirado en el parasitismo de cría obligado de algunas especies de cuco que ponen sus huevos en los nidos de otras aves de otras especies. Para resolver problemas de optimización para reconfigurar e identificar simultáneamente la ubicación y el tamaño óptimos de Unidades de GD en una red de distribución. La teoría de grafos se utiliza para determinar el espacio de búsqueda que reduce las configuraciones de red inviables del proceso de reconfiguración y verificar la restricción radial de cada configuración de red de distribución.

En 2017, Thuan Thanh Nguyen [79], presenta un algoritmo de raíz de corredor (RRA) para el problema de reconfiguración de la red de distribución eléctrica (NR). El problema de RRD considerado en su trabajo es minimizar la pérdida de energía real, el equilibrio de carga entre las ramas, el equilibrio de carga entre los alimentadores, así como el número de operaciones de conmutación y la desviación de voltaje del nodo utilizando el método máximo-mínimo para seleccionar la solución final comprometida. RRA está equipado con dos herramientas de exploración, que son saltos aleatorios con grandes pasos y una estrategia de reinicialización para escapar del óptimo local. Además, RRA también está equipado con una herramienta de explotación para buscar la mejor solución actual con pasos grandes y pequeños para garantizar el resultado obtenido de la optimización global.

Para 2017, Morad Abdelaziz [80], propone la aplicación de un algoritmo genético con tamaño de población variable (GAVAPS) al problema de reconfiguración. Demostraron que, permitir que el tamaño de la población crezca y se reduzca de manera adaptativa según el estado de la búsqueda GA puede permitir una solución más eficiente, en comparación con el algoritmo genético estándar.

En 2018, Yikui Liu [81], aborda el problema de reconfiguración óptima de la red de los sistemas de distribución a través de un marco de flujo de potencia óptimo de CA desequilibrado, que aborda rigurosamente las características de operación de la red desequilibrada, los DER y los reguladores de voltaje (VR). El problema de cooptimización propuesto se formula como un modelo de programación semidefinida basado en relajación entera mixta con variables binarias que indican estados de conmutación de línea y posiciones de derivación. Tambien exploran varias estrategias de aceleración mediante el estudio de la estructura de las redes de distribución para reducir el número de variables binarias y mejorar el rendimiento computacional.

Para 2019, Ali Azizivahed y Ali Arefi [82], estudian la penetración de fuentes de energía renovables (RES) y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (EES) en los sistemas de distribución. Tambien consideran el impacto en el esquema de operación, confiabilidad y seguridad de los sistemas. Finalmente, consideran la energía esperada no suministrada (EENS) y el índice de estabilidad de voltaje (VSI) de las redes de distribución en la reconfiguración dinámica de redes de distribución equilibradas y desequilibradas, incluidos los sistemas RES y EES. Además, debido al alto costo de inversión de los sistemas EES, el número de cargas y descargas es limitado, y la restricción del estado de salud se incluye en el problema subyacente para prolongar la vida útil de estas instalaciones. Se presenta el esquema óptimo de carga/descarga para sistemas EES y la topología óptima de la red de distribución para optimizar los costos operativos y los índices de confiabilidad y seguridad simultáneamente.

Raoni Pegado [8], en 2019, presenta un nuevo algoritmo para resolver el problema de reconfiguración de redes de distribución utilizando la Optimización Selectiva de Enjambre de Partículas Binarias Mejorada (IS-BPSO). El método propuesto presenta una nueva función sigmoidea capaz de promover un control en la tasa de cambio de las partículas y mejorar la convergencia de los resultados. El algoritmo propuesto tiene como objetivo reducir las pérdidas de energía en las redes de distribución, se aplicó en dos sistemas de prueba de distribución de energía, comúnmente encontrados en la literatura, los sistemas de 33 Bus y 94 nodos.

Para 2021, Qingxin Shi[83], propone una estrategia de gestión de interrupciones para mejorar la resiliencia del sistema de distribución a través de la reconfiguración de la red y la programación de recursos energéticos distribuidos (DER). Después de una falla de línea, el algoritmo propuesto puede identificar la topología de la red radial según el rango de la matriz de incidencia. La reconfiguración se implementa cambiando líneas de amarre y seccionando líneas. Con la nueva topología de red, se resuelve un problema de programación de DER óptimo para minimizar el costo acumulativo de la operación de DER despachable y la reducción de carga. Finalmente, entre todas las topologías radiales se selecciona la topología óptima que minimiza el costo acumulativo. La carga de trabajo computacional es relativamente baja porque solo es necesario resolver la programación lineal. La estrategia propuesta por Shi tiene ventajas cuando se aplica a sistemas de distribución con varias líneas de conexión normalmente abiertas y baja penetración de DER.

En 2022, Hong-Jiang Wang [20], propone una solución al problema de reconfiguración de la red de distribución (DNR) con generación distribuida (DG) basada en el algoritmo paralelo del moho limoso (PSMA). Plantean, cuatro objetivos de optimización de pérdida de potencia activa, índice de estabilidad de voltaje, grado de equilibrio de carga y tiempos de operación de conmutación integrados por el proceso de jerarquía analítica (AHP) y los modelos de problemas DNR con diferentes tipos de DG. Proponen PSMA basado en la estrategia de comunicación de agrupación y el peso de inercia. Finalmente, aplican el PSMA para los seis tipos de DG de la red de distribución de autobuses IEEE-33 como caso de estudio.

Yuanzheng Li [84], en 2022, propone un modelo de reconfiguración de la red de distribución (MDNR) con muchos objetivos, teniendo en cuenta la reducción de energía renovable, la desviación de voltaje, la pérdida de energía, la estabilidad estadística del voltaje y el costo de generación. Su objetivo fue evaluar el equilibrio entre estos objetivos para mejorar el funcionamiento de las redes de distribución. Como el modelo propuesto es un problema de optimización no convexo, no lineal y con muchos objetivos, es difícil de resolver. Además, proponen un algoritmo de optimización de forrajeo bacteriano multiobjetivo asistido por aprendizaje de refuerzo profundo (DRL) (DRL-MBFO). Este algoritmo combina las ventajas de DRL y MBFO y tiene como objetivo encontrar el frente de Pareto del modelo MDNR propuesto con una mejor eficiencia de búsqueda.

Para 2023, Rahim Fathi y Behrouz Tousi [15], presenta una asignación óptima y simultánea del panel fotovoltaico (PV) y la turbina eólica (WT) con la reconfiguración de las redes de distribución radial para reducir el costo de las pérdidas de energía y mejorar la confiabilidad. Las variables de optimización del problema son la ubicación, el tamaño y el factor de potencia de PV y WT, así como los estados de los interruptores de línea de conexión de la red. Las limitaciones operativas incluyen el tamaño de las fuentes renovables y las limitaciones de radialidad. La optimización se lleva a cabo utilizando un algoritmo de enjambre de salpas mejorado (ISSA). Los operadores del algoritmo evolutivo diferencial (DE) se utilizan para mejorar el rendimiento del algoritmo de enjambre de salpas (SSA) convencional para evitar el atrapamiento en óptimos locales y aumentar la velocidad de convergencia para lograr la solución óptima global . La metodología de Rahim Fathi se implementa en redes de distribución de autobuses IEEE 33 y 69 en varios escenarios de asignación y reconfiguración de fuentes renovables y los resultados de la simulación, incluido el costo de las pérdidas, el costo de la mejora de la confiabilidad y el ahorro neto, se presentan antes y después de la optimización.

Meisam Mahdavi [85], también en 2023, plantea que, la generación distribuida (GD) desempeña un papel importante en la reducción de las pérdidas de energía, pero la penetración de la GD en dichas redes está restringida por limitaciones técnicas y de inversión. Por lo tanto, la reconfiguración de la red de distribución RRD y la operación de DG reducen las pérdidas de energía de manera más eficiente que cuando solo se utiliza DG. Además, la reconfiguración de la red mitiga la colocación inadecuada de DG en sistemas que están sujetos a una alta penetración de cargas variables y DG. Por otro lado, la demanda de energía eléctrica se estima mediante métodos de previsión de carga y, por tanto, es un parámetro incierto y variable en el tiempo. Además, la generación de energía DG es incierta y depende de la potencia de carga variable. En consecuencia, los modelos presentados para el problema de reconfiguración deben ser adecuadamente robustos frente a las incertidumbres de carga y generación. propone un modelo robusto eficaz para reconfigurar redes de distribución con incertidumbres de carga y generación. El modelo propuesto es lo suficientemente simple de implementar y lo suficientemente preciso para encontrar las soluciones óptimas en tiempos computacionales aceptables. Las principales características del modelo propuesto son su alta robustez frente a parámetros inciertos, en el que las configuraciones propuestas no se cambian fácilmente por pequeñas variaciones en la potencia de DG y las cantidades de carga, y su efectividad, lo que significa que los parámetros inciertos pueden cambiar las soluciones obtenidas.

Dhivya Swaminathan [86], en ese mismo año (2023), propone un nuevo método híbrido de optimización metaheurística (MO) llamado algoritmo caótico de la flor dorada (CGFA) para la minimización de pérdidas de potencia. Como su nombre lo indica, el método propuesto combina el método de búsqueda de oro con el algoritmo de polinización de flores para multiplicar sus beneficios, garantizar la mejor solución y reducir el tiempo de convergencia. El rendimiento del algoritmo se ha evaluado en diferentes sistemas de prueba, incluidos los sistemas de bus IEEE 33, IEEE 69 y IEEE 119 y la red de ciudad inteligente (SC), cada uno de los cuales incluye generación distribuida (DG). unidades y sistemas de almacenamiento de energía (ESS). Además, se supone que las ubicaciones de los interruptores de enlace en la DN, que solían considerarse como información dada en estudios anteriores, son variables, y se incluye una adaptación de la central de sucursales en el proceso de reconfiguración. Además, estudiaron el análisis de incertidumbre, como condiciones de falla de bus y/o línea, y comparan el rendimiento del método propuesto con otros algoritmos MO pioneros con desviaciones estándar mínimas que oscilan entre 0,0012 y 0,0101.

Por otro lado, tambien en el 2023 Branko Stojanović [87], trabajo con estrategias modernas de reconfiguración inteligente de la red para minimizar las pérdidas de energía y los costos económicos. Además, la conmutación de condensadores (colocación de condensadores en derivación) y la presencia de generación de distribución siempre se incorporan en las redes modernas. Además, se debe utilizar el cambiador de tomas bajo carga en la subestación de suministro. Los algoritmos de recocido simulado y árbol de expansión mínimo funcionan por separado para encontrar la mejor solución adecuada. Los principales objetivos son la minimización de pérdidas y costes de energía. Además, se atienden muchas limitaciones para encontrar la reconfiguración horaria y la posición de los bancos de condensadores. Los generadores distribuidos involucran tanto generadores eólicos como paneles solares. Se combinan e implementan dos métodos descritos en la literatura para localizar nodos fijos para generadores distribuidos. En el análisis se incluyen las cargas nodales cambiantes de Gauss y Weibull y la producción de los generadores eólicos respectivamente, así como las curvas de carga diaria para días laborables y de fin de semana con insolación de paneles solares. Los diagramas de carga por unidad se determinan según resultados de mediciones reales de un año en una subestación en Belgrado, Serbia. La principal contribución de Branko Stojanović, es una solución casi óptima para un amplio rango de tiempo, un pronóstico realista de operación/planificación de la red (variación estocástica del consumo y la producción por hora) con satisfacción de todas las restricciones técnicas que son voltajes nodales mínimos y máximos, limitaciones de las capacidades del alimentador y no sobrecompensación de la red, acompañada de un elaborado contexto económico.

Continuando en 2023, Mohsen Noruzi Azghandi [88], propone la reconfiguración dinámica de la red de distribución en presencia de unidades de generación distribuida y vehículos eléctricos con diversas funciones objetivo que incluyen pérdida de energía, costo operativo y energía no suministrada. Además, se introduce el mecanismo de tiempo de uso como una aplicación de respuesta a la demanda para mejorar el uso de energía de los suscriptores. Para generalizar el enfoque de Noruzi, consideran los precios de la electricidad que varían en el tiempo y los diferentes niveles de carga para proporcionar una planificación precisa de la producción de recursos de generación distribuida y vehículos eléctricos en el espacio real de la red eléctrica. Para resolver el problema presentan un algoritmo híbrido mejorado de optimización de enjambre de partículas y optimización de colonias de abejas artificiales para aliviar las complejidades del problema de optimización. El método presentado se prueba en el sistema de 95 autobuses y se establece una comparación entre sus resultados y los de otros métodos, incluida la optimización de enjambres de partículas, la optimización de colonias de abejas artificiales y la búsqueda gravitacional mejorada.

Ya para 2024, Aghyles Graine [89], se centra en la integración de la generación distribuida (GD) y las cargas variables dentro de las redes de distribución. En ese contexto, la operación de interruptores de control remoto a través de un esquema de control centralizado se vuelve factible. En consecuencia, la topología de la red de distribución se puede modificar dinámicamente, teniendo en cuenta las demandas de carga fluctuantes y la producción de los DG, con el objetivo de minimizar las pérdidas. Al Incluir una variable de tiempo y permitir que la topología varíe con el tiempo amplifica la extensión del espacio de búsqueda, lo que plantea desafíos para identificar la solución óptima. Para abordar esto, Aghyles Graine intenta reducir el espacio de búsqueda imponiendo limitaciones al número total de topologías que se pueden obtener.

Hongtao Sheng Y Qianlong Zhu[90], en 2024, trabajan en el análisis del mecanismo de interacción entre el inversor fotovoltaico conectado a la red y el armónico de fondo de la red de distribución, por lo que desarrollaron una estrategia de planificación óptima para cambiar la impedancia equivalente del punto de conexión común desde el lado de la red del inversor para suprimir la amplificación armónica. La estrategia de optimización se basa en la reconfiguración de la red de distribución estática y la configuración fotovoltaica como principal medio para optimizar la impedancia equivalente del punto fotovoltaico conectado a la red. Al mismo tiempo, se optimizan la pérdida de la red activa y la desviación de voltaje de la red de distribución, y el valor medio de la tasa de distorsión de voltaje armónico, la pérdida de la red y la desviación de voltaje de los puntos de monitoreo de armónicos se toman como función objetivo. Al mismo tiempo, los puntos de monitoreo de armónicos se optimizan mediante el coeficiente de correlación de Pearson, y el nivel de armónicos de todo el sistema de distribución se refleja en los puntos de monitoreo de armónicos. Tomando los sistemas de distribución de bus IEEE-33 e IEEE-69 como ejemplos para el análisis comparativo, se utiliza el algoritmo NSGAII para resolver el problema. Los resultados muestran que la optimización conjunta de la reconfiguración de la red de distribución y la configuración fotovoltaica puede suprimir eficazmente la interacción entre los armónicos de invección fotovoltaica y los armónicos de fondo de la red de distribución. Reduce efectivamente la pérdida de potencia activa de toda la red de distribución y la desviación de voltaje del bus de la red de distribución, y mejora el voltaje mínimo de la red de distribución.

Otro trabajo de inicios de 2024, es el de Yulianta Siregar [91], comparan la reconfiguración de la red utilizando técnicas de búsqueda exhaustivas y algoritmos de optimización de enjambre de partículas (PSO) en el sistema de red de distribución de autobuses IEEE 33. Los resultados del estudio comparan el estudio del flujo de energía antes y después de la reconfiguración de la red, lo que supone una disminución en el valor de las pérdidas de energía de 202,7 kW a 139,6 kW. Luego, el perfil de voltaje mejoró del 91,309 % al 93,782 %.

Finalmente, para la revisión cronológica no se consideró artículos review, pero se encontró artículo review con alto impacto. El primero es del 2017, el autor es Sivkumar Mishra y Debapriya Das [5]. El segundo es más reciente, de enero de 2024, el autor es Milad Rahimipour Behbahani [1]. Ambos trabajos analizan y clasifican todos los métodos existentes que se aplican problema de reconfiguración de redes de distribución. Así también muestran desventajas y ventajas de los diferentes enfoques.

2.1.3. Conclusiones y las tendencias futuras

De la revisión cronológica, se concluye que, desde el primer trabajo en 1975 publicado por Merlin y Back [32] hasta los artículos actuales en 2024, se observa una tendencia creciente. Por otro lado, se observo que la tendencia desde 1975 hasta principios de 1992 para aborda el problema de la reconfiguración de redes de distribución se utilizaba el enfoque clásico y heurístico, pero desde finales de 1992 con el trabajo de S.K. Coswanni [39], se empezó a considerar un enfoque basado en técnicas metaheurística para solucionar el problema de la reconfiguración de redes de distribución. La primera metodología metaheurísticas utilizada fue los Algoritmos genéticos (GA).

Para 1995, se empezó a considera múltiples objetivos para la optimización. El primer trabajo en considerar los multi-objetivos fue el de Roytelman y Melnik [41]. Por otro lado, en 2004, Xiaoling Jin [56] propone el primer trabajo con un enfoque que utiliza la técnica metaheurística de Enjambre de Partículas Binaria Modificadas (BPSO) para el problema de Reconfiguración de redes de distribución. Posterior a ese año, las investigaciones consideraron trabajar con técnicas de enjambre, como por ejemplo la de colonia de hormigas (ACA) [67]. En 2010, se empezó a incluir la generación distribuida (GD) al problema de reconfiguración de redes de distribución, el primer trabajo fue el de Yuan-Kang [67]. Debido a que incluir GD ayuda disminuir las perdidas al sistema.

Otro salto importante se da en el 2019, donde se empiezan a considera sistemas de almacenamiento de energía (EES) y la penetración de fuentes de energía renovables (RES) en los sistemas de distribución. El primer trabajo fue el de Ali Azizivahed [82]. Por otro lado, también se resalta, el trabajo de Rahin Fathi [15], que presenta la asignación de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas con la reconfiguración de redes de distribución. Finalmente, para el 2023, los sistemas ya no son estáticos, los sistemas ya empiezan a ser considerados como dinámicos, como por ejemplo el trabajo de Branko Stojanovíc [87].

Finalmente, se muestra la tabla 2.2, donde se identifica y clasificar todas las metodologías que se utilizan para solucionar el problema de reconfiguración de redes de distribución eléctrica. Se identifican cinco métodos, el primero como métodos clásicos, el segundo como métodos heurísticos, el tercero los métodos metaheurísticos como el GA y PSO, que usan algoritmos de optimización iterativos y que son inspirados en la naturaleza. EL cuarto método es el hibrido, que es una mezcla de métodos heurísticos con metaheurísticos, para mejorar y superar limitaciones. Finalmente, el quinto que utiliza métodos basados en Machine Learning, ideales para la reconfiguración dinámica debido a sus capacidades para realizar cálculos. Tabla 2.2: Metodologías empleadas para el problema de Reconfiguración de Redes de Distribución de Energía.

Métodos Clásicos	Métodos Heurísticos	Métodos Metaheurísticos	Métodos Híbridos	Métodos
				Machine learning
	Método basado		1-7-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1	
Programacion cuadratica	en un patrón	Algoritmo genético	Metodos metaneuristicos	Aprendizaje
entera mixta	de flujo óptimo.)	híbridos	reforzado
	fool fool fool	[40], [53],	[52], [55], [68], [79], [82],	
[51]	[32], [34], [30], [30] [37] [30]	[61], [74]	[20], [84]	[89]
	[ot];[o9],	[80]	[15], [86], [87], [88]	
Programación lineal entera	Métodos basados en	Optimización de Enjambre	Híbrido con	Aprendizaje neuronas
mixta	el intercambio de sucursales	de partículas	reglas heurísticas	artificiales
		נבבן נפאן (קס)	[50], [57],	
[70], [75],	[46],[47]	[20], [04], [74], [6] [64]	[59], [71],	[41], [48],
		[S], [91]	[81]	
-	0++	Otross	Híbrida con	
	50100	Outos	métodos de linealización.	
		Recocido simulado [37], [42]		
		للأممينيطم فمامة التوا		
		Dusqueus tapu [90]		
		Ontimización de colonias de hormizas[60]. [67]		

ıgas[oU], [o7]

[38], [43], [44], [45], [49], [62], [65] Búsqueda de armonía
[66], [69]

[63], [81]

Algoritmo de fuegos artificiales[73]

Búsqueda gravitacional [76]

Búsqueda de cuco [77], [78]

De la revisión también, se observa que los métodos de reconfiguración de redes de distribución en sus inicios se aplicaban a sistemas estáticos, pero a partir de 2023, hay más trabajos que trabajan con sistemas dinámicos. La diferencia entre estático y dinámico, radica en que la reconfiguración estática presenta una topología fija para la planificación u operación a largo plazo, por otro lado, la reconfiguración dinámica, la configuración optima es solo para operaciones a corto plazo, como horas, también consideran las dinámicas de cargas, generación y precios.

Analizando la tendencia en los artículos publicados desde 2022, se observa que la investigación futura se concentrara en la reconfiguración dinámica. El enfoque o metodología para resolver este problema se centrar en la implementación de algoritmos híbridos, también en métodos de aprendizaje automático. Respecto a los desafíos futuros, también las investigaciones ya 2023, integran la reconfiguración dinámica con la integración de sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos y generación distribuida de cualquier tipo. En un futuro se trabajará con todas estos sistemas integrados a los sistemas de distribución.

2.2. Bases teóricas

Esta sección del capítulo presentará las bases teóricas para la reconfiguración de redes de distribución (RRD), la optimización de enjambre de partículas (PSO) y el software OpenDSS.

2.2.1. Reconfiguración de redes de distribución (RRD)

La reconfiguración de redes de distribución de energía eléctrica se refiere a la capacidad de modificar la topología y configuración de una red eléctrica con el objetivo de mejorar la eficiencia operativa, la confiabilidad y la capacidad de respuesta a cambios en la demanda o en las condiciones de la red. Este proceso implica ajustar la conexión de los elementos de la red, como interruptores, seccionadores y transformadores, para lograr un mejor rendimiento en términos de suministro de energía.

Aquí hay algunos aspectos clave asociados con la reconfiguración de redes de distribución de energía eléctrica:

- Optimización de Cargas: La reconfiguración permite ajustar la distribución de cargas entre diferentes líneas y subestaciones para evitar sobrecargas y mejorar la utilización eficiente de la infraestructura.
- Reducción de Pérdidas: Al redistribuir la carga de manera óptima y minimizar la longitud total de las líneas utilizadas, se pueden reducir las pérdidas de energía durante la transmisión y distribución.
- Resiliencia y Confiabilidad: La reconfiguración puede mejorar la capacidad de la red para manejar interrupciones al permitir la rápida identificación y aislamiento de fallas.
 Esto contribuye a una mayor confiabilidad y resiliencia del sistema.
- Integración de Energías Renovables: Con la creciente integración de fuentes de energía renovable, la reconfiguración puede adaptarse para acomodar la variabilidad en la generación y optimizar la entrega de energía limpia a través de la red.
- Automatización y Tecnologías Inteligentes: La implementación de tecnologías de automatización y redes eléctricas inteligentes (smart grids) es fundamental en la reconfiguración. Sistemas avanzados de control y monitoreo permiten ajustes rápidos y precisos en tiempo real.

 Eficiencia Operativa: Al optimizar la configuración de la red según las condiciones específicas, se puede lograr una operación más eficiente, reduciendo los costos operativos y mejorando la calidad del suministro eléctrico.

La reconfiguración de redes de distribución es una estrategia dinámica que se adapta a las cambiantes condiciones de la red y a las demandas de los consumidores. La aplicación de tecnologías emergentes y enfoques innovadores es esencial para maximizar los beneficios de este proceso en la gestión de sistemas eléctricos modernos.

