

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

OPTIMIZACIÓN DE SECUENCIAS DE MANIOBRA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, PARA RECONFIGURAR REDES DESPUÉS DE CONTINGENCIAS, RECUPERAR CONSUMIDORES Y TRANSFERIR CARGA, RESPETANDO LOS LÍMITES DE CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN**

RAÚL CLEMENTE ULLOA DE SOUZA

DIRECTOR: Dr.- Ing. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

Quito, abril 2020

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Raúl Clemente Ulloa de Souza, bajo mi supervisión.

GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Raúl Clemente Ulloa de Souza, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

RAÚL CLEMENTE ULLOA DE SOUZA

DEDICATORIA

La realización del presente trabajo de investigación, fue posible gracias al cariño y apoyo de los seres que a lo largo del camino de mi vida han sabido demostrar su cariño, aprecio, amor, inspiración y acompañamiento para intentar hacer de mí cada vez mejor persona, es por esto que con todo el amor dedico esta tesis:

A mis padres, en primer lugar, por todos sus buenos valores y enseñanzas, que son el puntal más grande de cualquier éxito que pueda tener.

A mis hijas Ema y Valentina por ser esas bocanadas de alegría en mi vida, que no son más que inmensas fuentes de inspiración para lograr mis metas, ser mejor profesional y tratar de mejorar como persona.

A mi adorada esposa, por quererme tal cual como soy y acompañarme en este duro camino llamado vida, sé muy bien que juntos lograremos marcar hitos trascendentales.

A mis hermanos, por ser mis mejores amigos desde siempre y caminar de la mano junto a mí en cada paso que damos y cada objetivo que nos marcamos.

A mis familiares y amigos, por quererme de manera desinteresada y estar conmigo más en las malas que en las buenas.

Especialmente a Dios, por haberme permitido tener junto a mí, durante toda mi vida, a grandes personas que me demuestran el verdadero significado del amor.

AGRADECIMIENTO

Aprovecho la oportunidad para expresar el más profundo agradecimiento a todas las personas que de cierta manera me ayudaron y brindaron su constante apoyo en el transcurso de mi vida personal, estudiantil y profesional, en especial:

A mis padres por su amor, dedicación, enseñanzas y buen ejemplo.

A mi amada esposa, por soportar y comprender el extenso tiempo que dediqué para este desarrollo; así como por ayudarme en todo lo demás.

A mi alma máter, Escuela Politécnica Nacional y su Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, a la cual considero mi casa, por abrirme una vez más las puertas y permitir realizar mis estudios de posgrado, así como anteriormente realicé mis estudios de pregrado.

Al Dr. Gabriel Salazar, por compartirme sus conocimientos y brindarme su guía, apoyo y tiempo no solo en el progreso del este proyecto de titulación sino durante todo el tiempo de estudios tanto en el pregrado como en el posgrado.

A mi hermano, Ing. Adrián Ulloa de Souza por su soporte técnico, consejos y asesoramiento; eres un crack de la programación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|--|------|
| AVAL..... | I |
| DECLARACIÓN DE AUTORÍA | II |
| DEDICATORIA | III |
| AGRADECIMIENTO..... | IV |
| ÍNDICE DE CONTENIDO..... | V |
| RESUMEN..... | VII |
| ABSTRACT..... | VIII |
| 1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1 Pregunta de investigación | 5 |
| 1.2 Objetivo General | 5 |
| 1.3 Objetivos Específicos | 5 |
| 1.4 Hipótesis o alcance..... | 6 |
| 2. MARCO TEÓRICO | 7 |
| 2.1 Redes primarias y secundarias de distribución..... | 7 