Historicamente, en 1975, Merlin y Back [32], reportaron por primera vez el estudio de la Reconfiguración de Redes de Distribución (RRD) de energía eléctrica, en el cual abordaron el problema buscando la menor perdida de potencia activa. Durante casi estas cuatro décadas después, los métodos utilizados para abordar estos problemas han evolucionado. Esta evolución se observo en el planteamiento de funciones de un solo objetivo y trabajadas con técnicas heurísticas de bajo rendimiento computacional a funciones multiobjetivo estocásticos con técnicas Metaheurísticas [5]. Todo esto se observa en la gran cantidad de artículos publicados sobre este problema durante estas casi cuatro décadas, por lo que, se puede decir que el problema RRD es uno de los problemas de optimización de sistemas de energía más estudiados y discutidos por los investigadores.

La RRD en resumen una técnica que implica la apertura y cierre estratégico de interruptores y se erige como uno de los métodos más económicos y rentables para reducir las pérdidas de energía en las redes de distribución de energía eléctrica.

Por otro lado, la RRD tiene un papel único dentro de la automatización de la distribución. En condiciones normales de funcionamiento, la red puede funcionar en una configuración que reduzca la pérdida total por efecto Joule. Esta configuración permite cambiar la topología de la red para cumplir un objetivo específico. Donde las secciones de red con carga crítica se pueden aliviar mediante la función de equilibrio de carga.

Con un escenario multiobjetivo, se destacan algunos propósitos del RRD como minimizar pérdidas, balanceo de carga en transformadores, balanceo de carga en alimentadores, carga máxima en alimentadores y mejora de perfiles. Sin embargo, el propósito principal es reducir las pérdidas de potencia activa del sistema considerando el límite de tensión, radialidad y corriente soportada en las ramas, es decir, las limitaciones de operación.

2.2.2. Reconfiguración de Redes de Distribución Mono-objetivos

Desde 1975 hasta la fecha, uno de los problemas más importantes en RRD es minimizar la perdida de potencia activa, en condiciones normales, ecuación (2.1). Entonces, muchos trabajos consideran el problema con un simple objetivo que es minimizar perdidas en la red sujeto restricciones de corriente, voltaje y radialidad [92].

$$Min \sum_{b=1}^{Nbr} I_b^2 . R_b . K_b$$
 (2.1)

Las restricciones serán:

$$K_b I_b < I_{max} \tag{2.2}$$

$$V_{i-min} < V_i < V_{i-max} \tag{2.3}$$

$$g_I(I,K) = 0 \tag{2.4}$$

$$g_V(V,K) = 0 \tag{2.5}$$

$$\psi(K) = 0 \tag{2.6}$$

Donde:

 N_{br} es el número de ramas o lineas cerradas. R_b , I_b y K_b son la resistencia, corriente y el estado actual y topológico de la rama cerrada, respectivamente. V_i es el voltaje del iésimo bus y V_{i-min} y V_{i-max} son los voltajes de bus mínimo y máximo, respectivamente.

Existen otras formulaciones que también son mono objetivos, como por ejemplo, la de Zhang [93], consideró minimización de pérdidas como el componente principal, mientras que la desviación de voltaje del bus y el límite de corriente de rama como las funciones de penalización (2.7). Bahadoorsingh [94], formuló una función objetivo para RRD para minimizar las pérdidas financieras debido a caídas de voltaje sin incluir el costo debido a la pérdida de energía (2.8).

$$M = PL + p1.f_V + p2.f_C (2.7)$$

$$M = Min \sum_{b=1}^{Nb} f.P_C.P_f.C$$
(2.8)

2.2.3. Reconfiguración de Redes de Distribución Multi-objetivos

En la literatura Técnica se adoptan varios enfoques cuando se aborda más de un objetivo en problemas de RRD. Los enfoques mas relevantes son tres, que analizan aquí.

2.2.3.1. RRD de suma ponderada multiobjetivo (WSMO)

El primero es la RRD de suma ponderada multiobjetivo (WSMO), propuesta por Roytelman [95] para minimizar pérdidas de potencia (PL), peor caída de voltaje (WVD), frecuencia de interrupción del servicio (SIF), TLB y servicio equilibrado de clientes importantes (BSIC)(2.9).

$$M = w_1 P_{loss} + w_2 TLB + w_3 WVD + w_4 SIF + w_5 ASAI$$
(2.9)

2.2.3.2. RRD difuso multiobjetivo (FMO)

El segundo es la RRD difuso multiobjetivo (FMO). Cuando se consideran simultáneamente varios objetivos para la optimización, se prefiere optar por la optimización con límites suaves (en lugar de límites estrictos) en términos de valores de membresía difusos (MV), el enfoque conocido popularmente como multiobjetivo difuso (FMO). Un ejemplo es la investigación de Huang [96], donde M es la función objetivo a maximizar y μ_P , μ_{Vi} , μ_I , μ_S son los MV para minimizar el PL; suma de MV para minimizar los BVD; suma de MV para minimizar la infracción actual y NS respectivamente. Los factores de ponderación correspondientes son w1, w2, w3 y w4 respectivamente(2.10).

$$MaxM = w_1.\mu_P + w_2 \sum_{i=1}^{nb} \mu_{vi} + w_3 \sum_{i=1}^{nbr} \mu_{ii} + w_4.\mu_s$$
(2.10)

2.2.3.3. RRD utilizando el Método multi-objetivo óptimo de Pareto (POMO)

Por ultimo, el tercero es el Método multi-objetivo óptimo de Pareto (POMO). A medida que los Sistemas de distribución avanzan continuamente hacia la conversión en redes inteligentes, los objetivos basados en la confiabilidad y la calidad de la energía se vuelven muy importantes, los cuales a menudo son de naturaleza contradictoria. El problema de la optimización se complica con objetivos tan contradictorios. En tales situaciones, cuando no existen mejores valores para todos los objetivos individuales, se prefieren soluciones no dominantes que tengan el mejor equilibrio posible entre objetivos; el conjunto de dichas soluciones se conoce como frente de Pareto [97]. Un ejemplo, es la investigación de Chandramohan [97] donde formuló un POMO para minimizar los costos operativos (OC) minimizando la pérdida de energía real y reactiva junto con maximizar la confiabilidad operativa minimizando el costo total de interrupción (TIC) con restricciones de voltaje habituales.

$$M = Min(K_1.PLoss + K_2.QLoss + \sum_{b=1}^{TIC} IC_b)$$
(2.11)

Finalmente, los métodos de optimización metaheurística basados en la población tienen las ventajas inherentes de obtener un frente de Pareto directo de forma iterativa. Algunos ejemplos de métodos evolutivos capaces de POMO son el algoritmo genético de clasificación no dominado (NSGA), la estrategia de evolución archivada de Pareto (PAES), el algoritmo microgenético (μ GA), el algoritmo genético de Pareto fuerte (SPGA), la optimización de enjambre de partículas multiobjetivo (MOPSO), optimización de búsqueda tabú multiobjetivo (MOTO) [5].

2.2.4. Restricciones de Radialidad en el Sistema de Distribucion Electrica

La topología de un Sistema de Distribucion Eléctrica (SDE) puede considerarse un gráfo que consta de n arcos y M nodos. De la teoría de grafos se sabe que un árbol es un grafo conexo sin bucles; por tanto, es posible comparar la topología radial de un EDS con la de un árbol. Por tanto, se puede afirmar que la topología de un SDE con nodos es radial si cumple las dos condiciones siguientes [98]:

- a. Condición 1: la solución debe tener circuitos $(n_b 1)$.
- b. Condición 2: la solución debe estar conectada.

Tenga en cuenta que las restricciones de radialidad deben estar formadas por la Condición 1 y la Condición 2, y que la Condición 1 por sí sola no garantiza la radialidad de un SDE.

Se presentan tres casos:

1) una SDE con más de una subestación.

- 2) una SDE con generación distribuida y/o fuentes de energía reactiva.
- 3) una SDE con cero nodos de inyección de energía (los llamados nodos de transferencia).

$$M = n_b - n_{bs} \tag{2.12}$$

Donde n_{bs} es el número total de nodos de subestación en el SDE. La restricción (2.12) más las restricciones de equilibrio de potencia garantizan que se construirán ($n_b - n_{bs}$) circuitos para alimentar los nodos de carga ($n_b - n_{bs}$) y se construirán n_b topologías radiales en la solución final.

2.2.5. Optimización de enjambre de partículas

M. Millonas [99] en 1993 desarrollo un modelo para aplicaciones en vida artificial, donde postula cinco principios básicos de la inteligencia de enjambre, que mas tarde, en 1995 sirvieron y inspiraron a J. Kennedy y R. Eberhart [100] para presentar un método de optimización de funciones no lineales continuas con el nombre de Optimizacion de enjambre de particulas (Particle Swarm Optimization-PSO). Este método presentado tenía un algoritmo simple y está basado en el comportamiento de las bandadas de aves, cardúmenes de peces y teoría del enjambre.

En PSO, las soluciones a los problemas están representadas por un vector de posición X_{id} en un espacio d-dimensional. El movimiento de estas soluciones, o "partículas", a través de este espacio está guiado por su velocidad, denotada como V_{id} . Cada partícula, indexada por i, conserva un registro de su posición más conocida en un vector P_{id} . Durante cada iteración del algoritmo, la velocidad de una partícula se ajusta estocásticamente en función de su mejor posición y las mejores posiciones de otras partículas en su vecindad. La mejor posición entre las partículas vecinas está representada por el vector P_{gd} . Luego, las partículas actualizan sus posiciones y velocidades de acuerdo con formulaciones matemáticas específicas, como se indica en las ecuaciones (2.13) y (2.14):

$$V_{id}^{(t+1)} = V_{id}^t + \varphi_1 (P_{id}^t - X_{id}^t) + \varphi_2 (P_{gd}^t - X_{id}^t)$$
(2.13)

Donde: Los parámetros con exponente (t) representa un valor inicial y (t+1) representan un valor final, que se actualiza en cada iteración. φ_1 y φ_2 , se definen como números aleatorios positivos entre 0 y 1.

$$X_{id}^{(t+1)} = X_{id}^t + V_{id}^{(t+1)}$$
(2.14)

Y. shi y R. Eberhart [101] para 1998 introdujeron otro parametro W, que llamaron peso de inercia, con el que lograron mejorar el rendimiento del metodo. El peso de inercia utiliza la ecuación (2.15):

$$W = W_{max} - \left(\frac{W_{max} - W_{min}}{Iter_{max}}\right) * Iter$$
(2.15)

Donde: W_{max} y W_{min} representan el peso final y inicial, respectivamente; $Iter_{max}$ es el número máximo de iteraciones e Iter es la iteración actual. Finalmente, la partícula se mueve según la ecuación (2.16):

$$V_{id}^{(t+1)} = W * V_{id}^t + C1 * \varphi_1 (P_{id}^t - X_{id}^t) + C2 * \varphi_2 (P_{gd}^t - X_{id}^t)$$
(2.16)

Donde: el termino $C1 * \varphi_1(P_{id}^t - X_{id}^t)$ se denomina parte componente cognitiva, $C2 * \varphi_2(P_{gd}^t - X_{id}^t)$ es la parte o componente social. $C1 ext{ y } C2$ son dos constantes positivas, y segun Kennedy y Eberhart [100], se recomienda para las constantes el valor entero 2, ya que, equilibra la influencia de los componentes cognitivo y social.

2.2.5.1. Optimización de Enjambre de Partículas Binarias (BPSO)

En 1997, J. Kennedy y R. Eberhart [102] ampliaron el concepto de PSO a espacios discretos y combinatorios, introduciendo la Optimización de Enjambre de Partículas Binarias (BPSO). Esta variación de PSO está diseñada específicamente para operar en espacios binarios, lo que la hace adecuada para problemas en los que las soluciones se representan en términos binarios (por ejemplo, cadenas de bits). Este método define la velocidad de la partícula o tasa de cambio V_{id} , como el número de bits cambiados por interacción, para esto se asume que la partícula se mueve en un espacio hypercubo volteando varios números de bits.

El valor de X_{id} es un número entero [0-1], donde el bit puede estar en un estado o en otro y V_{id} es la probabilidad de que un bit X_{id} tenga valor de 1 y varía de [0.0-1.0]. Para conservar esos valores se utiliza la transformación sigmoidea a la componente de velocidad definida como (2.17):

$$Sigm(V_{id}^{(t+1)}) = \frac{1}{1 + e^{-V_{id}^{(t+1)}}}$$
(2.17)

En BPSO, la función sigmoidea juega un papel fundamental en la determinación de la probabilidad de cambio de estado de un bit. La función sigmoidea, denotada como $Sigm(V_{id}^{(t+1)})$, influye en si el bit de posición de una partícula cambia a 0 o 1. Como $Sigm(V_{id}^{(t+1)})$ se acerca a cero, la probabilidad de que el bit de posición de la partícula cambie a 0 aumenta, lo que indica una menor probabilidad de cambio. Este mecanismo probabilístico para cambiar el estado del bit se resume en la ecuación (2.18):

$$X_{id}^{(t+1)} = \begin{cases} 1, & \text{if } rand \leq Sigm(V_{id}^{(t+1)}) \\ 0, & otherwise \end{cases}$$
(2.18)

Donde rand es un número cuasi aleatorio seleccionado de una distribución uniforme en [0,0-1,0].

El parámetro V_{max} en BPSO se utiliza para limitar el valor de $V_{id}^{(t+1)}$ y, en consecuencia, el alcance de la exploración en el espacio de busqueda. Una configuración más baja de V_{maz} que $V_{id}^{(t+1)}$ limita la probabilidad de cambiar el estado del bit, lo que limita la exploración, particularmente después de que la población ha convergido. El resultado de esto es que los nuevos vectores seguirán siendo probados, incluso después de que cada bit haya alcanzado su mejor posición. Por otro lado, una configuración V_{max} más alta hace que sean menos probables nuevos vectores. Así, parte de la función de V_{max} en el enjambre de partículas discretas es establecer un límite para una mayor exploración después de la convergencia del enjambre También se puede observar que BPSO es susceptible a la saturación de la función sigmoidea, lo que ocurre cuando los valores límite de velocidad son demasiado grandes o demasiado pequeños, en estos casos la probabilidad de un cambio en el valor del bit se acerca a cero, limitando la exploración de nuevos vectores. Esta característica se tiene en cuenta a la hora de desarrollar el método propuesto en esta tesis.

2.2.5.2. Optimización Selectiva del Enjambre de Partículas (SPSO)

Se requería que los métodos de optimización en ingeniería sean capaces de seleccionar valores de estado de un conjunto de valores, por lo que para 2012, M. Khalil y A. Gorpinich [27] presentaron el metodo de optimización selectiva de enjambre de partículas (SPSO). El SPSO, utiliza un espacio de búsqueda en cada *d*-dimensión definido por $S_d = [S_{d1}, S_{d2} \dots S_{dn}]$, donde *dn* es el número de posiciones seleccionadas en la dimensión *d*. Ahora La partícula ha cambiado de ser un punto en el espacio de valor real a ser un punto en el espacio discreto y selectivo.

La función sigmoidea utilizada en PSO estándar se modifica para que SPSO asigne la velocidad de la partícula a una posición en el conjunto discreto. Esta función se define en las ecuaciones (2.19) (2.20):

$$Sigm(V_{id}^{(t+1)}) = dn * \frac{1}{1 + e^{-V_{id}^{(t+1)}}}$$
(2.19)

La posición de la partícula $X_{id}^{(t+1)}$ se actualiza en función de esta función sigmoidea, como se muestra en la ecuación (2.20):

$$X_{id}^{(t+1)} = \begin{cases} S_{d1}, & \text{if } Sigm(V_{id}^{(t+1)}) < 1\\ S_{d2}, & \text{if } 1 < Sigm(V_{id}^{(t+1)}) < 2\\ \vdots \\ S_{dn}, & \text{if } (dn-1) < Sigm(V_{id}^{(t+1)}) < dn \end{cases}$$
(2.20)

Para restringir los valores de velocidad $V_{id}^{(t+1)}$ dentro de límites prácticos, están limitados por valores mínimos y máximos (V_{\min}, V_{\max}) [103], como se formula en la ecuación (2.21):

$$V_{id}^{(t+1)} = \begin{cases} Vmax, & \text{if } V_{id}^{(t+1)} > Vmax \\ V_{id}^{(t+1)}, & \text{if } |V_{id}^{(t+1)}| \le Vmax \\ Vmin, & \text{if } V_{id}^{(t+1)} < Vmin \end{cases}$$
(2.21)

2.2.5.3. Optimización Mejorada del Enjambre Selectivo de Partículas (IS-BPSO)

En la literatura técnica se pueden encontrar varios trabajos en diferentes áreas de la ingeniería que proponen cambiar la función sigmoidea del BPSO con el objetivo de mejorar el rendimiento del algoritmo. Dong. Li [29] propone una modificación de la función sigmoidea para la aplicación de BPSO en el diseño de la estructura de una antena tipo fragmento. La nueva función está adaptada para recibir sólo los valores absolutos de la velocidad de las partículas, presentando un comportamiento similar a la letra "V".

En 2019, R. Pegado [8] propuso una mejora del método SPSO, denominada Optimización Mejorada del Enjambre Selectivo de Partículas (IS-BPSO). Esta mejora introduce un nuevo parámetro, β , a la función sigmoidea utilizada en SPSO, mejorando su efectividad. La función sigmoidea adaptada se representa en las ecuaciones (2.22) y (2.23):

$$f(V_{id}^{(t+1)}) = dn * \frac{1}{1 + e^{-\beta(V_{id}^{(t+1)})}}$$
(2.22)

$$X_{id}^{(t+1)} = \begin{cases} S_{d1}, & \text{if } f(V_{id}^{(t+1)}) < 1\\ S_{d2}, & \text{if } 1 < f(V_{id}^{(t+1)}) < 2\\ \vdots \\ S_{dn}, & \text{if } (dn-1) < f(V_{id}^{(t+1)}) < dn \end{cases}$$
(2.23)

R. Pegado demostro que similar al efecto que tiene los valores de V_{min} y V_{max} en el BPSO, el comportamiento de la función sigmoidea influye en los límites máximos de probabilidad del bit $X_{id}^{(t+1)}$ para asumir el valor 0 o 1, y que cuando el parámetro β cambia, se modifican las probabilidades $Sigm(V_{id}^{(t+1)})$. Para valores fijos de V_{max} y V_{min} , y los valores de $\beta > 1$, menor es la probabilidad de que el bit Xid cambie de valor. Lo que reduce las tasas de cambio y hace menos probable la exploración de nuevos vectores. Y si el $\beta < 1$, aumenta la probabilidad de Xid de tener un valor alterado provocando mayor exploración luego de la convergencia[8].

La adición de parámetro β ayudo controlar la tasa de cambio del vector de partículas, haciendo más eficiente el proceso de búsqueda y mejorando la convergencia de la población. Sin embargo, se tiene que realizar varias pruebas para establecer el valor de β óptimo para cada sistema de distribución.

Finalmente, el trabajo de Pegado destaca la importancia del parámetro β a la hora de influir en el comportamiento del enjambre de partículas [8]. Sin embargo, los valores β óptimos para sistemas de distribución específicos requieren pruebas y experimentación exhaustivas.

2.2.6. El software OpenDSS

OpenDSS es un simulador de sistema de distribución de energía eléctrica (DSS) diseñado para respaldar la integración y modernización de la red de recursos energéticos distribuidos (DER). Permite a los ingenieros realizar análisis complejos utilizando una plataforma flexible, personalizable y fácil de usar diseñada específicamente para enfrentar los desafíos actuales y futuros del sistema de distribución y proporciona una base para comprender e integrar nuevas tecnologías y recursos [104].

El software fue desarrollado originalmente en 1997 y hecho de código abierto por EPRI en 2008. OpenDSS es infinitamente extensible, por lo que puede modificarse fácilmente para satisfacer necesidades futuras o satisfacer necesidades específicas de los usuarios.

2.2.6.1. Estructura del software

La estructura de software OpenDSS que define los datos, la interfaz y los elementos del circuito se desarrolló en el lenguaje orientado a objetos, originalmente a través del entorno de desarrollo Delphi. Las funciones para soluciones y cálculos, principalmente la solución de matrices dispersas, fueron escritas en los lenguajes C y C++ [105].

El programa también proporciona una interfaz de Modelo de objetos componentes (COM) que permite controlarlo mediante una variedad de plataformas de software existentes, como Python, C#, MATLAB, herramientas de MS Office, MS Visual Studio, entre otras [106]. La

estructura de OpenDSS se muestra en la Figura 2.7 [107].



Figura 2.7: Interfaz del simulador OpenDSS con fuentes de datos y otros Programas.

2.2.6.2. Capacidades de OpenDSS

La versión actual de OpenDSS puede realizar los siguientes análisis/simulaciones:

• 1. Flujo de Potencia.

El problema del flujo de energía es probablemente el problema más común resuelto con el programa, OpenDSS no se caracteriza mejor como un programa de flujo de potencia. La solución de flujo de potencia se ejecuta en numerosos modos, incluido el modo estándar de instantánea única, el modo diario, el modo de ciclo de trabajo, el modo Monte Carlo y varios modos en los que la carga varía en función del tiempo. Cuando se completa un flujo de potencia, las pérdidas, voltajes, flujos y otra información están disponibles para el sistema total, cada componente y ciertas áreas definidas. Para cada instante en el tiempo, las pérdidas se informan, por ejemplo, como pérdidas de kW.

• 2. Análisis de flujo armónico.

OpenDSS es un solucionador de circuitos de dominio de frecuencia de uso general. Por lo tanto, el análisis de flujo armónico es bastante natural y una de las cosas más fáciles de hacer con el programa. El usuario define varios espectros armónicos para representar fuentes armónicas de interés. (Hay varios espectros predeterminados). Los espectros están conectados a los objetos Carga, Generador, fuente de voltaje (Vsource), fuente de corriente (Isource) y algunos otros elementos de conversión de energía, según se desee. Más recientemente se han añadido modelos PVSystem y Storage que aportan armónicos. Existen espectros predeterminados razonables para cada uno de estos elementos.

• 3. Análisis de corriente inducida geomagnéticamente (GIC).

OpenDSS puede realizar análisis de corriente geomagnéticamente inducida (GIC) de sistemas de energía. Actualmente, la capacidad de análisis está limitada a sistemas trifásicos y no puede integrarse en otros tipos de simulaciones, por ejemplo, flujo de carga. El análisis GIC aprovecha la capacidad de modelado de N fases de OpenDSS para realizar el análisis en forma trifásica en lugar de una base monofásica utilizada en los programas de análisis de sistemas de transmisión.

2.2.6.3. Sintaxis del lenguaje de programación de OpenDSS

En OpenDSS, los comandos se definen mediante líneas de texto y, generalmente, cada comando se compone de un verbo y algunos parámetros, como se muestra a continuación.

Vervo Tipo de Elemnto.Nombre Parametro1=Valor1 Parametro2=Valor2

Los pares de parámetro/valor se pueden separar por comas o espacios en blanco [108]. La Tabla 2.3 presenta los verbos más comunes.

Verbo	Descripción
New	Crea un nuevo Elemento
Edit	Edita un elemento del circuito escogido
Set	Establece opciones de solución, como Modo.
Solve	Obtiene la solución del circuito definido.
Show	Presenta informes de resultados en archivos *.txt
Export	Guarda los informes de resultados en un archivo *.csv
Plot	Traza los resultados del flujo de potencia en el circuito.

Tabla 2.3: Verbos principales de OpenDSS

2.2.6.4. Elementos básicos en OpenDSS

Los principales elementos básicos de los circuitos utilizados para construir un sistema de distribución, modelados en el lenguaje de comandos utilizado por OpenDSS son:

• 1. Elemento de los Circuitos

El elemento del circuito es representado por un equivalente de Thévenin, que define la barra oscilante del sistema. Esto puede representar, por ejemplo, el equivalente de transmisión visto por la subestación o el equivalente de subestación visto por un alimentador. Por tanto, todo circuito definido en OpenDSS debe inicializarse con este elemento. El elemento Circuito tiene un solo terminal y está compuesto por los parámetros presentados en la tabla 2.4.

Parámetro	Descripción
basekv	Tensión nominal de línea base en kV
bus1	Nombre de la terminal a la que está conectado el bus principal.
pu	Voltaje en pu que está operando el bus.
phases	Número de fases.
Mvasc3	Potencia de cortocircuito trifásico.
Mvasc1	Potencia de cortocircuito monofásica.
R1	Resistencia de la fuente por unidad de distancia.
X1	Reactancia de la fuente por unidad de distancia.

Tabla 2.4: Parámetros básicos del elemento Circuito.

Se muestra un ejemplo de la definición del elemento del circuito, en la sintaxis del comando OpenDSS:

New Circuit.Subestación bus $1=Barra1$ basekv $=69$
\sim pu=1.02 Mvasc3=2000 Mvasc1=2000

• 2. Elemento de línea de transmisión.

Las líneas de transmisión se modelan en OpenDSS basándose en su modelo π con condensadores shunt utilizando el elemento Line. Una línea de transmisión se define en OpenDSS en base a información sobre sus impedancias secuenciales, matrices de resistencia y reactancia o mediante el elemento general de OpenDSS, Linecode [106].

El elemento Linecode define todas las características de una disposición de líneas. Este elemento es útil en circuitos grandes que tienen cientos de líneas con las mismas características.

Parámetro	Descripción
Bus1	Nombre de la barra al que está conectada la terminal 1
Bus2	Nombre de la barra al que está conectada la terminal 2
phases	Número de fases
baseFreq	Frecuencia base de reactancias.
R1	Resistencia por unidad de distancia
R0	Resistencia de secuencia cero en por unidad de distancia
X1	Reactancia por unidad de distancia
X0	Reactancia de secuencia cero por unidad de distancia
C1	Capacitancia de secuencia positiva total en nF por unidad de distancia
C0	Capacitancia total de secuencia cero en nF por unidad de distancia
Rmatrix	Matriz de resistencia de línea por unidad de distancia
Xmatrix	Matriz de reactancia de línea por unidad de distancia
units	Unidad de distancia utilizada
Normamps	Corriente nominal de línea
length	Longitud de la línea

Tabla 2.5: Parámetros básicos del elemento Línea.

Se muestra un ejemplo de código en OpenDSS para definir las características de una línea trifásica equilibrada.

New Line.Linea A phases=3 bus1= barraA bus2=barraB \sim basefreq=60 units=km length=1.0 normamps=419.0 \sim R1=4.34 X1=9.02 R0= 9.06 X0=27.05 C1=799.8 C0=240.9

• 3. Elemento transformador.

Los transformadores se definen en OpenDSS mediante el comando Transformer. Para definir este elemento es necesario conocer el número de devanados, el tipo de conexión de cada devanado, los parámetros eléctricos que caracterizan el circuito equivalente y las barras a las que se conectan los terminales del transformador.

Parametro	Descripción
phases	Número de fases (el valor predeterminado es 3)
Windings	Número de devanados (el valor predeterminado es 2)
XLH	Reactancia porcentual entre primario y secundario
%loadloss	Porcentaje de pérdida total basado en la carga nominal
%noloadloss	Porcentaje de pérdida sin carga basado en la carga nominal
Wdg	número entero que representa el devanado.
bus	barra de conexión de bobinado
conn	Conexión de bobinado (estrella o triángulo)
kv	tensión nominal del devanado en kV
Kva	potencia nominal del devanado en kVA
tap	Tensión Pu del grifo utilizado.

Tabla 2.6: Parámetros básicos del elemento Transformador.

Se modela un transformador trifásico de 10 MVA conectado a una estrella delta puesta a tierra. Donde el primario está conectado al Bus A con un voltaje de 13.8 kV y el secundario conectado al Bus B con un voltaje nominal de 380 V. La toma se fijó en 1.05 pu. La pérdida de carga nominal es del 0,5%, la pérdida sin carga es del 0,2% y el valor de reactancia de cortocircuito es del 6%.

New transformer.Trafo xhl=6 % loadloss=0.5 % noloadloss=0.2~wdg=1 bus=BarraA conn=delta kV=13.8 kVA=10000 tap=1~wdg=2 bus=BarraB conn=wye kV=0.38 kVA=10000 tap=1.05

4. Elemento de carga. Se define básicamente por el valor de su potencia activa nominal (P) en kW, su potencia reactiva (Q) en kvar y su factor de potencia (fp), y su comportamiento también se puede describir mediante una curva de carga. En OpenDSS, este elemento se puede definir de tres formas:

Potencia activa en kW y factor de potencia;

Potencia activa en kW y potencia reactiva en kvar;

Potencia aparente (S) en kVA y factor de potencia.

New load.Carga1 phases=3 model=5 bus=Barra1 \sim Kv=0.2 kW=20 kvar=16 conn=delta

OpenDSS tiene ocho tipos de modelos de carga que se describen a continuación: El primero, P y Q constantes; Impedancia constante; P constante y Q variable cuadráticamente según el motor; P varía linealmente y Q varía cuadráticamente (resistencia y motor); P y corriente constantes (carga tipo rectificador); P constante, que puede modificarse por la forma de la curva de carga, pero con la potencia reactiva (Q) fijada en su valor nominal; Similar al modelo anterior, pero variando la potencia reactiva con el cuadrado del voltaje; finalmente, Modelo ZIP. Si el voltaje está fuera de los límites predefinidos, todos los modelos anteriores se comportan como el modelo de impedancia constante, garantizando la convergencia del cálculo del flujo de potencia.

Parametro	Descripción
Bus1	Nombre del bus al que está conectada la carga.
phases	Número de fases
Conn	Tipo de conexión: estrella (wye) o triángulo (delta)
Model	Define cómo varía la carga con el voltaje.
kV	Tensión nominal
KVA	Potencia aparente nominal
kW	Potencia activa nominal
kVAR	Potencia reactiva nominal
Pf	factor de potencia
Daily	nombre de la curva de carga

Tabla 2.7: Parámetros del elemento Load.

Se muestra un ejemplo de una carga trifásica equilibrada conectada triángulo en el lenguaje de comandos OpenDSS.

• 5. Elemento generador

El elemento Generador se puede caracterizar en OpenDSS por su valor de potencia nominal, su factor de potencia, el voltaje de operación y el modelo utilizado, y también puede controlarse mediante una curva de despacho. Los principales modelos utilizados son: Potencia constante; Impedancia constante; Modelo el generador como una barra fotovoltaica; Potencia activa constante (P), que puede seguir un valor de una curva de despacho, y potencia reactiva fija Q; P constante y reactancia con valor fijo. P sigue la curva de despacho y Q se calculará para el valor de reactancia fijo; P constante limitada por la corriente.

Parametro	Descripción
Bus1	Nombre del bus al que está conectado el generador.
phases	Número de fases
Conn	Tipo de conexión: estrella (wye) o triángulo (delta)
Model	modelo de generador
kV	Tensión nominal
kW	potencia activa nominal
kVAR	potencia reactiva nominal
Pf	factor de potencia
maxkVAR	Valor máximo de potencia reactiva en kVAR. Para el modelo 3
minkVAR	Valor mínimo de potencia reactiva en kvar. Para el modelo 3

Tabla 2.8: Parámetros del elemento Generador.

Se muestra un código de ejemplo en OpenDSS para definir un generador con tensión 13,8 kV conectado al Bus A, potencia de 100 MW, modelo 3 y con potencia reactiva entre 1 y 50 Mvar.

New Generator. Generador bus=BarraA kV=13.2 kW=100000 model=3 \sim maxkvar=50000 minkvar=1000

 6. Elemento interruptor El elemento interruptor tiene básicamente dos estados operativos, el estado normalmente cerrado y el estado normalmente abierto. En OpenDSS un interruptor se puede representar de las siguientes maneras: Como una línea corta con valores de impedancia secuencial casi insignificantes; el parámetro Switch del elemento de línea; Usando el elemento Swtcontrol.

El modelo presenta una desventaja cuando se quiere controlar el estado operativo del interruptor. En este modelo es necesario definir una línea para cada estado de
conmutación (abierto y cerrado), además, en el modelo de interruptor abierto se debe definir una barra ficticia como terminal abierto. La representación de la clave como una línea corta se muestra a continuación:

Interruptor cerrado

New Line.Swcerrado phases=3 Bus1=BarraA bus2=BarraB \sim r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.00 x0=0.00 c1=0.00 c0=0.00 Length=0.001

Interruptor abierto

New Line.Swabierto phases=3 Bus1=BarraA bus2=BarraB-abierta \sim r1=1e-3 r0=1e-3 x1=0.00 x0=0.00 c1=0.00 c0=0.00 Length=0.001

Donde BarraB-abierto es una barra ficticia que no pertenece al circuito.

El modelo más apropiado para controlar el cambio de teclas es el modelo Swtcontrol. Desde allí se puede definir el tiempo de operación, el estado de operación normal, el elemento del circuito donde operará el interruptor, etc.

Parametro	Descripción
Action	Realiza el cambio de clave después del tiempo de retardo especificado.
Delay	Tiempo de actuación clave
Normal	Estado normal del interruptor (abierto o cerrado)
SwitchedObj	Elemento del circuito donde actuará el interruptor.
SwitchedTerm	Número de terminal del interruptor del elemento controlado

Tabla 2.9: Parámetros del elemento Swtcontrol.

Capítulo III:

Desarrollo de trabajo de investigación

En este capítulo se analiza el problema de RRD en un estado normal de operación, presentando primero la formulación del problema, junto con su función objetivo y restricciones. Para despues, mostrar los fundamentos del nuevo método basado en el HT-PSO, con el fin de solucionar el problema.

3.1. Formulación del Problema

3.1.1. Función objetivo

Los estudios de reconfiguración de las redes de distribución se basan en determinar el estado de los interruptores de seccionamiento e interconexión (cerrados/abiertos), con el objetivo de obtener una configuración topológica que mejor cumpla con la función objetivo, respetando las restricciones operativas del sistema.

Por lo tanto, el objetivo principal de esta tesis es obtener una configuración óptima para reducir las pérdidas del sistema activo, teniendo en cuenta algunas restricciones operativas, como el límite de tensión, el límite de corriente soportada por las lineas, el aislamiento de carga y la radialidad del sistema. La función objetivo relacionada con la minimización de pérdidas del sistema se describe como:

$$f(X) = \sum_{i=1}^{Nbr} R_i \cdot |I_i|^2$$
(3.1)

$$X = [Tie_1, Tie_2, ...Tie_{N_{Tie}}, Sw_1, Sw_2, ..., Sw_{N_{Tie}}]$$
(3.2)

Donde: R_i y I_i son la resistencia y la corriente de la iésima linea, respectivamente. N_{br} es el número de lineas. Por otro lado, X es el vector de variables de control. Tie_i es el estado del i-ésimo interruptor de enlace (0 = abierto y 1 = cerrado). Sw_i es el número del interruptor seccionalizador que forma un bucle con Tie_i . N_{Tie} es el número de interruptores [109]. Para la tarea crítica de cálculo del flujo de energía, este estudio utiliza el software OpenDSS, una herramienta probada en el campo del análisis de distribución de energía.

3.1.2. Restricciones de operación

Se consideran las siguientes restricciones de operación:

a. Límites de la línea de distribución:

$$\left|P_{ij}^{line}\right| < P_{ij,max}^{line} \tag{3.3}$$

Donde: P_{ij}^{line} y $P_{ij,max}^{line}$ son la potencia absoluta que fluye por las líneas de distribución y la potencia máxima transmitida entre los nodos i y j, respectivamente.

b. Ecuaciones de flujo de potencia:

$$P_i = \sum_{i=1}^{Nbus} V_i V_j V_{ij} cos(\Theta_{ij} - \delta_i + \delta_i)$$
(3.4)

$$Q_i = \sum_{i=1}^{Nbus} V_i V_j V_{ij} \cos(\Theta_{ij} - \delta_i + \delta_i)$$
(3.5)

Donde: P_i y Q_i son las potencias activa y reactiva inyectada en el iésimo bus. V_i y δ_i son la amplitud y el ángulo del voltaje en el iésimo bus, respectivamente. Y_{ij} y θ_{ij} son la amplitud y el ángulo de la admitancia de la linea entre los buses i-ésimo y j-ésimo.

c. Número máximo de interruptores :

La minimización del número de interruptores se puede modelar de la siguiente manera:

$$\sum_{i=1}^{N_s} |S_i - S_{oi}| \leqslant N_{interruptor} \tag{3.6}$$

donde S_i y $S_{o,i}$ son los estados nuevo y original del interruptor i, respectivamente. N_s es el número de interruptores. $N_{interruptores}$ es el número máximo de interruptores.

d. Límite de tensión del bus:

La tensión de la barra se puede describir de la siguiente manera:

$$V_{min} \le V_i \le V_{max} \tag{3.7}$$

Donde: V_{min} y V_{max} son los valores mínimo y máximo de voltajes de bus, respectivamente. Generalmente se trata de valores que pertenecen al rango de hasta el 5% para sobretensión y el 7% para caída de tensión.

e. Límites de alimentadores:

$$|I_{f,i}| \le I_{f,i}^{max} \tag{3.8}$$

Donde: $I_{f,i}$ y $I_{f,i}^{max}$ son la corriente y la corriente máxima del alimentador, respectivamente. $N_{alimentador}$ es el número de alimentadores. La corriente que circula en un determinado conductor no puede exceder el valor máximo de corriente permisible, de lo contrario provocará el calentamiento del conductor, aumentando las pérdidas en la red por efecto Joule y reduciendo su vida útil.

f. Estructura radial de la red:

La red de distribución debe mantener su estructura radial. Este diseño se basa en una única ruta de energía desde cualquier barra colectora hasta su subestación. Esta condición se puede lograr con la ayuda de los estados de apertura y cierre de los interruptores. La estructura radial asegura que no haya bucles en la red, y todas las cargas estén conectadas y energizadas por la subestación cumpliendo las ecuaciones:

$$M = N_{barras} - N_f \tag{3.9}$$

Donde: M es el número de lineas, N_{barras} es el número de barras y N_f es el número de fuentes.

$$N_{mallas} = N_{interruptores-de-interconexin} - M \tag{3.10}$$

 N_{mallas} = número total de mallas generadas al cerrar todas los interruptores de interconexión.

Cabe mencionar que, para garantizar que la estructura de la red sea radial, solo debe estar abierto un interruptor en cada malla [110].

3.2. Método propuesto: Optimización del Enjambre de Partículas Tangentes Hiperbólicas (HT-PSO)

La función tangente hiperbólico (HTF) se ha venido utilizando ampliamente como función de activación para redes neuronales artificiales (ANN) [111]. Tambien se ha adoptado recientemente como función de transferencia en algoritmos de enjambre inspirados en la naturaleza, como el algoritmo de enjambre de tunicados (TSA) [112]. Los parámetros ajustables de esta función la hacen adecuada para aplicaciones de optimización.

En la investigación de sistemas eléctricos, particularmente en la planificación de la expansión de redes de transmisión, los algoritmos heurísticos y metaheurísticos prevalecen debido a la naturaleza binaria de la toma de decisiones. Un enfoque novedoso en este dominio implica el ajuste de la pendiente con el HTF dentro del proceso de optimización, mejorando la generación de soluciones candidatas y de alta calidad. [113].

Asimismo, otras investigaciones como el trabajo de Y. lee [114], utiliza la funcion tangente hiperbólica y diferentes funciones acotadas para el Vmax en el método PSO, para controlar la exploración global de partículas. Sus resultados muestran que la Vmax acotada de la HTF proporciona resultados prometedores en comparación con la función sigmoidea.

Cabe mencionar y resaltar que el trabajo de Y. Lee [114], aborda el problema de clasificación y utiliza el algoritmo PSO, para entrenar las redes neuronales. Al clasificar el conjunto de datos de iris y cáncer según sus tablas los resultados fueron:

Cuando Vmax es limitado con la función sigmoide tiene una precisión en la clasificación de 99.51 %, pero si se utiliza la función tangente hiperbólica tiene una precisión 99.67 %. Todo esto para los datos de iris. Para los datos de Cáncer, la precisión cuando se usa la función sigmoide fue de 99.39 %, por otro lado, la función tangente hiperbólica tiene una precisión de 99.78 %. Finalmente, en ambos casos se observa que si se usa la función tangente hiperbólica la convergencia es más rápida.

Por lo expuesto, el método propuesto en esta tesis utiliza la función tangente hiperbólico para limitar entre 0 y 1 los valores de la tasa de cambio $V_{id}^{(t+1)}$, en vez de la función sigmoide usada en la literatura [2], [7], [8],[10],[12],[13],[14],[17],[21]. A su vez, se adicionara un parametro δ para modificar la acentuación de la curva. La acentuación de la curva controla la tasa de cambio $V_{id}^{(t+1)}$, haciendo eficiente el proceso de busqueda y mejorando la convergencia del proceso de búsqueda. Este nuevo método se denomina Optimización del Enjambre de Partículas Tangentes Hiperbólicas (HT-PSO).

La nueva función se presenta en las ecuaciones (3.11) y (3.12):

$$f(V_{id}^{(t+1)}) = dn * \left(\frac{1}{2}tanh(\delta * V_{id}^{(t+1)}) + \frac{1}{2}\right)$$

$$X_{id}^{(t+1)} = \begin{cases} S_{d1}, & \text{if } f(V_{id}^{(t+1)}) < 1 \\ S_{d2}, & \text{if } 1 < f(V_{id}^{(t+1)}) < 2 \\ \vdots \end{cases}$$

$$(3.11)$$

$$\begin{bmatrix} & \cdot & \\ & S_{dn}, & \text{if } (dn-1) < f(V_{id}^{(t+1)}) < dn \end{bmatrix}$$

El HTF introducido en el método HT-PSO exhibe una curva en forma de "S", similar a la función sigmoidea. Al añadir el parametro δ sigue manteniendo su comportamiento "S". Una comparación crítica entre el sigmoide y el HTF revela diferencias notables en su impacto en las capacidades de exploración del algoritmo.

Para la función sigmoidea, como se muestra en la Figura 3.1, valores más pequeños de β dan como resultado una tasa de cambio restringida, que generalmente oscila entre [0,14 y 0,88]. Esta restricción limita el rango de probabilidades de $V_{id}^{(t+1)}$, impidiendo potencialmente una exploración efectiva. Por el contrario, el HTF, que se muestra en la Figura 3.2, mantiene un rango de probabilidad entre [0,0-1,0] incluso con valores más pequeños de δ . Este rango ampliado mejora la capacidad de exploración del algoritmo y aumenta la probabilidad de que X_{id} asuma nuevos valores, mejorando así la búsqueda de soluciones óptimas. Estas diferencias se ilustran en las Figuras 3.1, 3.2.



Figura 3.1: Comportamiento de funciones con diferentes valores de β

El rango de probabilidad más amplio del HTF subraya su superioridad para garantizar una exploración integral dentro del marco HT-PSO. Esta característica lo convierte en una opción más sólida y eficiente para abordar problemas de optimización complejos.



Figura 3.2: Comportamiento de funciones con diferentes valores de δ

El parámetro δ en el método HT-PSO es fundamental para optimizar el comportamiento de la función. Para determinar el valor óptimo de δ , se utiliza un algoritmo que se enfoca en minimizar la suma de mínimos cuadrados entre los puntos de datos generados por la función HT-PSO, definida en la ecuación (3.11), y un modelo lineal estándar, cuya ecuación se presenta en (3.13). Este proceso de minimización se ejecuta dentro de cada espacio selectivo S_{dn} , asegurando que δ esté ajustado a la dinámica específica de cada espacio. El valor δ es determinado por la ecuación (3.14).

$$f(x) = \frac{x}{2} + \frac{dn}{2}$$
(3.13)

Donde: -dn < x < dn

$$S_{\delta} = Min \sum [f(x) - f(V_{id}^{(t+1)})]^2$$
(3.14)

El algoritmo óptimo δ encuentra y evalúa cada curva HT-PSO con diferentes acentuación debido a valores de δ . El resultado será la curva HT-PSO que tiene un valor mínimo de S_{δ} .

Figura 3.3



Figura 3.3: Método para determinar el δ óptimo

El parámetro δ juega un papel crítico en el método HT-PSO, particularmente en la determinación del alcance de la exploración de nuevos valores dentro de cada espacio selectivo de la malla, definido por el número de interruptores. Los valores óptimos de δ están determinados por el algoritmo para varios espacios selectivos S_{dn} , lo que refleja cómo este parámetro influye en el proceso de búsqueda en diferentes escenarios. La tabla 3.1 presenta los valores δ óptimos obtenidos para diferentes espacios selectivos S_{dn} :

Tabla 3.1: Valores óptimos de δ .

Espacio de búsqueda (S_{dn})	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Optimo δ	1	0.6	0.4	0.3	0.25	0.2	0.2	0.15	0.15	0.15	0.1	0.1	0.1

Los datos presentados en la Tabla 3.1 aclaran una tendencia interesante con respecto a

los valores de δ relacionados con el tamaño de los espacios selectivos S_{dn} en el método HT-PSO. Se observa que los valores de δ tienden a disminuir a medida que aumenta el tamaño del espacio selectivo S_{dn} , con un umbral mínimo fijado en 0,1. Esta tendencia sugiere que valores más pequeños de δ son más efectivos en espacios selectivos más grandes.

Este fenómeno se puede atribuir a la mayor probabilidad de que la variable X_{id} adopte nuevos valores en espacios selectivos más grandes cuando δ es más pequeño. Esta configuración es ventajosa en escenarios donde existe una amplia gama de soluciones potenciales, ya que mejora las capacidades de exploración del algoritmo HT-PSO en estos extensos espacios selectivos.

3.3. Aplicación de Optimización del Enjambre de Partículas Tangentes Hiperbólicas (HT-PSO) en Reconfiguración de redes de distribución (RRD)

La selección de la configuración óptima para el problema de reconfiguración de redes de distribución se realiza mediante el método HT-PSO propuesto en este tesis. El algoritmo HT-PSO se aplica en el proceso DNR de la siguiente manera:

- Se declaran los datos de entrada, configuración de red (datos de línea), límites de peso inercial (Wmin, Wmax), parámetros de aprendizaje social y cognitivo (C1, C2), número máximo de iteraciones (N_{iter}), población de partículas (m) y límites de búsqueda (Vmax, Vmin).
- 2. Se declara los espacios de búsqueda (S_{dn}) y dimensiones (dn). El espacio de búsqueda comprende ramas que forman parte de una malla, mientras que dn representa el número de mallas.
- 3. Se determina el δ óptimo con el algoritmo implementado en base a dn y la minimización de suma de mínimos cuadrados.
- 4. Se genera aleatoriamente la poblacion inicial y velocidades, tambien P_{id} y P_{gd} .
- 5. Incrementar el recuento de iteraciones: iter = iter + 1
- Actualiza el coeficiente de peso de inercia, velocidad y posición utilizando las ecuaciones de , (2.15), (2.16), (3.11), and (3.12) respectivamente.
- Calculo de la función de aptitud o fitness para cada partícula mediante cálculos de flujo de carga, que se realizan con la herramienta OpenDSS..
- 8. Se aplica las restricciones de las ecuaciones (3.3)-(3.10). Si no está satisfecho, regrese al paso 6; si está satisfecho, continúe con el paso 9.
- 9. Actualice P_{id} y P_{gd} con nuevos valores.
- El criterio de parada sera cuando el número de iteraciones alcanza el valor máximo, si no son satisfechos, vaya al paso 5.

11. Muestra los resultados..

El diagrama de flujo completo del algoritmo HT-PSO en DNR se presenta en la Figura 3.4.



Figura 3.4: Diagrama de flujo del método propuesto HT-PSO.

Una característica importante del método es que solo se abre un interruptor en cada malla (dimensión), asegurando que todas las topologías elegidas obedezcan la restricción de radialidad del sistema.

3.4. Análisis de los datos y resultados

3.4.1. Simulación y resultados

El método HT-PSO se implementó para abordar los desafíos de DNR dentro de los sistemas de distribución de 33 y 94 buses ampliamente evaluados. El algoritmo HT-PSO se desarrolló usando Python, facilitado a través del entorno Visual Studio Code, con OpenDSS Software que sirve como interfaz para ejecutar cálculos de flujo de potencia. La configuración de los parámetros de implementación de HT-PSO se eligió meticulosamente basándose en fuentes autorizadas dentro del campo: ambos factores de aprendizaje cognitivo, C_1 y C_2 , se establecieron en 2 según lo recomendado por Kennedy [100], mientras que los límites de peso inercial se designaron como $W_{mín} = 0.5$ y $W_{máx} = 0.9$, siguiendo la guía de Pegado [8] para sistemas de distribución radial. Estas configuraciones de parámetros se consideran óptimas dentro de la literatura existente, lo que garantiza que el enfoque HT-PSO se alinee con las mejores prácticas para resolver problemas de DNR.

Por otro lado, para garantizar la equidad de los experimentos comparativos entre los cinco métodos evaluados: HT-PSO, IS-BPSO [8], SPSO [27], N.H.A. Rahman [28] y J.Dong [29], tabla 3.2: nos adherimos a un marco experimental consistente. Todos los métodos se implementaron dentro del mismo entorno de software (Python en Visual Studio Code), utilizando una interfaz idéntica para los cálculos de flujo de energía facilitados por OpenDSS. Para mantener la comparabilidad, los experimentos se estandarizaron en términos de número de iteraciones y tamaños de partículas entre los diferentes métodos. En concreto, para las pruebas del sistema de 33 autobuses se empleó un máximo de 40 iteraciones con un recuento de partículas de 30, mientras que para las pruebas del sistema de 94 autobuses se ajustaron los parámetros a un máximo de 60 iteraciones y un recuento de partículas de 60. Esta coherencia en la configuración experimental garantiza que el análisis comparativo de los métodos se realice de forma equitativa, lo que permite una evaluación justa de sus respectivos desempeños.

Método	Funciones
HT-PSO	$f(V_{id}^{(t+1)}) = dn * (\frac{1}{2}tanh(\delta * V_{id}^{(t+1)}) + \frac{1}{2})$
IS-BPSO [8]	$f(V_{id}^{(t+1)}) = dn * \frac{1}{1 + e^{-\beta(V_{id}^{(t+1)})}}$
SPSO [27]	$Sigm(V_{id}^{(t+1)}) = \frac{1}{1+e^{-V_{id}^{(t+1)}}}$
N.H.A. Rahman [28]	$f(V_{id}) = dn * 2 * \left(\frac{1}{1 + e^{-Vi}} - 0, 5\right)$
J.Dong [29]	$f(V_{id}) = dn * (\frac{e^{2*V_{id}} - 1}{e^{2*V_{id}} + 1})$

Tabla 3.2: Métodos y funciones

3.4.2. Caso de estudio I: Sistema de 33 barras

El primer estudio de caso involucra el sistema de 33 autobuses propuesto por E. Baran y F. Wu en 1989 [115]. Este sistema consta de 33 barras, 32 líneas fijas, 5 líneas conmutables y ninguna unidad de compensación reactiva. Para el caso de estudio [8] se consideraron cinco mallas con 32 interruptores cerrados (s1 a s32) y 5 interruptores abiertos (s33, s34, s35, s36, s37). El diagrama unifilar de este sistema se muestra en la Figura 3.5. Las condiciones iniciales incluyen una carga activa total de 3.715 kW, una carga reactiva de 2.300 kvar y unas pérdidas totales del sistema de 202,67 kW. El número máximo de iteraciones para las pruebas del sistema se estableció en 40 y el número de partículas utilizadas fue 30.



Figura 3.5: Diagrama unifilar del caso de estudio I: Sistema de distribución 33 barras.

En la literatura, la solución óptima para este caso implicaba abrir los interruptores S7, S9, S14, S32 y S37 [8] [116]. El método HT-PSO propuesto encontró con éxito esta solución óptima, lo que resultó en una pérdida activa mínima de 139,32 kW. Se realizaron simulaciones para comparar el rendimiento computacional y la eficiencia del método propuesto con otros enfoques, como se resume en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Comparación de los resultados del estudio de caso I, para diferentes métodos en 100 ensayos.

Método	Solución Global	Desviación Estándar	Mejor Solu	ción	Peor Solución		
			Pérdidas Switches Abiertos		Pérdidas	Switches Abjertos	
			(kW)	Switches Ablertos	(kW)	Switches Ableitos	
HT-PSO (Optimo δ)	100	0	139.32	7-9-14-32-37	139.32	7-9-14-32-37	
IS-BPSO (β = 0.5) [8]	100	0	139.32	7-9-14-32-37	139.32	7-9-14-32-37	
SPSO [27]	73	1.302	139.32	7-9-14-32-37	144.36	7-10-13-32-37	
N.H.A. Rahman [28]	30	1.676	139.32	7-9-14-32-37	142.86	7-9-13-32-37	
J.Dong [29]	20	1.605	139.32	7-9-14-32-37	142.86	7-9-13-32-37	

La tabla 3.3 muestra que utilizando el método HT-PSO propuesto y el método IS-BPSO (Cabe resaltar que con el método IS-BPSO se tiene que realizar pruebas para diferentes valores de β que van de 0.1 a 2.0 en cien ensayos aleatorios [8]. Estas pruebas hacen que el proceso para encontrar la mejor solución demore 10 veces más que el HT-PSO), se obtiene la mejor solución en todas las pruebas (desviación estándar igual a 0), y al mismo tiempo, mejores características de convergencia con respecto a las demás métodos implementados. El uso de la función tangente hiperbólica y el parámetro δ hace que el método propuesto sea más eficiente que los demás (Superior al IS-BPSO por el algoritmo implementado para encontrar del valor de δ optimo sin necesidad de realizar pruebas. Ver figura 3.3), lo que lleva a la repetibilidad de los resultados y la convergencia en unas pocas iteraciones Figura 3.6, 3.7.



Figura 3.6: Convergencia de métodos para el caso de estudio I (Mejores resultados): Sistema de 33 barras

En la Figura 3.6, la solución óptima se logra en la iteración 7 usando HT-PSO, mientras que el método IS-BPSO [8] y SPSO [27] convergen en las iteraciones 11 y 20, respectivamente.

Se observa tambien en la Figura 3.6 que los algoritmos de Rahman [28] y Dong [29] no logran la convergencia hacia la solución óptima.

Fianlemente, al analizar la Figura 3.6 de mejores soluciones, es evidente que el método HT-PSO propuesto muestra una convergencia superior en comparación con los otros métodos al considerar un máximo de 100 iteraciones.



Figura 3.7: Convergencia de métodos para el caso de estudio I (Peores resultados): Sistema de 33 barras

En la Figura 3.7, la solución óptima se obtiene en 10 iteraciones usando HT-PSO, 13 iteraciones usando IS-BPSO [8] y 38 iteraciones usando SPSO[27].

En particular, las Figura 3.7 también demuestran que los algoritmos de Rahman [28] y Dong [29] no logran la convergencia hacia la solución óptima.

Las Figura 3.7 de peores resultados, muestra que el método HT-PSO propuesto tiene una convergencia superior en comparación con los otros métodos al considerar un máximo de 100 iteraciones.

3.4.3. Caso de estudio II: Sistema de 94 barras

Para el segundo caso de estudio se utilizo el sistema de 94 nodos con los datos de la lineas y barras publicadas por Ching-Tzong Su [117]. El sistema es trifásico de 11,4 kV, consta de 11 alimentadores, 83 interruptores normalmente cerrados y 13 interruptores normalmente abiertos, Figure 3.7. Las restricciones de voltaje son Vmax=11.97 kV y Vmin=10.83 kW. Las pérdidas activas totales calculadas antes de la reconfiguración son 531.99 kW[117]. Para las pruebas del sistema se utilizo como número maximo de iteraciones 60 y número de particulas 60.



Figura 3.8: Diagrama unifilar del caso de estudio II: Sistema de distribución 94 barras.

En la literatura existente, la configuración de solución óptima implicaba abrir los interruptores 55, 7, 86, 72, 13, 89, 90, 83, 92, 39, 34, 42 y 62 [8]. El método HT-PSO propuesto identificó con éxito esta configuración óptima, lo que resultó en una pérdida activa mínima de 470,95 kW. Se realizaron simulaciones comparativas para evaluar el rendimiento y la eficiencia del método propuesto, junto con otros métodos existentes, como se resume en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Comparación entre los resultados del caso de estudio II, para diferentes métodos en 100 ensayos

Método	Solución	Desviación	Solución					
	Global	Estándar						
				Switches Abiertos	Pérdidas			
					(kW)			
HT-PSO (Optimo $\delta)$	100	0	Mejor	55-7-86-72-13-89-90-83-92-39-34-42-62	470.95			
			Peor	55-7-86-72-13-89-90-83-92-39-34-42-62	470.95			
IS-BPSO (β = 0.8) [8]	96	2.307	Mejor	55 - 7 - 86 - 72 - 13 - 89 - 90 - 83 - 92 - 39 - 34 - 42 - 62	470.95			
			Peor	55-7-86-87-13-89-90-83-32-29-34-42-62	481.05			
SPSO [27]	73	4.491	Mejor	55-7-86-72-13-89-90-83-92-39-34-42-62	470.95			
			Peor	55-7-86-87-13-89-90-83-32-37-34-42-62	482.74			
N.H.A. Rahman [28]	0	15.17	Mejor	55 - 7 - 86 - 87 - 88 - 89 - 90 - 91 - 32 - 35 - 34 - 41 - 61	487.75			
			Peor	55-6-86-87-88-89-90-82-32-35-34-41-61	509.13			

La tabla 3.4 ilustra que el método HT-PSO recientemente propuesto ofrece consistentemente la mejor solución en todas las pruebas, caracterizada por una desviación estándar de 0. El método IS-BPSO [8], sigue como la segunda mejor solución con una desviación estándar de 2.307, mientras que el método SPSO [27], ocupa el tercer lugar con una desviación estándar de 4,49. Por el contrario, el algoritmo de N.H.A. Rahman [28] no logra converger al resultado óptimo en todos los escenarios probados. Como resultado, el método HT-PSO demuestra características de convergencia superiores en comparación con los otros métodos implementados, Ver Figura 3.9, 3.10.



Figura 3.9: Convergencia de métodos para el caso de estudio II (Mejores resultados): Sistema de 94 barras.

En la Figura 3.9, la solución óptima se logra en la iteración 18 usando HT-PSO, mientras que el método IS-BPSO [8] y SPSO [27] convergen en las iteraciones 25 y 32, respectivamente.

Se observa tambien en la Figura 3.9 que el algoritmo de Rahman [28] no logran la convergencia hacia la solución óptima.

Fianlemente, al analizar la Figura 3.9 de mejores soluciones, es evidente que el método HT-PSO propuesto muestra una convergencia superior en comparación con los otros métodos al considerar un máximo de 100 iteraciones.



Figura 3.10: Convergencia de métodos para el caso de estudio II (Peores resultados): Sistema de 94 barras.

En la Figura 3.10, la solución óptima se obtiene en 25 iteraciones usando HT-PSO, 30 iteraciones usando IS-BPSO [8] y 38 iteraciones usando SPSO[27].

En particular, las Figura 3.10 también demuestran que el algoritmo de Rahman [28] no logra la convergencia hacia la solución óptima.

Las Figura 3.10 de peores resultados, muestra que el método HT-PSO propuesto tiene una convergencia superior en comparación con los otros métodos al considerar un máximo de 100 iteraciones.

Capítulo IV: Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo, se exponen las conclusiones extraídas tras analizar el grado de cumplimiento de los objetivos establecidos en el marco de este proyecto de investigación doctoral. Asimismo, se profundiza las implicaciones que se desprenden de los resultados obtenidos, los cuales han sido analizados desde un enfoque riguroso y sistemático, también se destacan algunas de las posibles líneas futuras de investigación, explorando así su potencial para ampliar el conocimiento en la materia tratada. En este sentido, se proporciona una visión global de los resultados obtenidos y su impacto, así como una orientación clara y precisa sobre las áreas de conocimiento que podrían verse beneficiadas con la continuación de esta investigación.

4.1. Conclusiones generales de la investigación

Esta tesis presenta el desarrollo de un nuevo método llamadado Optimización del Enjambre de Partículas Tangentes Hiperbólicas (HT-PSO) para la reconfiguración de redes de distribución utilizando los rescursos del software OpenDSS. El HT-PSO es un enfoque novedoso que emplea la Función Tangente Hiperbolica (HTF) para restringir la tasa de cambio $V_{id}^{(t+1)}$ dentro del rango [0.0 - 1.0], cambiando la función sigmoidea de uso común en la literatura técnica. Esta modificación mejora la probabilidad de que X_{id} asuma nuevos valores, facilitando una mayor exploración dentro del espacio de búsqueda. El uso de esta herramienta redujo el número de iteraciones necesarias para obtener la solución global de los sistemas y aumento la velocidad de convergencia.

Además, se adicióna un parámetro δ con el objetivo de controlar y ajustar la acentuación de la curva de la tasa de cambio, lo que resulta en una mejor exploración del espacio de búsqueda, asi acelera el descubrimiento de soluciones óptimas y reduce las pérdidas de potencia activa. Se desarrolló un algoritmo para determinar el valor óptimo de δ basado en la suma de mínimos cuadrados, eliminando la necesidad de pruebas exhaustivas. El uso de los recursos del software OpenDSS permite aplicar el algoritmo de reconfiguración a sistemas de distribucion de gran tamaño, sin mucho esfuerzo computacional para ejecutar cálculos de flujo de potencia. Por otro lado, la implementación de los algoritmos utilizados en Python, facilitado a través del entorno Visual Studio Code, permitieron identificar la topología de red de distribución con pérdidas de energía mínimas considerando las restricciones operacionales.

Los resultados de la simulación en redes de distribución de 33 y 94 buses demuestran que el método HT-PSO minimiza efectivamente las pérdidas de energía activa. En comparación con los métodos existentes en la literatura basados en PSO y variaciones donde se proponen funciones para la tasa de cambio de valores, HT-PSO exhibe capacidades de exploración superiores, convergencia de población y reduce el número de iteraciones requeridas para obtener soluciones óptimas.

4.2. Recomendación y líneas futuras de investigación

Esta sección de la tesis presentara ideas para trabajos futuros.

Respecto a la mejora de la metodología HT-PSO:

- Para trabajos futuro, se investigara nuevas funciones para mejorar el modelo que ajusta los límites de Peso Inercial (*Wmin*, *Wmax*). Debido a que este parámetro influye en la efectividad del método.
- Por otro lado, otro parámetro importante que puede influir en la efectividad del método HT-PSO, son los coeficientes de aprendizaje cognitivo. Por lo que, se buscará nuevas funciones para ajustar los parámetros de aprendizaje cognitivo (C1, C2).

Respecto a la ampliación y las tendencias futuras en la literatura técnica:

- La tendencia en los artículos publicados desde 2022, indica que la investigación futura se concentrara en la reconfiguración dinámica. Por lo tanto, para investigaciones futuras, se buscará implementar y adquirir datos de sistemas dinámicos, para poder probar el algoritmo HT-PSO que funciono efectivamente en un sistema estático.
- Según la literatura, el enfoque o metodología para resolver el problema de reconfiguración de redes de distribución se centrará en el futuro en la implementación de

algoritmos híbridos, también en métodos de aprendizaje automático. Por lo tanto, para trabajos futuros se planteará combinar la metodología HT-PSO con otros algoritmos metaheurísticos, como Algoritmos genéticos para procedimientos específicos.

 Respecto a los desafíos futuros, las investigaciones en 2023, integran la reconfiguración dinámica con la integración de sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos y generación distribuida de cualquier tipo. En un futuro se trabajará con todos estos sistemas integrados a los sistemas de distribución.

Por lo tanto, para un futuro, se planteará integrar el método HT-PSO, primero con un sistema estático, que integre sistemas de almacenamiento y generación distribuida de cualquier tipo. Segundo, Se buscará implementar un sistema dinámico, con baterías y generación distribuida

Bibliografía

- Milad Rahimipour Behbahani, Alireza Jalilian, Alireza Bahmanyar, and Damien Ernst. Comprehensive review on static and dynamic distribution network reconfiguration methodologies. *IEEE Access*, 12:9510–9525, 2024.
- [2] Cassio Gerez, Lindenberg I. Silva, Edmarcio A. Belati, Alfeu J. Sguarezi Filho, and Eduardo C. M. Costa. Distribution network reconfiguration using selective firefly algorithm and a load flow analysis criterion for reducing the search space. *IEEE Access*, 7:67874–67888, 2019.
- [3] Ahmed M. Helmi, Raffaele Carli, Mariagrazia Dotoli, and Haitham S. Ramadan. Efficient and sustainable reconfiguration of distribution networks via metaheuristic optimization. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, 19(1):82–98, 2022.
- [4] A Rezaee Jordehi. Optimisation of electric distribution systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 51:1088–1100, 2015.
- [5] Sivkumar Mishra, Debapriya Das, and Subrata Paul. A comprehensive review on power distribution network reconfiguration. *Energy Systems*, 8:227–284, 2017.
- [6] Yinghao Shan, Jiefeng Hu, and Huashan Liu. A holistic power management strategy of microgrids based on model predictive control and particle swarm optimization. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 18(8):5115–5126, 2022.
- [7] Yinghao Shan, Liqian Ma, and Xiangkai Yu. Hierarchical control and economic optimization of microgrids considering the randomness of power generation and load demand. *Energies*, 16(14), 2023.
- [8] Raoni Pegado, Zocimo Naupari, Yuri Molina, and Carlos Castillo. Radial distribution network reconfiguration for power losses reduction based on improved selective bpso. *Electric Power Systems Research*, 169:206–213, 2019.
- [9] Thuan Thanh Nguyen, Thang Trung Nguyen, and Ngoc Au Nguyen. Optimal network

reconfiguration to reduce power loss using an initial searching point for continuous genetic algorithm. *Complexity*, 2020, 2020.

- [10] Lindenberg I Silva, Edmarcio A Belati, Cassio Gerez, and Ivo C Silva Junior. Reduced search space combined with particle swarm optimization for distribution system reconfiguration. *Electrical Engineering*, 103(2):1127–1139, 2021.
- [11] Thuan Thanh Nguyen, Thang Trung Nguyen, and Bac Le. Optimization of electric distribution network configuration for power loss reduction based on enhanced binary cuckoo search algorithm. *Computers Electrical Engineering*, 90:106893, 2021.
- [12] Yanmin Wu, Jiaqi Liu, Lu Wang, Yanjun An, and Xiaofeng Zhang. Distribution network reconfiguration using chaotic particle swarm chicken swarm fusion optimization algorithm. *Energies*, 16(20), 2023.
- [13] Xin Li, Mingyang Li, Moduo Yu, and Qinqin Fan. Fault reconfiguration in distribution networks based on improved discrete multimodal multi-objective particle swarm optimization algorithm. *Biomimetics*, 8(5), 2023.
- [14] Abdulaziz Alanazi and Tarek I. Alanazi. Multi-objective framework for optimal placement of distributed generations and switches in reconfigurable distribution networks: An improved particle swarm optimization approach. *Sustainability*, 15(11), 2023.
- [15] Rahim Fathi, Behrouz Tousi, and Sadjad Galvani. Allocation of renewable resources with radial distribution network reconfiguration using improved salp swarm algorithm. *Applied Soft Computing*, 132:109828, 2023.
- [16] Ali Azizi, Behrooz Vahidi, and Amin Foroughi Nematollahi. Reconfiguration of active distribution networks equipped with soft open points considering protection constraints. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 11(1):212–222, 2023.
- [17] Shuainan Hou and Wu Zhu. Dynamic reconfiguration method of photovoltaic array based on improved hpso combined with coefficient of variation. *Electronics*, 12(12), 2023.
- [18] Giovanny Andrés Diaz Vargas, Darin Jairo Mosquera, and Edwin Rivas Trujillo. Optimization of topological reconfiguration in electric power systems using genetic algo-

rithm and nonlinear programming with discontinuous derivatives. *Electronics*, 13(3), 2024.

- [19] Amirreza Naderipour, Aldrin Abdullah, Massoomeh Hedayati Marzbali, and Saber Arabi Nowdeh. An improved corona-virus herd immunity optimizer algorithm for network reconfiguration based on fuzzy multi-criteria approach. *Expert Systems with Applications*, 187:115914, 2022.
- [20] Hong-Jiang Wang, Jeng-Shyang Pan, Trong-The Nguyen, and Shaowei Weng. Distribution network reconfiguration with distributed generation based on parallel slime mould algorithm. *Energy*, 244:123011, 2022.
- [21] Amin Bemani, Qingang Xiong, Alireza Baghban, Sajjad Habibzadeh, Amir H Mohammadi, and Mohammad Hossein Doranehgard. Modeling of cetane number of biodiesel from fatty acid methyl ester (fame) information using ga-, pso-, and hgapso-lssvm models. *Renewable Energy*, 150:924–934, 2020.
- [22] Janmenjoy Nayak, H Swapnarekha, Bighnaraj Naik, Gaurav Dhiman, and S Vimal. 25 years of particle swarm optimization: Flourishing voyage of two decades. Archives of Computational Methods in Engineering, 30(3):1663–1725, 2023.
- [23] Abdullah Khan, Hashim Hizam, Noor Izzri bin Abdul Wahab, and Mohammad Lutfi Othman. Optimal power flow using hybrid firefly and particle swarm optimization algorithm. *Plos one*, 15(8):e0235668, 2020.
- [24] OM Oyewola, MO Petinrin, MJ Labiran, and T Bello-Ochende. Thermodynamic optimisation of solar thermal brayton cycle models and heat exchangers using particle swarm algorithm. Ain Shams Engineering Journal, 14(4):101951, 2023.
- [25] Son Duy Dao. A note on the popularity of stochastic optimization algorithms in different fields: A quantitative analysis from 2007 to 2017. arXiv preprint arXiv:1907.01453, 2019.
- [26] V Haji Haji and Concepción A Monje. Fractional order fuzzy-pid control of a combined cycle power plant using particle swarm optimization algorithm with an improved dynamic parameters selection. *Applied soft computing*, 58:256–264, 2017.

- [27] T. Khalil and Alexander Gorpinich. Tamer m. khalil and alexander v. gorpinich, "selective particle swarm optimization", international journal of multidisciplinary sciences and engineering (ijmse), vol. 3, no. 4, pp.1-4, april 2012. International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering (IJMSE), 3:2045–7057, 04 2012.
- [28] Nadia Hanis Abd Rahman and Ahmed Faheem Zobaa. Integrated mutation strategy with modified binary pso algorithm for optimal pmus placement. *IEEE Transactions* on Industrial Informatics, 13(6):3124–3133, 2017.
- [29] Jian Dong, Qianqian Li, and Lianwen Deng. Design of fragment-type antenna structure using an improved bpso. *IEEE Transactions on Antennas and Propagation*, 66(2):564– 571, 2017.
- [30] Universiteit Leiden. Visualizing scientific landscapes vosviewer. Disponible en https://www.vosviewer.com/, 2024.
- [31] Scopus. Disponible en https://www.scopus.com/. Reconfiguration of Distribution Networks, 2024.
- [32] H. MERLIN, A.; BACK. Search for a minimum-loss operating spanning tree configuration for an urban power distribution system. 5th Power System Computation Conference, Cambridge, England,, 1(1):1–18, 1975.
- [33] CA Castro Jr and AL Morelato França. Automatic power distribution reconfiguration algorithm including operating constraints. *IFAC Proceedings Volumes*, 18(7):155–160, 1985.
- [34] Seyhan Civanlar, JJ Grainger, Ho Yin, and SSH Lee. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3(3):1217–1223, 1988.
- [35] Mesut E Baran and F Felix. Wu 'network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing', presented at ieee. *PES*, pages 24–29, 1988.
- [36] Dariush Shirmohammadi and H Wayne Hong. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2):1492–1498, 1989.

- [37] H.-D. Chiang and R. Jean-Jumeau. Optimal network reconfigurations in distribution systems. i. a new formulation and a solution methodology. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 5(4):1902–1909, 1990.
- [38] TP Wagner, AY Chikhani, and R Hackam. Feeder reconfiguration for loss reduction: an application of distribution automation. *IEEE transactions on power Delivery*, 6(4):1922–1933, 1991.
- [39] S.K. Goswami and S.K. Basu. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 7(3):1484–1491, 1992.
- [40] 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, 7(3):1044–1051, 1992.
- [41] H. Kim, Y. Ko, and K.-H. Jung. Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(3):1356–1366, 1993.
- [42] Hong-Chan Chang and Cheng-Chien Kuo. Network reconfiguration in distribution systems using simulated annealing. *Electric Power Systems Research*, 29(3):227–238, 1994.
- [43] Ji-Yuan Fan, Lan Zhang, and J.D. McDonald. Distribution network reconfiguration: single loop optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(3):1643–1647, 1996.
- [44] Jin-Cheng Wang, Hsiao-Dong Chiang, and G.R. Darling. An efficient algorithm for real-time network reconfiguration in large scale unbalanced distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1):511–517, 1996.
- [45] YH Song, GS Wang, AT Johns, and PY Wang. Distribution network reconfiguration for loss reduction using fuzzy controlled evolutionary programming. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 144(4):345–350, 1997.
- [46] R. Taleski and D. Rajicic. Distribution network reconfiguration for energy loss reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1):398–406, 1997.

- [47] Whei-Min Lin and Hong-Chan Chin. A new approach for distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13(3):870–875, 1998.
- [48] M.A. Kashem, G.B. Jasmon, A. Mohamed, and M. Moghavvemi. Artificial neural network approach to network reconfiguration for loss minimization in distribution networks. *International Journal of Electrical Power*, *Energy Systems*, 20(4):247–258, 1998.
- [49] T.E. McDermott, I. Drezga, and R.P. Broadwater. A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2):478–483, 1999.
- [50] A.B. Morton and I.M.Y. Mareels. An efficient brute-force solution to the network reconfiguration problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15(3):996–1000, 2000.
- [51] M.A Kashem, G.B Jasmon, and V Ganapathy. A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization. *International Journal of Electrical Power*, *Energy Systems*, 22(4):269–276, 2000.
- [52] MA Kashem, V Ganapathy, and GB Jasmon. A geometrical approach for network reconfiguration based loss minimization in distribution systems. *International journal* of electrical power & energy systems, 23(4):295–304, 2001.
- [53] J.Z. Zhu. Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, 62(1):37–42, 2002.
- [54] Young-Jae Jeon, Jae-Chul Kim, Jin-O Kim, Joong-Rin Shin, and K.Y. Lee. An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(4):1070–1078, 2002.
- [55] T. Asakura, T. Genji, T. Yura, N. Hayashi, and Y. Fukuyama. Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration and generation of construction plans. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(3):1196–1204, 2003.
- [56] Xiaoling Jin, Jianguo Zhao, Ying Sun, Kejun Li, and Boqin Zhang. Distribution network reconfiguration for load balancing using binary particle swarm optimization. In 2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004., volume 1, pages 507–510 Vol.1, 2004.

- [57] M.E. de Oliveira, L.F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, and J.R.S. Mantovani. Network reconfiguration and loss allocation for distribution systems with distributed generation. In 2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (IEEE Cat. No. 04EX956), pages 206–211, 2004.
- [58] KK Li, TS Chung, GJ Chen, and GQ Tang. A tabu search approach to distribution network reconfiguration for loss reduction. *Electric Power Components and Systems*, 32(6):571–585, 2004.
- [59] D. Das. A fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(1):202–209, 2006.
- [60] Ching-Tzong Su, Chung-Fu Chang, and Ji-Pyng Chiou. Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm. *Electric Power Systems Research*, 75(2):190–199, 2005.
- [61] N.C. Sahoo and K. Prasad. A fuzzy genetic approach for network reconfiguration to enhance voltage stability in radial distribution systems. *Energy Conversion and Management*, 47(18):3288–3306, 2006.
- [62] J. S. Savier and Debapriya Das. Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4):2473–2480, 2007.
- [63] Edgar Manuel Carreno, RubÉn Romero, and Antonio Padilha-Feltrin. An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(4):1542–1551, 2008.
- [64] Zhenkun Li, Xingying Chen, Kun Yu, Yi Sun, and Haoming Liu. A hybrid particle swarm optimization approach for distribution network reconfiguration problem. In 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pages 1–7, 2008.
- [65] D.P. Bernardon, V.J. Garcia, A.S.Q. Ferreira, and L.N. Canha. Electric distribution network reconfiguration based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. *Electric Power Systems Research*, 79(10):1400–1407, 2009.

- [66] Rayapudi Srinivasa Rao, Sadhu Venkata Lakshmi Narasimham, Manyala Ramalinga Raju, and A. Srinivasa Rao. Optimal network reconfiguration of large-scale distribution system using harmony search algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3):1080–1088, 2011.
- [67] Yuan-Kang Wu, Ching-Yin Lee, Le-Chang Liu, and Shao-Hong Tsai. Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators. *IEEE Transactions* on Power Delivery, 25(3):1678–1685, 2010.
- [68] Anil Swarnkar, Nikhil Gupta, and K.R. Niazi. A novel codification for meta-heuristic techniques used in distribution network reconfiguration. *Electric Power Systems Research*, 81(7):1619–1626, 2011.
- [69] R. Srinivasa Rao, K. Ravindra, K. Satish, and S. V. L. Narasimham. Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):317–325, 2013.
- [70] Rabih A. Jabr, Ravindra Singh, and Bikash C. Pal. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):1106–1115, 2012.
- [71] Peng Zhang, Wenyuan Li, and Shouxiang Wang. Reliability-oriented distribution network reconfiguration considering uncertainties of data by interval analysis. *Internatio*nal Journal of Electrical Power, Energy Systems, 34(1):138–144, 2012.
- [72] Mohammad-Reza Andervazh, Javad Olamaei, and Mahmoud-Reza Haghifam. Adaptive multi-objective distribution network reconfiguration using multi-objective discrete particles swarm optimisation algorithm and graph theory. *IET Generation, Transmis*sion & Distribution, 7(12):1367–1382, 2013.
- [73] A. Mohamed Imran, M. Kowsalya, and D.P. Kothari. A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks. *International Journal of Electrical Power*, *Energy Systems*, 63:461–472, 2014.
- [74] Nikhil Gupta, Anil Swarnkar, and K.R. Niazi. Distribution network reconfiguration

for power quality and reliability improvement using genetic algorithms. *International Journal of Electrical Power*, *Energy Systems*, 54:664–671, 2014.

- [75] Mohammad Reza Dorostkar-Ghamsari, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, Matti Lehtonen, and Amir Safdarian. Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(3):1879–1888, 2016.
- [76] Hamid Reza Esmaeilian and Roohollah Fadaeinedjad. Distribution system efficiency improvement using network reconfiguration and capacitor allocation. International Journal of Electrical Power, Energy Systems, 64:457–468, 2015.
- [77] Thuan Thanh Nguyen and Anh Viet Truong. Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm. International Journal of Electrical Power, Energy Systems, 68:233–242, 2015.
- [78] Thuan Thanh Nguyen, Anh Viet Truong, and Tuan Anh Phung. A novel method based on adaptive cuckoo search for optimal network reconfiguration and distributed generation allocation in distribution network. *International Journal of Electrical Power* , *Energy Systems*, 78:801–815, 2016.
- [79] Thuan Thanh Nguyen, Thang Trung Nguyen, Anh Viet Truong, Quyen Thi Nguyen, and Tuan Anh Phung. Multi-objective electric distribution network reconfiguration solution using runner-root algorithm. *Applied Soft Computing*, 52:93–108, 2017.
- [80] Morad Abdelaziz. Distribution network reconfiguration using a genetic algorithm with varying population size. *Electric Power Systems Research*, 142:9–11, 2017.
- [81] Yikui Liu, Jie Li, and Lei Wu. Coordinated optimal network reconfiguration and voltage regulator/der control for unbalanced distribution systems. *IEEE Transactions* on Smart Grid, 10(3):2912–2922, 2019.
- [82] Ali Azizivahed, Ali Arefi, Sahand Ghavidel, Miadreza Shafie-khah, Li Li, Jiangfeng Zhang, and João P. S. Catalão. Energy management strategy in dynamic distribution network reconfiguration considering renewable energy resources and storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(2):662–673, 2020.

- [83] Qingxin Shi, Fangxing Li, Mohammed Olama, Jin Dong, Yaosuo Xue, Michael Starke, Chris Winstead, and Teja Kuruganti. Network reconfiguration and distributed energy resource scheduling for improved distribution system resilience. *International Journal* of Electrical Power, Energy Systems, 124:106355, 2021.
- [84] Yuanzheng Li, Guokai Hao, Yun Liu, Yaowen Yu, Zhixian Ni, and Yong Zhao. Manyobjective distribution network reconfiguration via deep reinforcement learning assisted optimization algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 37(3):2230–2244, 2022.
- [85] Meisam Mahdavi, Konrad Erich Kork Schmitt, and Francisco Jurado. Robust distribution network reconfiguration in the presence of distributed generation under uncertainty in demand and load variations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 38(5):3480–3495, 2023.
- [86] Dhivya Swaminathan, Arul Rajagopalan, Oscar Danilo Montoya, Savitha Arul, and Luis Fernando Grisales-Noreña. Distribution network reconfiguration based on hybrid golden flower algorithm for smart cities evolution. *Energies*, 16(5), 2023.
- [87] Branko Stojanović, Tomislav Rajić, and Darko Šošić. Distribution network reconfiguration and reactive power compensation using a hybrid simulated annealing – minimum spanning tree algorithm. International Journal of Electrical Power, Energy Systems, 147:108829, 2023.
- [88] Mohsen Noruzi Azghandi, Ali Asghar Shojaei, Saman Toosi, and Hossein Lotfi. Optimal reconfiguration of distribution network feeders considering electrical vehicles and distributed generators. *Evolutionary Intelligence*, 16(1):49–66, 2023.
- [89] Aghyles Graine, Nour Karnib, Emmanuel Grolleau, Antoine Bertout, Jean-Paul Gaubert, and Didier Larraillet. A dynamic approach for the distribution network reconfiguration problem. In 2024 IEEE Power, Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), pages 1–5, 2024.
- [90] Hongtao Sheng, Qianlong Zhu, Jun Tao, Huaying Zhang, and Feixiang Peng. Distribution network reconfiguration and photovoltaic optimal allocation considering harmonic interaction between photovoltaic and distribution network. *Journal of Electrical En*gineering, Technology, 19(1):17–30, 2024.

- [91] Yulianta Siregar, Tomi Saputra Jaya Tambun, Sihar Parlinggoman Panjaitan, Kasmir Tanjung, and Syiska Yana. Distribution network reconfiguration utilizing the particle swarm optimization algorithm and exhaustive search methods. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, 13(2):821–831, 2024.
- [92] Bogdan Enacheanu, Bertrand Raison, Raphael Caire, Olivier Devaux, Wojciech Bienia, and Nouredine HadjSaid. Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the matroid theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(1):186–195, 2008.
- [93] Dong Zhang, Zhengcai Fu, and Liuchun Zhang. An improved ts algorithm for lossminimum reconfiguration in large-scale distribution systems. *Electric power systems* research, 77(5-6):685–694, 2007.
- [94] Sanjay Bahadoorsingh, Jovica V Milanovic, Yan Zhang, Chandra Prakash Gupta, and Jelena Dragovic. Minimization of voltage sag costs by optimal reconfiguration of distribution network using genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4):2271–2278, 2007.
- [95] Ilya Roytelman, V Melnik, SSH Lee, and RL Lugtu. Multi-objective feeder reconfiguration by distribution management system. In *Proceedings of Power Industry Computer Applications Conference*, pages 517–522. IEEE, 1995.
- [96] Y-C Huang. Enhanced-genetic-algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 149(5):615–620, 2002.
- [97] S Chandramohan, Naresh Atturulu, RP Kumudini Devi, and B Venkatesh. Operating cost minimization of a radial distribution system in a deregulated electricity market through reconfiguration using nsga method. International journal of electrical power & energy systems, 32(2):126–132, 2010.
- [98] Marina Lavorato, John F Franco, Marcos J Rider, and Rubén Romero. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. *IEEE Transactions* on Power Systems, 27(1):172–180, 2011.
- [99] Mark M Millonas. Swarms, phase transitions, and collective intelligence. arXiv preprint adap-org/9306002, 1993.

- [100] Kennedy J and Eberhart R. Particle swarm optimization. In Proceedings of ICNN'95 -International Conference on Neural Networks, volume 4, pages 1942–1948 vol.4, 1995.
- [101] Y. Shi and R. Eberhart. A modified particle swarm optimizer. In 1998 IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence (Cat. No.98TH8360), pages 69–73, 1998.
- [102] James Kennedy and Russell C Eberhart. A discrete binary version of the particle swarm algorithm. In 1997 IEEE International conference on systems, man, and cybernetics. Computational cybernetics and simulation, volume 5, pages 4104–4108. IEEE, 1997.
- [103] M Fatih Taşgetiren and Yun-Chia Liang. A binary particle swarm optimization algorithm for lot sizing problem. Journal of Economic and Social Research, 5(2):1–20, 2003.
- [104] Electric Power Research Institute and EPRI are registered marks of the Electric Power Research Institute. Opendss documentation: Introduction to opendss. *Electric Power Research Institute*, 1(2):126–132, 2024.
- [105] F. F. CARVALHO. Estudo do simulador opendss. Universidade Federal do Paraná, 1(2):126–132, 2014.
- [106] Raoni de Araújo Pegado et al. Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica usando otimização por enxame de partículas aprimorado. 2019.
- [107] Roger C Dugan and Thomas E McDermott. An open source platform for collaborating on smart grid research. In 2011 IEEE power and energy society general meeting, pages 1–7. IEEE, 2011.
- [108] J Sexauer. New user primer: The open distribution system simulator (opendss). Train. Mater, pages 1–35, 2012.
- [109] Taher Niknam, Ehsan Azadfarsani, and Masoud Jabbari. A new hybrid evolutionary algorithm based on new fuzzy adaptive pso and nm algorithms for distribution feeder reconfiguration. *Energy Conversion and Management*, 54(1):7–16, 2012.
- [110] L. P. V. PRIETO. Uma eficiente metodologia para reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica usando otimização por enxame de partículas. Dissertação (Dissertação de Mestrado)-) — Universidade Federal do ABC, 2015.
- [111] Cody Dennis, Andries P Engelbrecht, and Beatrice M Ombuki-Berman. An analysis of activation function saturation in particle swarm optimization trained neural networks. *Neural Processing Letters*, 52(2):1123–1153, 2020.
- [112] Romesh Laishram and Rinku Rabidas. Optimized hyperbolic tangent function-based contrast-enhanced mammograms for breast mass detection. Expert Systems with Applications, 213:118994, 2023.
- [113] Ezequiel da S. Oliveira, Ivo C. Silva Junior, Leonardo W. de Oliveira, Isabela M. de Mendonça, Phillipe Vilaça, and João T. Saraiva. A two-stage constructive heuristic algorithm to handle integer investment variables in transmission network expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 192:106905, 2021.
- [114] YS Lee, SM Shamsuddin, and HN Hamed. Bounded pso vmax function in neural network learning. In 2008 Eighth International Conference on Intelligent Systems Design and Applications, volume 1, pages 474–479. IEEE, 2008.
- [115] M.E. Baran and F.F. Wu. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2):1401–1407, 1989.
- [116] S.K. Goswami and S.K. Basu. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 7(3):1484–1491, 1992.
- [117] Ching-Tzong Su and Chu-Sheng Lee. Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution. *IEEE Transactions on* power delivery, 18(3):1022–1027, 2003.

Apéndice A

Matriz de Consistencia

Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variables	Método
	Objetivo General	Hipótesis General	Variables Independientes	1. La investigación utiliza un enfoque mixto, porque
Problema General	Desarrollar una nueva metodología/	La implementación de una nueva	1. Dimensiones v caracteristicas	combina partes descriptivas y correlacionales para abordar de manera integral el problema de
¿Cuál será la metodología/herramienta	herramienta computacional	metodología/herramienta computacional	de la red de distribución.	reconfiguración de redes de distribución, buscando
computacional mejorada capaz de abordar el problema de reconfiguración	capaz de encontrar una soucion óptima al problema de	capaz de encontrar una souccion optima al problema de reconfiguración		minimizar la pérdidas de energía.
de redes de distribución, considerando	reconfiguración de redes de	de redes de distribución de energía,	2. Método de optimización HT-PSO.	
minimizar las pérdidas de energía y las	distribución de energía, considerando	tiene el potencial de minimizar	9 Doromotro dolto Ontimo Duncion	2. Esta investigacion es de interes para el sector energetico
restricciones operacionales?	la minimización de pérdidas de energía y restricciones operacionales.	las pérdidas de energía considerando las restricciones operacionales.	 rarametro dena Opumo, runcion tangente hiperbólica. 	que ousca munuzar las pertutas de energía, para empresas dedicadas al sector de distribución.
Problemas Especificos	Objetivos Especificos	Hipótesis Especifico	Variables Dependientes	
	1. Desarrollar y implementar las redes			
	de distribución de energía eléctrica			
1.¿Cómo implementar las redes de	utilizando el software OpenDSS.			
distribución de energía eléctrica?	2.Proponer y probar modificaciones	1. La implementación de las redes de distribución con el		
	a la metodología de optimización del	souware OpenDos, permuta summar y realizar en cauculo		
2.¿Cuáles serán las modificaciones a	enjambre de partículas tradicional	de nujo de carga. Lamoten permuna probar el nuevo metodo de costimiención con mocorficme de medos de dictembraión		
la metodología de optimización de	con el objetivo de mejorar el rendimiento	de optimización con recomiguradones de redes de diseribución concordos utilizadas car la literatura fámica	1 Minimizaaión da la raadidas da	1. Dava al dasavealla da la muva matodolonía sa utiliza Duthon
enjambre de partículas para mejorar	del algoritmo, controlar mejor la tasa	conocidas, uchizadas ell la literacia del la centea.	i. Pullillinzacioli de la perducas de onomée en le med de distribución	 rata et uesationo de la inteva incontogra se tutizo r ytiton; on ol outomo de Vienel Studio Codo 1, con uno intenfer con
el rendimiento del algoritmo,	de cambio y lograr una exploración	0. To a subficiency of state of subficiency of a subject of the su	energia en la reu de distribución.	en el entorno de visual Studio Code, y con una internaz con OnemDes neme el colonte de fínie de meteorie
controlar mejor la tasa de cambio y	del espacio de búsqueda optima.	z. pas monucadones a merodo de optimizadon de enjamore		Opennoo para er careno de mijo de potencia.
lograr una exploración del		de particulas tradicional, permitiran mejorar el rendimiento	z. 10pologia de la red optima.	
espacio de búsqueda optima?	3.Desarrollar la herramienta computacional/	eet augoritumo, controlat mejor la tasa de campio y lograt una exploracion del espacio de busqueda optima.	3. Espacio de búsqueda y la	ze compara la meva meconología con octos escuentos que trabajan con modificaciones al PSO tradicional, presentes
3.; Cómo v en que entornos se desarrollará	agonumos ucurzanuo 1 yunon, facilitado a través del entorno Visual Studio		tasa de cambio.	en la literatura técnica.
la herramienta computacional/	Code, con el software OpenDSS	La metodología nueva de optimización desarrollado en		
algoritmos para identificar la topología	sirviendo como interfaz para ejecutar cálculos	Python, en el entorno de Visual Studio Code, permitirá		
de red de distribución con pérdidas	de flujo de potencia para	identinear la topologia de red de distribución con perdidas		
de energía mínimas considerando las	identificar la topología de red de distribución	de energia minimas considerando las resuricciones operacionales.		
restricciones operacionales?	con perdidas de energía			
	mínimas considerando las restricciones			
	operacionales.			

Códigos

1

B.1. Algoritmo HT-PSO

El algoritmo HT-PSO se implementó utilizando Python, facilitado por el entorno Visual Studio Code.

```
2 import Utilitarios_33 as UTIL
 import UtilitarioPSO as PSO1
3
  import Clase_OpenDSS as OPEND
4
 m=30#numero de Particulas
6
 Vmin1=-9 #limite Minimo para X
7
  Vmax1=9#Limite Maximo para x
8
  Vmin2=-5 #limite Minimo para Y
9
 Vmax2=5 #Limite Maximo para Y
10
 Vmin3=-2 #limite Minimo para X
11
 Vmax3=2 #Limite Maximo para x
12
13 Vmin4=-4 #limite Minimo para Y
 Vmax4=4 #Limite Maximo para Y
14
 Vmin5=-7 #limite Minimo para X
15
 Vmax5=7 #Limite Maximo para x
16
17
 N_iter=30# iteraciones
18
 Wmax=0.9#peso de inercia
19
 Wmin=0.5#peso de inercia
20
 C1=2 #constante cognitiva
21
 C2=2 #constante social
22
23
```

```
24 #sd1=[2 3 4 5 6 7 18 19 20 33]
25 #sd2=[8 9 10 11 21 35]
_{26} #sd3=[12 13 14 34]
27 #sd4=[15 16 17 29 30 31 32 36]
 #sd5=[22 23 24 25 26 27 28 37]
28
29
_{30} dn1=10
 dn2=6
31
_{32} dn3=4
_{33} dn4=8
  dn5=8
34
35
 Valores_Vx, Valores_Vy, Valores_Vz, Valores_Vk, Valores_V1=
36
37 PSO1.V_Poblacion_Inicial(m,Vmin1,Vmax1,Vmin2,Vmax2,Vmin3,
38 Vmax3, Vmin4, Vmax4, Vmin5, Vmax5)
  #print(Valores_Vx, Valores_Vy,Valores_Vz, Valores_Vk,Valores_V1)
39
40
 Valores_Vi1, Valores_Vi2, Valores_Vi3, Valores_Vi4, Valores_Vi5=
41
 PSO1.Valores_V_FuncionSigmoide(m,Valores_Vx, Valores_Vy,Valores_Vz,
42
43 Valores_Vk, Valores_Vl, dn1, dn2, dn3, dn4, dn5)
 #print(Valores_Vi1, Valores_Vi2, Valores_Vi3, Valores_Vi4, Valores_Vi5)
44
45
46 Valores_X1, Valores_X2, Valores_X3, Valores_X4, Valores_X5=
 PSO1.Valores_X_inicial
47
48 (m,Valores_Vi1,Valores_Vi2,Valores_Vi3,Valores_Vi4,Valores_Vi5)
 #print(Valores_X1, Valores_X2, Valores_X3, Valores_X4, Valores_X5)
49
50
 #Integracion OpenDSS
51
52
53 objeto = OPEND.DSS
54 (r"[C:\Codigos Python\Reconfiguracion 33\33_barras.dss]")
55 objeto.compile_DSS()
56 #Aparece un text con la solucion
57 #objeto.solve_DSS_snapshot()
```

```
58 #Perdidas_total =objeto.get_line_losses()
59 #print(Perdidas_total)
 #Perdas_por_Linea =objeto.get_perdas_por_Lineas()
60
61 #print (Perdas_por_Linea)
62 #Nom_Lineas =objeto.get_names_lines()
 #print(Nom_Lineas)
63
64
 fit=objeto.Fitness(Valores_X1, Valores_X2, Valores_X3,
65
66 Valores_X4, Valores_X5,'0')
 #print ( fit)
67
68
 Valor_P_bestx=Valores_X1
69
70 #print(Valores_X1)
71 Valor_P_besty=Valores_X2
72 #print(Valores_X2)
73 Valor_P_bestz=Valores_X3
74 #print(Valores_X3)
75 Valor_P_bestk=Valores_X4
76 #print(Valores_X4)
77 Valor_P_bestl=Valores_X5
 #print(Valores_X5)
78
79
 Valor_FitPbest=fit
80
  #print(Valor_FitPbest)
81
82
 val=min(Valor_FitPbest)
83
 index=Valor_FitPbest.index(val)
84
 #print(index)
85
86
 Valor_Gbestx=Valores_X1[index]
87
88 #print(Valor_Gbestx)
 Valor_Gbesty=Valores_X2[index]
89
90 #print(Valor_Gbesty)
91 Valor_Gbestz=Valores_X3[index]
```

```
92 #print(Valor_Gbestz)
93 Valor_Gbestk=Valores_X4[index]
  #print(Valor_Gbestk)
94
  Valor_Gbestl=Valores_X5[index]
95
  #print(Valor_Gbestl)
96
97
  W=PSO1.Inercia(Wmax,Wmin, N_iter,m)
98
  #print(W)
99
  Valor_optimo=UTIL.PS0_SELECTIV0
100
  (val, Vmax1, Vmin1, Vmax2, Vmin2, Vmax3, Vmin3, Vmax4, Vmin4, Vmax5, Vmin5,
101
  dn1, dn2, dn3, dn4, dn5, m, C1, C2, N_iter, W, m, Valores_Vx,
102
  Valores_Vy , Valores_Vz, Valores_Vk , Valores_Vl, Valores_X1,
103
  Valores_X2 , Valores_X3, Valores_X4
104
  Valores_X5 ,Valor_FitPbest, fit, Valor_P_bestx,
105
106 Valor_P_besty, Valor_P_bestz, Valor_P_bestk , Valor_P_bestl,
  Valor_Gbestx, Valor_Gbesty, Valor_Gbestz, Valor_Gbestk, Valor_Gbestl)
107
108
  print(Valor_optimo)
109
```

Listing B.1: Código HT-PSO

B.2. Algoritmos Utilitarios para el metodo HT-PSO

```
1 from ast import Return
2 import random as rand
3 from math import e
4 import Utilitarios_33 as UTIL
5
6 #generando la semilla
7 rand.seed()
8
9
10
11 def V_Poblacion_Inicial(tamanho, Limite_inferior_X,
```

```
12 Limite_superior_X,Limite_inferior_Y, Limite_superior_Y,
13 Limite_inferior_Z, Limite_superior_Z,Limite_inferior_K,
  Limite_superior_K, Limite_inferior_L, Limite_superior_L):
14
15
      Vx = [0] * tamanho
16
      Vy=[0]*tamanho
17
      Vz=[0]*tamanho
18
      Vk=[0]*tamanho
19
      V1=[0]*tamanho
20
      for i in range(tamanho):
21
           Vx[i]=rand.uniform(Limite_inferior_X,Limite_superior_X)
22
           Vy[i]=rand.uniform(Limite_inferior_Y,Limite_superior_Y)
23
           Vz[i]=rand.uniform(Limite_inferior_Z,Limite_superior_Z)
24
           Vk[i]=rand.uniform(Limite_inferior_K,Limite_superior_K)
25
           Vl[i]=rand.uniform(Limite_inferior_L,Limite_superior_L)
26
      return Vx, Vy, Vz, Vk, Vl
27
28
  def Valores_V_FuncionSigmoide(tamanho,
29
  Vx,Vy,Vz,Vk,Vl,dn1,dn2,dn3,dn4,dn5):
30
31
      vi1=[0]*tamanho
32
      vi2=[0]*tamanho
33
      vi3=[0]*tamanho
34
      vi4=[0]*tamanho
35
      vi5=[0]*tamanho
36
      for i in range(tamanho):
37
38
           B = 0.1;
39
           A = 0.5;
40
          #vi5[i]=dn5*1/(1 + e**(-Vl[i]))
41
           vi=dn1*(A*tanh(B*v1)+0.5);
42
           vi1[i] = dn1*(A*math.atanh(B*Vx[i])+0.5)
43
           vi2[i]=dn2*(A*math.atanh(B*Vy[i])+0.5)
44
           vi3[i]=dn3*(A*math.atanh(B*Vz[i])+0.5)
45
```

```
vi4[i]=dn4*(A*math.atanh(B*Vk[i])+0.5)
46
           vi5[i]=dn5*(A*math.atanh(B*Vl[i])+0.5)
47
       return vi1,vi2,vi3,vi4,vi5
48
49
  def Valores_X_inicial(tamanho,vi1,vi2,vi3,vi4,vi5):
50
51
      X1=[0]*tamanho
52
      X2=[0]*tamanho
53
      X3=[0]*tamanho
54
      X4 = [0] * tamanho
55
      X5=[0]*tamanho
56
      for i in range(tamanho):
57
58
               vi1[i]<=1:
           if
59
                X1[i]=6
60
               1<vi1[i]<=2:
           if
61
                X1[i]=2
62
           if
               2<vi1[i]<=3:
63
                X1[i]=3
64
               3<vi1[i]<=4:
           if
65
                X1[i]=4
66
               4<vi1[i]<=5:
           if
67
                X1[i]=5
68
               5<vi1[i]<=6:
           if
69
                X1[i]=7
70
               6<vi1[i]<=7:
           if
71
                X1[i]=18
72
               7<vi1[i]<=8:
           if
73
                X1[i]=19
74
           if
               8<vi1[i]<=9:
75
                X1[i]=20
76
           if
              9<vi1[i]<=10:
77
                X1[i]=33
78
79
```

```
for i in range(tamanho):
80
81
               vi2[i]<=1:
            if
82
                X2[i]=8
83
               1<vi2[i]<=2:
            if
84
                X2[i]=10
85
                2<vi2[i]<=3:
            if
86
                X2[i]=9
87
                3<vi2[i]<=4:
            if
88
                X2[i]=11
89
               4<vi2[i]<=5:
            if
90
                X2[i]=21
91
               5<vi2[i]<=6:
            if
92
                X2[i]=35
93
94
       for i in range(tamanho):
95
96
            if
               vi3[i]<=1:
97
                X3[i]=13
98
                1<vi3[i]<=2:
            if
99
                X3[i]=12
100
               2<vi3[i]<=3:
            if
101
                X3[i]=14
102
                3<vi3[i]<=4:
            if
103
                X3[i]=34
104
105
106
       for i in range(tamanho):
107
108
            if
               vi4[i]<=1:
109
                X4[i]=15
110
               1<vi4[i]<=2:
            if
111
                X4[i]=16
112
                2<vi4[i]<=3:
            if
113
```

114		X4[i]=31
115	if	3 <vi4[i]<=4:< td=""></vi4[i]<=4:<>
116		X4[i]=17
117	if	4 <vi4[i]<=5:< td=""></vi4[i]<=5:<>
118		X4[i]=29
119	if	5 <vi4[i]<=6:< td=""></vi4[i]<=6:<>
120		X4[i]=30
121	if	6 <vi4[i]<=7:< td=""></vi4[i]<=7:<>
122		X4[i]=32
123	if	7 <vi4[i]<=8:< td=""></vi4[i]<=8:<>
124		X4[i]=36
125		
126	for i	in range(tamanho):
127		
128	if	vi5[i]<=1:
129		X5[i]=27
130	if	1 <vi5[i]<=2:< td=""></vi5[i]<=2:<>
131		X5[i]=22
132	if	2 <vi5[i]<=3:< td=""></vi5[i]<=3:<>
133		X5[i]=23
134	if	3 <vi5[i]<=4:< td=""></vi5[i]<=4:<>
135		X5[i]=24
136	if	4 <vi5[i]<=5:< td=""></vi5[i]<=5:<>
137		X5[i]=25
138	if	5 <vi5[i]<=6:< td=""></vi5[i]<=6:<>
139		X5[i]=26
140	if	6 <vi5[i]<=7:< td=""></vi5[i]<=7:<>
141		X5[i]=37
142	if	7 <vi5[i]<=8:< td=""></vi5[i]<=8:<>
143		X5[i]=28
144		
145	return	X1,X2,X3,X4,X5
146		
147	def Inercia	a(Wmax,Wmin,imax,i):

148 w=Wmax-((Wmax-Wmin)/imax)*i
149 return w

```
Listing B.2: Algoritmo UtilitarioPSO
```

```
from operator import index
1
2 import Clase_OpenDSS as OPEND
3 from random import random, seed
4 import UtilitarioPSO as PSO1
5
 objeto = OPEND.DSS
6
7 (r"[C:\Codigos Python\Reconfiguracion 33\33_barras.dss]")
 objeto.compile_DSS()
8
9 #objeto.solve_DSS_snapshot()
10 #Perdidas_total =objeto.get_line_losses()
 #print(Perdidas_total)
11
12 #Perdas_por_Linea =objeto.get_perdas_por_Lineas()
13 #print(Perdas_por_Linea)
14
  def Fitness(X1,X2,X3):
15
      tamano = len(X1)
16
      perdidas = [0] * tamano
17
      for i in range (tamano):
18
           objeto.switch_elemento3(X1[i],X2[i],X3[i], 1)
19
           perdidas=objeto.solve_DSS_snapshot()
20
      return perdidas
21
22
  #def Fitness_5R(tamanho,X1,X2,X3):
23
       F = [0] * tamanho
   #
24
25
       for i in range(tamanho):
    #
26
27
            F[i]=x[i]**2+2*y[i]**2+3*z[i]**2+4*1[i]**2+5*k[i]**2
     #
28
29
        return F
      #
30
```

```
31
  def Gbest(FitPbest):
32
      Gbest=min(FitPbest)
33
      return Gbest
34
35
 def PSO_SELECTIVO(val, Vmax1, Vmin1, Vmax2, Vmin2, Vmax3, Vmin3,
36
 Vmax4,Vmin4,Vmax5,Vmin5,dn1,dn2,
37
 dn3,dn4,dn5,m,C1,C2,N_iter, W,tamanho,
38
39 Valores_VX,Valores_VY ,
40 Valores_VZ,Valores_VK , Valores_VL, Valores_X,Valores_Y ,
  Valores_Z,Valores_K , Valores_L,
41
 Valor_FitPbest, Valores_5R, Valor_P_bestx, Valor_P_besty ,
42
 Valor_P_bestz, Valor_P_bestk , Valor_P_bestl ,
43
  Valor_Gbestx, Valor_Gbesty, Valor_Gbestz, Valor_Gbestk, Valor_Gbestl):
44
45
      FitP=Valor_FitPbest
46
      Valores_VVx=Valores_VX
47
      Valores_VVy=Valores_VY
48
      Valores_VVz=Valores_VZ
49
      Valores_VVk=Valores_VK
50
      Valores_VVl=Valores_VL
51
52
      Valores_XX=Valores_X
53
      Valores_YY=Valores_Y
54
      Valores_ZZ=Valores_Z
55
      Valores_KK=Valores_K
56
      Valores_LL=Valores_L
57
58
      Valores_FF=Valores_5R
59
      #Valor_P_best=Valor_P_best
60
      k =1
61
      while k<N_iter:
62
 #
63
           for i in range(tamanho):
64
```

```
65
  Valores_VVx[i]=W*Valores_VX[i]+C1*random()*(Valor_P_bestx[i]
66
  -Valores_XX[i])+C2*random()*(Valor_Gbestx-Valores_XX[i])
67
  Valores_VVy[i]=W*Valores_VY[i]+C1*random()*(Valor_P_besty[i]
68
  -Valores_YY[i])+C2*random()*(Valor_Gbesty-Valores_YY[i])
69
  Valores_VVz[i]=W*Valores_VZ[i]+C1*random()*(Valor_P_bestz[i]
70
  -Valores_ZZ[i])+C2*random()*(Valor_Gbestz-Valores_ZZ[i])
71
  Valores_VVk[i]=W*Valores_VK[i]+C1*random()*(Valor_P_bestk[i]
72
  -Valores_KK[i])+C2*random()*(Valor_Gbestk-Valores_KK[i])
73
  Valores_VV1[i]=W*Valores_VL[i]+C1*random()*(Valor_P_best1[i]
74
  -Valores_LL[i])+C2*random()*(Valor_Gbestl-Valores_LL[i])
75
76
               #print(Valores_VVx[i], Valores_VVy[i], Valores_VVz[i])
77
78
79
               if
                    Valores_VVx[i] > Vmax1:
80
                    Valores_VVx[i]=Vmax1
81
                    abs(Valores_VVx[i]) <= Vmax1:</pre>
               if.
82
                    Valores_VVx[i]=Valores_VVx[i]
83
               if
                    Valores_VVx[i] < Vmin1:</pre>
84
                    Valores_VVx[i]=Vmin1
85
86
87
                    Valores_VVy[i] > Vmax2:
88
               if
                    Valores_VVy[i]=Vmax2
89
                    abs(Valores_VVy[i]) <= Vmax2:</pre>
               if
90
                    Valores_VVy[i]=Valores_VVy[i]
91
                    Valores_VVy[i] < Vmin2:</pre>
               if
92
                    Valores_VVy[i]=Vmin2
93
94
                    Valores_VVz[i] > Vmax3:
95
               if
                    Valores_VVz[i]=Vmax3
96
                    abs(Valores_VVz[i]) <= Vmax3:</pre>
               if
97
                    Valores_VVz[i]=Valores_VVz[i]
98
```

```
Valores_VVz[i] < Vmin3:</pre>
                if
99
                     Valores_VVz[i]=Vmin3
100
101
                if
                     Valores_VVk[i] > Vmax4:
102
                     Valores_VVk[i]=Vmax4
103
                if
                     abs(Valores_VVk[i]) <= Vmax4:</pre>
104
                     Valores_VVk[i]=Valores_VVk[i]
105
                     Valores_VVk[i] < Vmin4:</pre>
                if
106
                     Valores_VVk[i]=Vmin4
107
108
                     Valores_VV1[i] > Vmax5:
                if
109
                     Valores_VVl[i]=Vmax5
110
                if
                     abs(Valores_VVl[i]) <= Vmax5:</pre>
111
                     Valores_VV1[i]=Valores_VV1[i]
112
                     Valores_VV1[i] < Vmin5:</pre>
                if
113
                     Valores_VVl[i]=Vmin5
114
115
116 Valores_Vi1, Valores_Vi2, Valores_Vi3, Valores_Vi4, Valores_Vi5=
117 PSO1.Valores_V_FuncionSigmoide(m,Valores_VVx,
118 Valores_VVy, Valores_VVz, Valores_VVk, Valores_VVl,
  dn1, dn2, dn3, dn4, dn5)
119
                #print(Valores_Vi1, Valores_Vi2, Valores_Vi3)
120
  Valores_X1, Valores_X2, Valores_X3, Valores_X4, Valores_X5=PS01.
121
  Valores_X_inicial
122
  (m, Valores_Vi1, Valores_Vi2, Valores_Vi3, Valores_Vi4, Valores_Vi5)
123
                #print(Valores_X1, Valores_X2, Valores_X3)
124
  Valores_FF[i]=objeto.Fitness
125
  (Valores_X1, Valores_X2, Valores_X3, Valores_X4, Valores_X5,'0')
126
                #aqui e quede
127
                if Valores_FF[i] <=FitP[i]:</pre>
128
                     FitP[i]=Valores_FF[i]
129
130
                     Valor_P_bestx[i]=Valores_XX[i]
131
                     Valor_P_besty[i]=Valores_YY[i]
132
```

```
Valor_P_bestz[i]=Valores_ZZ[i]
133
                     Valor_P_bestk[i]=Valores_KK[i]
134
                     Valor_P_bestl[i]=Valores_LL[i]
135
136
                elif FitP[i] < val:
137
                     Valor_Gbestx=Valores_XX[i]
138
                     Valor_Gbesty=Valores_YY[i]
139
                     Valor_Gbestz=Valores_ZZ[i]
140
                     Valor_Gbestk=Valores_KK[i]
141
                     Valor_Gbestl=Valores_LL[i]
142
           #val=min(FitP)
143
           #index=FitP.index(val)
144
           #Valor_Gbestx=Valores_XX[index]
145
           #Valor_Gbesty=Valores_YY[index]
146
           #Valor_Gbestz=Valores_ZZ[index]
147
148
149
                #return V
150
           k+= 1
151
152
                Valor_Gbestx, Valor_Gbesty,
       return
153
       Valor_Gbestz, Valor_Gbestk, Valor_Gbestl#, FitP
154
```

Listing B.3: Algoritmo utilitarios33

B.3. Interfaz de Visual Studio Code con OpenDSS para calculo de Flujo de carga

Para determinar el flujo de carga se utilizo OpenDSS. El interfaz utilizado fue:

```
1 class DSS():
2 def __init__(self, end_modelo_DSS):
3 import win32com.client
4 self.end_modelo_DSS = end_modelo_DSS
5
```

```
6 self.dssObj = win32com.client.Dispatch("OpenDSSEngine.DSS")
\overline{7}
 if self.dssObj.Start(0) == False:
8
 print ("Problemas em iniciar o OpenDSS")
9
 else:
10
11 interfaces
12 self.dssText = self.dssObj.Text
 self.dssCircuit = self.dssObj.ActiveCircuit
13
14 self.dssSolution = self.dssCircuit.Solution
 self.dssCktElement = self.dssCircuit.ActiveCktElement
15
  self.dssBus = self.dssCircuit.ActiveBus
16
 self.dssLines = self.dssCircuit.Lines
17
 self.dssTransformers = self.dssCircuit.Transformers
18
19 #self.dssEngine = self.dssObj.Engine
20 #self.dssSwtControl = self.dssObj.SwtControls
  self.dssTopology = self.dssCircuit.Topology
21
22 self.dssMeters = self.dssCircuit.Meters
 #self.dssBus = self.dssEngine
23
  self.dssLines = self.dssCircuit.Lines
^{24}
  self.dssLoads = self.dssCircuit.Loads
25
  self.dssSwtControl = self.dssCircuit.SwtControls
26
27
 def n_loops_DSS(self):
28
 return self.dssTopology.NumLoops
29
30 def versao_DSS(self):
 return self.dssObj.Version
31
32
33 def compile_DSS(self):
34 self.dssObj.ClearAll()
35 self.dssText.Command = "compile " + self.end_modelo_DSS
36 def solve_DSS_snapshot(self):
 #self.dssText.Command = "Set Mode=Snap"
37
   #self.dssText.Command = "Set ControlMode=STATIC"
38
39
```

```
40
  self.dssSolution.Solve()
41
42
  def get_resultados_potencia(self):
43
      self.dssText.Command = "Show powers kva elements"
44
  def get_nome_circuit(self):
45
      return self.dssCircuit.Name
46
47
 def switch_elemento(self,chave,estado):
48
 #chave=str(chave)
49
  if (estado==1 or estado=='1'):
50
  self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+chave+".action=close"
51
 elif (estado==0 or estado=='0'):
52
sal self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+chave+".action=open"
 def Fitness(self, X1, X2, X3, X4, X5, estado):
54
55
  tamano = len(X1)
56
57
  perdidas = [0] * tamano
58
   for i in range (tamano):
59
  self.compile_DSS()
60
61
62 XX1=str(X1[i])
63 XX2=str(X2[i])
<sub>64</sub> XX3=str(X3[i])
65 XX4=str(X4[i])
 XX5=str(X5[i])
66
67 #print(XX1,XX2,XX3)
 if (estado==1 or estado=='1'):
68
   self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX1+".action=close"
69
 elif (estado==0 or estado=='0'):
70
  self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX1+".action=open"
71
72 if (estado==1 or estado=='1'):
73 self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX2+".action=close"
```

```
elif (estado==0 or estado=='0'):
74
  self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX2+".action=open"
75
  if (estado==1 or estado=='1'):
76
   self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX3+".action=close"
77
  elif (estado==0 or estado=='0'):
78
  self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX3+".action=open"
79
80 if (estado==1 or estado=='1'):
  self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX4+".action=close"
81
  elif (estado==0 or estado=='0'):
82
  self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX4+".action=open"
83
  if (estado==1 or estado=='1'):
84
  self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX5+".action=close"
85
  elif (estado==0 or estado=='0'):
86
       self.dssText.Command = "SwtControl."+"S"+XX5+".action=open"
87
       self.dssSolution.Solve()
88
  perdas, perdas2 = self.dssCircuit.LineLosses
89
90 perdidas[i]=perdas
  #print(perdas)
91
  return perdidas
92
   def switch_elemento2(self, chave, estado):
93
       self.dssSwtControl.Name = chave
94
       if (estado==1) or (estado=='1'):
95
       self.dssSwtControl.Action = 0
96
        elif (estado==0) or (estado=='0'):
97
       self.dssSwtControl.Action = 1
98
99
  def matrixY(self):
100
       self.dssText.Command = "build Y"
101
       self.dssText.Command = "calcincmatrix"
102
       self.dssText.Command = "show Y"
103
104
  def get_line_losses (self):
105
      perdas, perdas2 = self.dssCircuit.LineLosses
106
      return perdas
107
```

```
def get_nombre_Barras (self):
108
       Nombres = self.dssCircuit.AllBusNames
109
       return Nombres
110
111
  def get_nombre_Linea (self):
112
       Nombres = self.dssBus.LineList
113
       return Nombres
114
115
  def get_perdas_por_Lineas (self):
116
       Perdas = self.dssCircuit.AllElementLosses
117
       return Perdas
118
  def get_tensoes_DSS(self):
119
       return self.dssCircuit.AllBusVmag
120
       #return self.dssCircuit.AllBusMagPu
121
122
  def num_isolated_loads_DSS(self): #numero de cargas isoladas
123
       return self.dssTopology.NumIsolatedLoads
124
125
  def num_loops_DSS(self): #numero de malhas no circuito
126
       return self.dssTopology.NumLoops
127
  def ativa_elemento(self, nome_elemento):
128
129
  # Ativa elemento pelo seu nome completo Tipo.Nome
130
       self.dssCircuit.SetActiveElement(nome_elemento)
131
  # Retonar o nome do elemento ativado
132
133 #return self.dssCktElement.Name
  def get_potencias_elemento(self):
134
       return self.dssCktElement.Powers
135
136
  def get_tensoes_elemento(self):
137
       return self.dssCktElement.VoltagesMagAng
138
139
  def get_barras_elemento(self):
140
       barras = self.dssCktElement.BusNames
141
```

```
barra1 = barras[0]
142
       barra2 = barras[1]
143
  return barra1, barra2
144
145
  def get_names_lines(self):
146
       return self.dssLines.AllNames
147
148
  def get_buildYmatrix(self):
149
       import numpy as np
150
       NumNodes = self.dssCircuit.NumNodes
151
       #print (NumNodes)
152
       #print (self.dssCircuit.YNodeOrder)
153
154 #print (Ymatrix)
155 #return Ymatrix
156 return Y
157
158 #return ydata
   #return self.dssCircuit.SystemY
159
160
  def get_dados_barras (self):
161
162
163
   AllBusNames = self.dssCircuit.AllBusNames
164
   #print (AllBusNames)
165
166 carga_kW = []
  carga_kvar = []
167
  load_list = []
168
169 tensoes_barras = []
170 for i in range (len(AllBusNames)):
171 self.dssCircuit.SetActiveBus (AllBusNames[i])
172 load_list.append (self.dssBus.LoadList)
173 tensoes_barras.append (self.dssBus.VMagAngle)
174 if (load_list[i][0]):
175 self.dssCircuit.SetActiveElement(load_list[i][0])
```

```
carga_kW.append (self.dssCktElement.Powers[0])
176
  carga_kW.append (self.dssCktElement.Powers[2])
177
  carga_kW.append (self.dssCktElement.Powers[4])
178
179 carga_kvar.append (self.dssCktElement.Powers[1])
  carga_kvar.append (self.dssCktElement.Powers[3])
180
  carga_kvar.append (self.dssCktElement.Powers[5])
181
182 else:
  carga_kW.append (0)
183
184 carga_kW.append (0)
  carga_kW.append (0)
185
  carga_kvar.append (0)
186
187 carga_kvar.append (0)
  carga_kvar.append (0)
188
189
190 #print (AllBusNames)
  #print (load_list)
191
192 #print (carga_kW)
193 #print (carga_kvar)
  #print (tensoes_barras)
194
195
196
197 return tensoes_barras, carga_kW, carga_kvar, load_list
```

Listing B.4: Interfaz Visual studio Code con OpenDSS

B.4. Sistemas en prueba en OpenDSS

B.4.1. Sistema de 33 barras

```
1 clear
2 Set DefaultBaseFrequency=60
3 
4 !vamos considerar Sbase = 100k e Vbase = 13.8k
5
```

6 New object=circuit.ieee37 basekv=12.66 pu=1.00 MVAsc3=200000 MVAsc1=210000 Bus1=b0 8 Phases=3 Bus1=b0 Bus2=b1 r1=0.0922 x1=0.047 9 New Line.L1 10 New Line.L2 Phases=3 Bus1=b1 Bus2=b2 r1=0.493 x1 = 0.251111 New Line.L3 Phases=3 Bus1=b2 Bus2=b3 r1=0.3660 x1=0.1864 Phases=3 Bus1=b3 Bus2=b4 r1=0.3811 x1=0.1941 12 New Line.L4 Phases=3 Bus1=b4 Bus2=b5 r1=0.8190 New Line.L5 x1 = 0.707013 14 New Line.L6 Phases=3 Bus1=b5 Bus2=b6 r1=0.1872 x1=0.6188 New Line.L7 Phases=3 Bus1=b6 Bus2=b7 r1=0.7114 x1=0.2351 15 New Line.L8 Phases=3 Bus1=b7 Bus2=b8 r1=1.0300 x1=0.7400 16 Phases=3 Bus1=b8 Bus2=b9 r1=1.0440 x1=0.7400 New Line.L9 17 New Line.L10 Phases=3 Bus1=b9 Bus2=b10 r1=0.1966 x1=0.0650 18 19 New Line.L11 Phases=3 Bus1=b10 Bus2=b11 r1=0.3744 x1=0.1238 Phases=3 Bus1=b11 Bus2=b12 r1=1.4680 x1=1.1550 20 New Line.L12 Phases=3 Bus1=b12 Bus2=b13 r1=0.5416 x1=0.7129 New Line.L13 2122 New Line.L14 Phases=3 Bus1=b13 Bus2=b14 r1=0.5910 x1=0.5260 23 New Line.L15 Phases=3 Bus1=b14 Bus2=b15 r1=0.7463 x1=0.5450 Phases=3 Bus1=b15 Bus2=b16 r1=1.2890 x1=1.7210 New Line.L16 24New Line.L17 Phases=3 Bus1=b16 Bus2=b17 r1=0.7320 x1=0.5740 25Phases=3 Bus1=b1 Bus2=b18 r1=0.1640 x1=0.1565 New Line.L18 26 Phases=3 Bus1=b18 Bus2=b19 r1=1.5042 x1=1.3565 New Line.L19 27Phases=3 Bus1=b19 Bus2=b20 r1=0.4095 x1=0.4784 New Line.L20 28Phases=3 Bus1=b20 Bus2=b21 r1=0.7089 x1=0.9373 New Line.L21 2930 New Line.L22 Phases=3 Bus1=b2 Bus2=b22 r1=0.4512 x1=0.3083 Phases=3 Bus1=b22 Bus2=b23 r1=0.8980 x1=0.7091 New Line.L23 31 Phases=3 Bus1=b23 Bus2=b24 r1=0.8960 x1=0.7011 New Line.L24 32Phases=3 Bus1=b5 Bus2=b25 r1=0.2030 x1=0.1034 33 New Line.L25 Phases=3 Bus1=b25 Bus2=b26 r1=0.2842 x1=0.1447 New Line.L26 34New Line.L27 Phases=3 Bus1=b26 Bus2=b27 r1=1.0590 x1=0.9337 35 Phases=3 Bus1=b27 Bus2=b28 r1=0.8042 x1=0.7006 36 New Line.L28 New Line.L29 Phases=3 Bus1=b28 Bus2=b29 r1=0.5075 x1=0.2585 37 Phases=3 Bus1=b29 Bus2=b30 r1=0.9744 x1=0.9630 New Line.L30 38 Phases=3 Bus1=b30 Bus2=b31 r1=0.3105 x1=0.3619 39 New Line.L31

```
New Line.L32
                    Phases=3 Bus1=b31
                                      Bus2=b32 r1=0.3410 x1=0.5302
40
 New Line.L33
                   Phases=3 Bus1=b7
                                      Bus2=b20 r1=2.0 x1=2.0
41
 New Line.L34
                   Phases=3 Bus1=b8
                                      Bus2=b14 r1=2.0 x1=2.0
42
                                      Bus2=b21 r1=2.0 x1=2.0
 New Line.L35
                   Phases=3 Bus1=b11
43
 New Line.L36
                   Phases=3 Bus1=b17
                                      Bus2=b32 r1=0.5 x1=0.5
44
 New Line, L37
                   Phases=3 Bus1=b24 Bus2=b28 r1=0.5 x1=0.5
45
46
                        Bus1=b1 Phases=3 Conn=Delta Model=1
 New Load.LoadB1
47
  Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=100 kVAR= 60 Vminnorm = 0.93
48
 New Load.LoadB2
                       Bus1=b2 Phases=3 Conn=Delta Model=1
49
  Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=90
                                          kVAR = 40 Vminnorm = 0.93
50
  New Load.LoadB3
                       Bus1=b3 Phases=3 Conn=Delta Model=1
51
 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=120
                                           kVAR = 80 Vminnorm = 0.93
52
 New Load.LoadB4
                       Bus1=b4 Phases=3 Conn=Delta Model=1
53
 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 30 Vminnorm = 0.93
54
                       Bus1=b5 Phases=3 Conn=Delta Model=1
 New Load.LoadB5
55
  Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 20 Vminnorm = 0.93
56
 New Load.LoadB6
                        Bus1=b6 Phases=3 Conn=Delta Model=1
57
  Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=200 kVAR= 100 Vminnorm = 0.93
58
 New Load.LoadB7
                        Bus1=b7 Phases=3 Conn=Delta Model=1
59
  Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=200
                                           kVAR = 100 Vminnorm = 0.93
60
 New Load.LoadB8
                       Bus1=b8 Phases=3 Conn=Delta Model=1
61
 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60
                                           kVAR = 20 Vminnorm = 0.93
62
 New Load.LoadB9
                       Bus1=b9 Phases=3 Conn=Delta Model=1
63
 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60
                                           kVAR = 20 Vminnorm = 0.93
64
 New Load.LoadB10
                       Bus1=b10 Phases=3 Conn=Delta Model=1
65
  Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=45 kVAR= 30 Vminnorm = 0.93
66
 New Load.LoadB11
                         Bus1=b11 Phases=3 Conn=Delta Model=1
67
 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 35 Vminnorm = 0.93
68
 New Load.LoadB12
                         Bus1=b12 Phases=3 Conn=Delta Model=1
69
                                           kVAR= 35 Vminnorm = 0.93
 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60
70
 New Load.LoadB13
                         Bus1=b13 Phases=3 Conn=Delta Model=1
71
 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=120 kVAR= 80 Vminnorm = 0.93
72
                        Bus1=b14 Phases=3 Conn=Delta Model=1
73 New Load.LoadB14
```

Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 10 Vminnorm = 0.93 74 New Load.LoadB15 Bus1=b15 Phases=3 Conn=Delta Model=1 75Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 20 Vminnorm = 0.93 76 New Load.LoadB16 Bus1=b16 Phases=3 Conn=Delta Model=1 77 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 20 Vminnorm = 0.93 78 New Load.LoadB17 Bus1=b17 Phases=3 Conn=Delta Model=1 79Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=90 kVAR= 40 Vminnorm = 0.93 80 New Load.LoadB18 Bus1=b18 Phases=3 Conn=Delta Model=1 81 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=90 kVAR = 40 Vminnorm = 0.93 82 New Load.LoadB19 Bus1=b19 Phases=3 Conn=Delta Model=1 83 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90 kV= 12.66 kW=90 kVAR = 40 Vminnorm = 0.93 84 New Load.LoadB20 Bus1=b20 Phases=3 Conn=Delta Model=1 85 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=90 kVAR= 40 Vminnorm = 0.93 86 Bus1=b21 Phases=3 Conn=Delta Model=1 New Load.LoadB21 87 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=90 kVAR= 40 Vminnorm = 0.93 88 New Load.LoadB22 Bus1=b22 Phases=3 Conn=Delta Model=1 89 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=90 kVAR= 50 Vminnorm = 0.93 90 New Load.LoadB23 Bus1=b23 Phases=3 Conn=Delta Model=1 91 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=420 kVAR= 200 Vminnorm = 0.93 92 New Load.LoadB24 Bus1=b24 Phases=3 Conn=Delta Model=1 93 kVAR= 200 Vminnorm = 0.93 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=420 94Bus1=b25 Phases=3 Conn=Delta Model=1 New Load.LoadB25 95Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 25 Vminnorm = 0.93 96 Bus1=b26 Phases=3 Conn=Delta Model=1 New Load.LoadB26 97 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 25 Vminnorm = 0.93 98 New Load.LoadB27 Bus1=b27 Phases=3 Conn=Delta Model=1 99 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 20 Vminnorm = 0.93 100 New Load.LoadB28 Bus1=b28 Phases=3 Conn=Delta Model=1 101 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=120 kVAR= 70 Vminnorm = 0.93 102 New Load.LoadB29 Bus1=b29 Phases=3 Conn=Delta Model=1 103 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=200 kVAR = 600 Vminnorm = 0.93104New Load.LoadB30 Bus1=b30 Phases=3 Conn=Delta Model=1 105Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=150 kVAR = 70 Vminnorm = 0.93 106 107 New Load.LoadB31 Bus1=b31 Phases=3 Conn=Delta Model=1

```
Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=210 kVAR= 100 Vminnorm = 0.93
108
  New Load.LoadB32
                         Bus1=b32 Phases=3 Conn=Delta Model=1
109
  Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.9 kV= 12.66 kW=60 kVAR= 40 Vminnorm = 0.93
110
111
  New swtcontrol.S1 SwitchedObj=Line.L1 action=close
112
113 New swtcontrol.S2 SwitchedObj=Line.L2 action=close
114 New swtcontrol.S3 SwitchedObj=Line.L3 action=close
  New swtcontrol.S4 SwitchedObj=Line.L4 action=close
115
116 New swtcontrol.S5 SwitchedObj=Line.L5 action=close
  New swtcontrol.S6 SwitchedObj=Line.L6 action=close
117
  New swtcontrol.S7 SwitchedObj=Line.L7 action=close
118
  New swtcontrol.S8 SwitchedObj=Line.L8 action=close
119
120 New swtcontrol.S9 SwitchedObj=Line.L9 action=close
121 New swtcontrol.S10 SwitchedObj=Line.L10 action=close
122 New swtcontrol.S11 SwitchedObj=Line.L11 action=close
123 New swtcontrol.S12 SwitchedObj=Line.L12 action=close
124 New swtcontrol.S13 SwitchedObj=Line.L13 action=close
  New swtcontrol.S14 SwitchedObj=Line.L14 action=close
125
  New swtcontrol.S15 SwitchedObj=Line.L15 action=close
126
  New swtcontrol.S16 SwitchedObj=Line.L16 action=close
127
  New swtcontrol.S17 SwitchedObj=Line.L17 action=close
128
129 New swtcontrol.S18 SwitchedObj=Line.L18 action=close
130 New swtcontrol.S19 SwitchedObj=Line.L19 action=close
  New swtcontrol.S20 SwitchedObj=Line.L20 action=close
131
132 New swtcontrol.S21 SwitchedObj=Line.L21 action=close
133 New swtcontrol.S22 SwitchedObj=Line.L22 action=close
  New swtcontrol.S23 SwitchedObj=Line.L23 action=close
134
  New swtcontrol.S24 SwitchedObj=Line.L24 action=close
135
  New swtcontrol.S25 SwitchedObj=Line.L25 action=close
136
  New swtcontrol.S26 SwitchedObj=Line.L26 action=close
137
  New swtcontrol.S27 SwitchedObj=Line.L27 action=close
138
  New swtcontrol.S28 SwitchedObj=Line.L28 action=close
139
140 New swtcontrol.S29 SwitchedObj=Line.L29 action=close
141 New swtcontrol.S30 SwitchedObj=Line.L30 action=close
```

```
142 New swtcontrol.S31 SwitchedObj=Line.L31 action=close
143 New swtcontrol.S32 SwitchedObj=Line.L32 action=close
  New swtcontrol.S33 SwitchedObj=Line.L33 action=close
144
  New swtcontrol.S34 SwitchedObj=Line.L34 action=close
145
  New swtcontrol.S35 SwitchedObj=Line.L35 action=close
146
  New swtcontrol.S36 SwitchedObj=Line.L36 action=close
147
  New swtcontrol.S37 SwitchedObj=Line.L37 action=close
148
149
  New EnergyMeter.meter1 element=Line.L20 terminal=1
150
151
  !solve
152
153 !show losses
  !show unserved
154
155
  !BusCoords Coords.csv
156
157
158 !calcincmatrix_o
159 !export incmatrix
160 !build Y
161 !export Y
  !show unserved
162
  !export incmatrix
163
164
165 Ishow voltages LL Nodes
166 !show currents residual=y elements
167 !show powers kva elements
  !Show Buses
168
```

Listing B.5: Código en OpenDSS

B.4.2. Sistema de 94 barras

```
1 clear
2 Set DefaultBaseFrequency=60
3
```

```
New Circuit.Master BasekV=11.4 Bus1=Sub
                                                 pu=1.0
4
  MVASC3=100000000
                       MVASC1 = 100000000
\mathbf{5}
6
  Set Voltagebases = [11.4]
7
8
  Calcvoltagebases
9
10
  Set maxiterations = 100
11
12
  New line.f7001
                    phases=3
                               switch=yes
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7001
13
  New line.f7002
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7002
                    phases=3
                               switch=yes
14
  New line.f7003
                                                          Bus2=B7003
                    phases=3
                               switch=yes
                                              Bus1=Sub
15
  New line.f7004
                    phases=3
                               switch=yes
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7004
16
 New line.f7005
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7005
                    phases=3
                               switch=yes
17
 New line.f7006
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7006
                    phases=3
                               switch=yes
18
  New line.f7007
                    phases=3
                               switch=yes
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7007
19
  New line.f7008
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7008
                    phases=3
                               switch=yes
20
  New line.f7009
                    phases=3
                               switch=yes
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7009
21
  New line.f7010
                                                          Bus2=B7010
                    phases=3
                               switch=yes
                                              Bus1=Sub
22
  New line.f7011
                    phases=3
                               switch=yes
                                              Bus1=Sub
                                                          Bus2=B7011
23
24
  New line.7001-1
                    phases=3
                                 Bus1 = B7001
                                                Bus2=B1
                                                           R1 = 0.1944
25
 X1 = 0.6624
              emergamps=10000
                                  Length=1
26
                                                    R1 = 0.2096
  New line.1-2
                 phases=3
                                         Bus2=B2
27
                              Bus1=B1
  X1 = 0.4304
              emergamps=10000
                                  Length=1
28
  New line.2-3
                 phases=3
                              Bus1=B2
                                         Bus2=B3
                                                     R1=0.2358
29
  X1 = 0.4842
              emergamps=10000
                                  Length=1
30
  New line.3-4
                 phases=3
                              Bus1=B3
                                         Bus2=B4
                                                     R1 = 0.0917
31
  X1=0.1883
              emergamps=10000
                                   Length=1
32
  New line.4-5
                 phases=3
                              Bus1=B4
                                         Bus2=B5
                                                     R1 = 0.2096
33
 X1 = 0.4304
              emergamps=10000
34
                                  Length=1
                 phases=3
                              Bus1=B5
                                         Bus2=B6
                                                     R1 = 0.0393
  New line.5-6
35
_{36} X1=0.0807
              emergamps=10000
                                  Length=1
37 New line.6-7 phases=3
                                         Bus2=B7
                                                    R1 = 0.0405
                              Bus1=B6
```

 $_{38}$ X1=0.138 emergamps=10000 Length=1 Bus2=B8 R1=0.1048 39 New line.7-8 phases=3 Bus1=B7 X1=0.2152 emergamps=10000 Length=1 40 New line.7-9 phases=3 Bus1=B7Bus2=B9 R1=0.2358 41 X1 = 0.4842emergamps=10000 Length=1 42 43 New line.7-10 phases=3 Bus1=B7Bus2=B10R1 = 0.1048emergamps=10000 Length=1 $_{44}$ X1=0.2152 New line.7002-11 phases=3 Bus1=B7002 Bus2=B11R1=0.0786 45X1 = 0.1614emergamps=10000 Length=1 46phases=3 Bus1=B11New line.11-12 Bus2=B12R1 = 0.340647X1 = 0.6944emergamps=10000 Length=1 48 phases=3Bus2=B13R1 = 0.0262New line.12-13 Bus1=B1249 $_{50}$ X1=0.0538 emergamps=10000 Length=1 51 New line.12-14 Bus1=B12Bus2=B14R1=0.0786 phases=3 emergamps=10000 52 X1 = 0.1614Length=1 Bus1=B7003 New line.7003-15 phases=3 Bus2=B15R1 = 0.11345354 X1=0.3864 emergamps=10000 Length=1 New line.15-16 phases=3 Bus1=B15Bus2=B16R1 = 0.052455X1 = 0.1076emergamps=10000 Length=1 56New line.16-17 phases=3 Bus1=B16Bus2=B17R1 = 0.052457X1 = 0.1076emergamps=10000 Length=158New line.17-18 phases=3Bus1=B17Bus2=B18R1 = 0.157259 $_{60}$ X1=0.3228 emergamps=10000 Length=1 New line.18-19 Bus1=B18R1=0.0393 61 phases=3Bus2=B19 $_{62}$ X1=0.0807 emergamps=10000 Length=1 phases=3R1 = 0.1703New line.19-20 Bus1=B19Bus2=B2063 X1=0.3497 emergamps=10000 Length=1 64 R1 = 0.2358New line.20-21 phases=3Bus1=B20Bus2=B2165 X1=0.4842 emergamps=10000 Length=1 66 New line.21-22 phases=3Bus1=B21Bus2=B22R1=0.1572 67 emergamps = 1000068 X1=0.3228 Length=1 New line.21-23 phases=3Bus1=B21 Bus2=B23R1=0.1965 69 $_{70}$ X1=0.4035 emergamps=10000 Length=171 New line.23-24 Bus1=B23 Bus2=B24R1=0.131 phases=3

 $_{72}$ X1=0.269 emergamps=10000 Length=1 73 New line.7004-25 phases=3 Bus1=B7004 Bus2=B25R1 = 0.0567X1=0.1932 emergamps=10000 Length=1 74New line.25-26 phases=3 Bus1=B25Bus2=B26R1 = 0.104875X1=0.2152 emergamps=10000 Length=176 New line.26-27 phases=3Bus1=B26Bus2 = B27R1=0.2489 77 emergamps=10000 X1=0.5111 Length=1 78New line.27-28 phases=3Bus1=B27Bus2=B28R1=0.0486 79X1 = 0.1656emergamps=10000 Length=1 80 New line.28-29 phases=3Bus1=B28Bus2=B29R1 = 0.13181 emergamps = 10000X1 = 0.269Length=1 82 New line.7005-30 Bus1=B7005 Bus2=B30R1=0.1965 phases=3 83 84 X1 = 0.396emergamps=10000 Length=1 85 New line.30-31 phases=3 Bus1=B30Bus2=B31R1 = 0.131emergamps=10000 86 X1 = 0.269Length=1Bus1=B31New line.31-32 phases=3 Bus2=B32R1 = 0.13187 X1 = 0.269emergamps=10000 Length=1 88 New line.32-33 phases=3Bus1=B32Bus2=B33R1 = 0.026289 X1=0.0538 emergamps=10000 Length=1 90 New line.33-34 phases=3Bus1=B33Bus2=B34R1 = 0.170391 X1=0.3497 emergamps=10000 Length=19293 New line.34-35 phases=3Bus1=B34Bus2=B35R1 = 0.0524 $_{94}$ X1=0.1076 emergamps=10000 Length=1 New line.35-36 Bus1=B35Bus2=B36R1 = 0.497895phases=3 $_{96}$ X1=1.0222 emergamps=10000 Length=1R1 = 0.0393New line.36-37 phases=3Bus1=B36Bus2=B3797 X1=0.0807 emergamps=10000 Length=198 R1 = 0.0393New line.37-38 phases=3Bus1=B37Bus2=B3899 X1=0.0807 emergamps=10000 Length=1100 New line.38-39 phases=3Bus1=B38Bus2=B39R1=0.0786 101 102 | X1 = 0.1614emergamps = 10000Length=1 New line.39-40 phases=3Bus1=B39Bus2=B40R1 = 0.2096103 104 X1=0.4304 emergamps=10000 Length=1105 New line.38-41 Bus1=B38 Bus2=B41R1 = 0.1965phases=3

106 X1=0.4035 emergamps=10000 Length=1 107 New line.41-42 phases=3 Bus1=B41Bus2=B42 R1 = 0.2096X1=0.4304 emergamps=10000 Length=1 108 109 New line.7006-43 phases=3 Bus1=B7006 Bus2=B43 R1 = 0.0486110 X1=0.1656 emergamps=10000 Length=1 New line.43-44 phases=3 Bus1=B43 Bus2=B44 R1 = 0.0393112 X1=0.0807 emergamps=10000 Length=1 113 New line.44-45 phases=3 Bus1=B44 Bus2=B45R1 = 0.131114 X1=0.269 emergamps=10000 Length=1 115 New line.45-46 phases=3 Bus1=B45Bus2=B46R1 = 0.2358X1=0.4842 emergamps=10000 Length=1 116 117 New line.7007-47 phases=3 Bus1=B7007 Bus2=B47R1 = 0.243118 X1=0.828 emergamps=10000 Length=1 New line.47-48 phases=3 Bus1=B47 Bus2=B48R1 = 0.0655120 X1=0.1345 emergamps=10000 Length=1121 New line.48-49 phases=3 Bus1=B48 Bus2=B49 R1=0.0655 122 X1=0.1345 emergamps=10000 Length=1123 New line.49-50 phases=3 Bus1=B49Bus2=B50R1 = 0.0393124 X1=0.0807 emergamps=10000 Length=1 125 New line.50-51 phases=3 Bus1=B50Bus2=B51R1 = 0.0786126 X1=0.1614 emergamps=10000 Length=1127 New line.51-52 phases=3 Bus1=B51Bus2=B52R1 = 0.0393128 X1=0.0807 emergamps=10000 Length=1 129 New line.52-53 Bus1=B52Bus2=B53 R1 = 0.0786phases=3 130 X1=0.1614 emergamps=10000 Length=1R1 = 0.0524New line.53-54 phases=3 Bus1=B53Bus2=B54 132 X1=0.1076 emergamps=10000 Length=1New line.54-55 phases=3 Bus1=B54 Bus2=B55R1 = 0.131134 X1=0.269 emergamps=10000 Length=1 135 New line.7008-56 phases=3 Bus1=B7008 Bus2=B56R1=0.2268 136 X1=0.7728 emergamps=10000 Length=1 New line.56-57 phases=3 Bus1=B56Bus2=B57 R1 = 0.5371137 138 X1=1.1029 emergamps=10000 Length=1New line.57-58 phases=3 Bus1=B57 Bus2=B58 R1 = 0.0524

140 X1=0.1076 emergamps=10000 Length=1 141 New line.58-59 phases=3 Bus1=B58Bus2=B59R1 = 0.0405142 X1=0.138 emergamps=10000 Length=1 143 New line.59-60 phases=3 Bus1=B59Bus2=B60R1 = 0.0393144 X1=0.0807 emergamps=10000 Length=1145 New line.60-61 phases=3 Bus1=B60Bus2=B61R1 = 0.0262146 X1=0.0538 emergamps=10000 Length=1 147 New line.61-62 phases=3 Bus1=B61Bus2=B62R1 = 0.1048 $_{148}$ X1=0.2152 emergamps=10000 Length=1 149 New line.62-63 phases=3 Bus1=B62Bus2=B63R1 = 0.2358X1=0.4842 emergamps=10000 Length=1 150151 New line.63-64 phases=3Bus1=B63Bus2=B64R1 = 0.0243 $_{152}$ X1=0.0828 emergamps=10000 Length=1 153 New line.7009-65 phases=3 Bus1=B7009 Bus2=B65R1 = 0.0486154 X1=0.1656 emergamps=10000 Length=1 Bus1=B65155 New line.65-66 phases=3 Bus2=B66R1 = 0.1703156 X1=0.3497 emergamps=10000 Length=1New line.66-67 phases=3 Bus1=B66 Bus2=B67R1=0.1215 emergamps=10000 X1 = 0.414Length=1 158159 New line.67-68 phases=3Bus1=B67Bus2=B68R1=0.2187 160 X1 = 0.7452emergamps=10000 Length=1161 New line.68-69 phases=3Bus1=B68Bus2=B69R1 = 0.0486162 X1 = 0.1656emergamps=10000 Length=1 163 New line.69-70 Bus1=B69Bus2=B70R1 = 0.0729phases=3 164 X1=0.2484 emergamps=10000 Length=1R1 = 0.0567New line.70-71 phases=3 Bus1=B70Bus2=B71X1=0.1932 emergamps=10000 Length=1166 167 New line.71-72 phases=3 Bus1=B71Bus2=B72R1 = 0.0262168 X1=0.0528 emergamps=10000 Length=1 169 New line.7010-73 phases=3 Bus1=B7010 Bus2=B73R1 = 0.324 $_{170}$ X1=1.1024 emergamps=10000 Length=1 171 New line.73-74 phases=3 Bus1=B73Bus2=B74R1 = 0.0324172 X1=0.1104 emergamps=10000 Length=1173 New line.74-75 Bus1=B74 Bus2=B75 R1 = 0.0567phases=3

174 X1=0.1932 emergamps=10000 Length=1 175 New line.75-76 phases=3 Bus1=B75Bus2=B76R1 = 0.0486176 X1=0.1656 emergamps=10000 Length=1 177 New line.7011-77 phases=3 Bus1=B7011 Bus2=B77R1=0.2511 178 X1=0.8556 emergamps=10000 Length=1 New line.77-78 phases=3 Bus1=B77Bus2=B78R1 = 0.1296180 X1=0.4416 emergamps=10000 Length=1 New line.78-79 phases=3 Bus1=B78Bus2=B79R1 = 0.0486181 182 X1=0.1656 emergamps=10000 Length=1 183 New line.79-80 phases=3 Bus1=B79Bus2=B80R1 = 0.131emergamps=10000 X1 = 0.264Length=1 184185 New line.80-81 phases=3 Bus1=B80Bus2=B81 R1 = 0.131186 X1 = 0.264emergamps=10000 Length=1 187 New line.81-82 phases=3 Bus1=B81 Bus2=B82R1 = 0.0917188 X1=0.1883 emergamps=10000 Length=1 189 New line.82-83 phases=3 Bus1=B82Bus2=B83 R1 = 0.3144190 X1=0.6456 emergamps=10000 Length=1 191 New line.5-55 phases=3 Bus1=B5Bus2=B55R1 = 0.131192 X1=0.269 emergamps=10000 Length=1 193 New line.7-60 phases=3 Bus1=B7Bus2=B60R1 = 0.131194 X1=0.269 emergamps=10000 Length=1 195 New line.11-43 phases=3 Bus1=B11Bus2=B43R1 = 0.131196 X1 = 0.269emergamps=10000 Length=1 197 New line.12-72 phases=3 Bus1=B12Bus2=B72R1 = 0.3406198 X1=0.6994 emergamps=10000 Length=1 Bus2=B76R1 = 0.4585New line.13-76 phases=3 Bus1=B13X1=0.9415 emergamps=10000 Length=1200 R1 = 0.5371201 New line.14-18 phases=3 Bus1=B14Bus2=B18202 X1=1.0824 emergamps=10000 Length=1 203 New line.16-26 phases=3 Bus1=B16Bus2=B26R1 = 0.0917 $_{204}$ X1=0.1883 emergamps=10000 Length=1 New line.20-83 phases=3Bus1=B20Bus2=B83 R1=0.0786 205206 X1=0.1614 emergamps=10000 Length=1New line.28-32 phases=3 Bus1=B28 Bus2=B32R1 = 0.0524

 $_{208}$ X1=0.1076 emergamps = 10000Length=1209 New line.29-39 phases=3R1 = 0.0786Bus1=B29Bus2=B39emergamps=10000 Length=1 X1 = 0.1614210 R1 = 0.0262New line.34-46 phases=3Bus1=B34Bus2=B46211 $_{212}$ X1=0.0538 emergamps=10000 Length=1 213 New line.40-42 phases=3Bus1=B40Bus2 = B42R1 = 0.1965 $_{214}$ X1=0.4035 emergamps = 10000Length=1Bus2=B64R1 = 0.0393New line.53-64 phases=3Bus1=B53215X1 = 0.0807emergamps = 10000Length=1 216217New Load.B2 phases=3Bus1=B2kV = 11.4kW = 100kvar=50 218 vminpu=0.9 vmaxpu=1.1219220 New Load.B3 phases=3Bus1=B3kV = 11.4kW=300 kvar=200 vminpu=0.9 vmaxpu=1.1221 New Load.B4 phases=3Bus1=B4kV = 11.4kW=350 kvar=250 222vminpu=0.9 vmaxpu=1.1223 New Load.B5 phases=3Bus1=B5kV = 11.4kW=220 kvar=100 224 vminpu=0.9 vmaxpu=1.1225New Load.B6 phases=3Bus1=B6kV = 11.4kW = 1100kvar=800 226 vminpu=0.9 vmaxpu=1.1227 kvar=320 New Load.B7 phases=3Bus1=B7kV = 11.4kW = 400228 229 vminpu=0.9 vmaxpu=1.1230 New Load.B8 phases=3Bus1=B8 kV = 11.4kW=300 kvar=200 vminpu=0.9 vmaxpu=1.1231232 New Load.B9 phases=3Bus1=B9kV = 11.4kW=300 kvar=230 vminpu=0.9 vmaxpu=1.1233 New Load.B10 kW = 300kvar = 260phases=3Bus1=B10kV = 11.4234vminpu=0.9 vmaxpu=1.1235New Load.B12 phases=3Bus1=B12kV = 11.4kW = 1200236 kvar=800 vminpu=0.9vmaxpu=1.1237kW=800 kvar=600 New Load.B13 phases=3Bus1=B13kV = 11.4238vminpu=0.9 vmaxpu=1.1239kvar=500 240 New Load.B14 phases=3Bus1=B14kV = 11.4kW=700 $_{241}$ vminpu=0.9 vmaxpu=1.1

242	New Load.B16	phases=3	Bus1=B16	kV=11.4	kW=300	kvar=150
243	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
244	New Load.B17	phases=3	Bus1=B17	kV=11.4	kW = 500	kvar=350
245	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
246	New Load.B18	phases=3	Bus1=B18	kV=11.4	kW = 700	kvar=400
247	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
248	New Load.B19	phases=3	Bus1=B19	kV=11.4	kW = 1200	
249	kvar=1000 vn	ninpu=0.9	vmaxpu=1.1			
250	New Load.B20	phases=3	Bus1=B20	kV=11.4	kW = 300	kvar=300
251	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
252	New Load.B21	phases=3	Bus1=B21	kV=11.4	kW = 400	kvar=350
253	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
254	New Load.B22	phases=3	Bus1=B22	kV=11.4	kW = 50	kvar=20
255	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
256	New Load.B23	phases=3	Bus1=B23	kV=11.4	kW = 50	kvar=20
257	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
258	New Load.B24	phases=3	Bus1=B24	kV=11.4	kW = 50	kvar=10
259	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
260	New Load.B25	phases=3	Bus1=B25	kV=11.4	kW = 50	kvar=30
261	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
262	New Load.B26	phases=3	Bus1=B26	kV = 11.4	kW = 100	kvar=60
263	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
264	New Load.B27	phases=3	Bus1=B27	kV=11.4	kW = 100	kvar=70
265	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
266	New Load.B28	phases=3	Bus1=B28	kV = 11.4	kW=1800	
267	kvar=1300 vn	ninpu=0.9	vmaxpu=1.1			
268	New Load.B29	phases=3	Bus1=B29	kV=11.4	kW=200	kvar=120
269	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
270	New Load.B31	phases=3	Bus1=B31	kV = 11.4	kW=1800	
271	kvar=1600 vn	ninpu=0.9	vmaxpu=1.1			
272	New Load.B32	phases=3	Bus1=B32	kV = 11.4	kW = 200	kvar=150
273	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
274	New Load.B33	phases=3	Bus1=B33	kV = 11.4	kW = 200	kvar=100
275	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				

276	New Load.B34	phases=3	Bus1=B34	kV=11.4	kW=800	kvar=600
277	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
278	New Load.B35	phases=3	Bus1=B35	kV = 11.4	kW=100	kvar=60
279	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
280	New Load.B36	phases=3	Bus1=B36	kV = 11.4	kW=100	kvar=60
281	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
282	New Load.B37	phases=3	Bus1=B37	kV = 11.4	kW=20	kvar=10
283	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
284	New Load.B38	phases=3	Bus1=B38	kV = 11.4	kW=20	kvar=10
285	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
286	New Load.B39	phases=3	Bus1=B39	kV = 11.4	kW=20	kvar=10
287	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
288	New Load.B40	phases=3	Bus1=B40	kV = 11.4	kW=20	kvar=10
289	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
290	New Load.B41	phases=3	Bus1=B41	kV=11.4	kW=200	kvar=160
291	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
292	New Load.B42	phases=3	Bus1=B42	kV=11.4	kW=50	kvar=30
293	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
294	New Load.B44	phases=3	Bus1=B44	kV = 11.4	kW=30	kvar=20
295	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
296	New Load.B45	phases=3	Bus1=B45	kV=11.4	kW=800	kvar=700
297	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
298	New Load.B46	phases=3	Bus1=B46	kV = 11.4	kW=200	kvar=150
299	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
300	New Load.B50	phases=3	Bus1=B50	kV=11.4	kW=200	kvar=160
301	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
302	New Load.B51	phases=3	Bus1=B51	kV=11.4	kW=800	kvar=600
303	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
304	New Load.B52	phases=3	Bus1=B52	kV = 11.4	kW=500	kvar=300
305	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
306	New Load.B53	phases=3	Bus1=B53	kV = 11.4	kW=500	kvar=350
307	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
308	New Load.B54	phases=3	Bus1=B54	kV = 11.4	kW=500	kvar=300
309	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				

310	New Load.B55	phases=3	Bus1=B55	kV=11.4	kW = 200	kvar=80
311	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
312	New Load.B57	phases=3	Bus1=B57	kV = 11.4	kW=30	kvar=20
313	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
314	New Load.B58	phases=3	Bus1=B58	kV=11.4	kW=600	kvar=420
315	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
316	New Load.B60	phases=3	Bus1=B60	kV = 11.4	kW=20	kvar=10
317	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
318	New Load.B61	phases=3	Bus1=B61	kV=11.4	kW=20	kvar=10
319	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
320	New Load.B62	phases=3	Bus1=B62	kV=11.4	kW=200	kvar=130
321	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
322	New Load.B63	phases=3	Bus1=B63	kV = 11.4	kW=300	kvar=240
323	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
324	New Load.B64	phases=3	Bus1=B64	kV = 11.4	kW=300	kvar=200
325	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
326	New Load.B66	phases=3	Bus1=B66	kV = 11.4	kW=50	kvar=30
327	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
328	New Load.B68	phases=3	Bus1=B68	kV = 11.4	kW=400	kvar=360
329	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
330	New Load.B71	phases=3	Bus1=B71	kV = 11.4	kW=2000	
331	kvar=1500 vm	ninpu=0.9	vmaxpu=1.1			
332	New Load.B72	phases=3	Bus1=B72	kV = 11.4	kW=200	kvar=150
333	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
334	New Load.B75	phases=3	Bus1=B75	kV = 11.4	kW=1200	
335	kvar=950 vmi	inpu=0.9	vmaxpu=1.1			
336	New Load.B76	phases=3	Bus1=B76	kV = 11.4	kW=300	kvar=180
337	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
338	New Load.B78	phases=3	Bus1=B78	kV = 11.4	kW=400	kvar=360
339	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
340	New Load.B79	phases=3	Bus1=B79	kV=11.4	kW=2000	
341	kvar=1300 vm	ninpu=0.9	vmaxpu=1.1			
342	New Load.B80	phases=3	Bus1=B80	kV=11.4	kW=200	kvar=140
343	vminpu=0.9	vmaxpu=1.1				
```
344 New Load. B81
                               Bus1=B81
                                           kV = 11.4
                                                       kW = 500
                                                                kvar = 360
                   phases=3
_{345} vminpu=0.9
                  vmaxpu=1.1
  New Load. B82
                                           kV = 11.4
                                                       kW = 100
                                                                kvar=30
                   phases=3
                               Bus1=B82
346
  vminpu=0.9
                  vmaxpu=1.1
347
  New Load. B83
                               Bus1 = B83
                                           kV = 11.4
                                                       kW = 400
                                                                 kvar=360
                   phases=3
348
  vminpu=0.9
                  vmaxpu=1.1
349
350
                       SwitchedObj = line.7001-1
  New swtcontrol.s1
351
  New swtcontrol.s2
                       SwitchedObj = line.1-2
352
                       SwitchedObj = line.2-3
  New swtcontrol.s3
353
                       SwitchedObj = line.3-4
  New swtcontrol.s4
354
  New swtcontrol.s5
                       SwitchedObj = line.4-5
355
  New swtcontrol.s6
                       SwitchedObj = line.5-6
356
357 New swtcontrol.s7
                       SwitchedObj = line.6-7
                       SwitchedObj = line.7-8
  New swtcontrol.s8
358
  New swtcontrol.s9
                       SwitchedObj = line.7-9
359
360 New swtcontrol.s10
                        SwitchedObj = line.7-10
                        SwitchedObj = line.7002-11
  New swtcontrol.s11
361
                        SwitchedObj = line.11-12
  New swtcontrol.s12
362
  New swtcontrol.s13
                        SwitchedObj = line.12-13
363
  New swtcontrol.s14
                        SwitchedObj = line.12-14
364
                        SwitchedObj = line.7003-15
  New swtcontrol.s15
365
366 New swtcontrol.s16
                        SwitchedObj = line.15-16
                        SwitchedObj = line.16-17
  New swtcontrol.s17
367
368 New swtcontrol.s18
                        SwitchedObj = line.17-18
                        SwitchedObj = line.18-19
  New swtcontrol.s19
369
  New swtcontrol.s20
                        SwitchedObj = line.19-20
370
  New swtcontrol.s21
                        SwitchedObj = line.20-21
371
                        SwitchedObj = line.21-22
  New swtcontrol.s22
372
373 New swtcontrol.s23
                        SwitchedObj = line.21-23
                        SwitchedObj = line.23-24
  New swtcontrol.s24
374
                        SwitchedObj = line.7004-25
  New swtcontrol.s25
375
                        SwitchedObj = line.25-26
376 New swtcontrol.s26
                        SwitchedObj = line.26-27
377 New swtcontrol.s27
```

378	New	swtcontrol.s28	SwitchedObj	=	line.27-28
379	New	swtcontrol.s29	SwitchedObj	=	line.28-29
380	New	swtcontrol.s30	SwitchedObj	=	line.7005-30
381	New	swtcontrol.s31	SwitchedObj	=	line.30-31
382	New	swtcontrol.s32	SwitchedObj	=	line.31-32
383	New	swtcontrol.s33	SwitchedObj	=	line.32-33
384	New	swtcontrol.s34	SwitchedObj	=	line.33-34
385	New	swtcontrol.s35	SwitchedObj	=	line.34-35
386	New	swtcontrol.s36	SwitchedObj	=	line.35-36
387	New	swtcontrol.s37	SwitchedObj	=	line.36-37
388	New	swtcontrol.s38	SwitchedObj	=	line.37-38
389	New	swtcontrol.s39	SwitchedObj	=	line.38-39
390	New	swtcontrol.s40	SwitchedObj	=	line.39-40
391	New	swtcontrol.s41	SwitchedObj	=	line.38-41
392	New	swtcontrol.s42	SwitchedObj	=	line.41-42
393	New	swtcontrol.s43	SwitchedObj	=	line.7006-43
394	New	swtcontrol.s44	SwitchedObj	=	line.43-44
395	New	swtcontrol.s45	SwitchedObj	=	line.44-45
396	New	swtcontrol.s46	SwitchedObj	=	line.45-46
397	New	swtcontrol.s47	SwitchedObj	=	line.7007-47
398	New	swtcontrol.s48	SwitchedObj	=	line.47-48
399	New	swtcontrol.s49	SwitchedObj	=	line.48-49
400	New	swtcontrol.s50	SwitchedObj	=	line.49-50
401	New	swtcontrol.s51	SwitchedObj	=	line.50-51
402	New	swtcontrol.s52	SwitchedObj	=	line.51-52
403	New	swtcontrol.s53	SwitchedObj	=	line.52-53
404	New	swtcontrol.s54	SwitchedObj	=	line.53-54
405	New	swtcontrol.s55	SwitchedObj	=	line.54-55
406	New	swtcontrol.s56	SwitchedObj	=	line.7008-56
407	New	swtcontrol.s57	SwitchedObj	=	line.56-57
408	New	swtcontrol.s58	SwitchedObj	=	line.57-58
409	New	swtcontrol.s59	SwitchedObj	=	line.58-59
410	New	swtcontrol.s60	SwitchedObj	=	line.59-60
411	New	swtcontrol.s61	SwitchedObj	=	line.60-61

412	New	swtcontrol.s62	SwitchedObj	=	line.61-62
413	New	swtcontrol.s63	SwitchedObj	=	line.62-63
414	New	swtcontrol.s64	SwitchedObj	=	line.63-64
415	New	swtcontrol.s65	SwitchedObj	=	line.7009-65
416	New	swtcontrol.s66	SwitchedObj	=	line.65-66
417	New	swtcontrol.s67	SwitchedObj	=	line.66-67
418	New	swtcontrol.s68	SwitchedObj	=	line.67-68
419	New	swtcontrol.s69	SwitchedObj	=	line.68-69
420	New	swtcontrol.s70	SwitchedObj	=	line.69-70
421	New	swtcontrol.s71	SwitchedObj	=	line.70-71
422	New	swtcontrol.s72	SwitchedObj	=	line.71-72
423	New	swtcontrol.s73	SwitchedObj	=	line.7010-73
424	New	swtcontrol.s74	SwitchedObj	=	line.73-74
425	New	swtcontrol.s75	SwitchedObj	=	line.74-75
426	New	swtcontrol.s76	SwitchedObj	=	line.75-76
427	New	swtcontrol.s77	SwitchedObj	=	line.7011-77
428	New	swtcontrol.s78	SwitchedObj	=	line.77-78
429	New	swtcontrol.s79	SwitchedObj	=	line.78-79
430	New	swtcontrol.s80	SwitchedObj	=	line.79-80
431	New	swtcontrol.s81	SwitchedObj	=	line.80-81
432	New	swtcontrol.s82	SwitchedObj	=	line.81-82
433	New	swtcontrol.s83	SwitchedObj	=	line.82-83
434	New	swtcontrol.s84	SwitchedObj	=	line.5-55
435	New	swtcontrol.s85	SwitchedObj	=	line.7-60
436	New	swtcontrol.s86	SwitchedObj	=	line.11-43
437	New	swtcontrol.s87	SwitchedObj	=	line.12-72
438	New	swtcontrol.s88	SwitchedObj	=	line.13-76
439	New	swtcontrol.s89	SwitchedObj	=	line.14-18
440	New	swtcontrol.s90	SwitchedObj	=	line.16-26
441	New	swtcontrol.s91	SwitchedObj	=	line.20-83
442	New	swtcontrol.s92	SwitchedObj	=	line.28-32
443	New	swtcontrol.s93	SwitchedObj	=	line.29-39
444	New	swtcontrol.s94	SwitchedObj	=	line.34-46
445	New	swtcontrol.s95	SwitchedObj	=	line.40-42

i

```
446 New swtcontrol.s96 SwitchedObj = line.53-64
447 !Solve
448 !show losses
```

Listing B.6: Código en OpenDSS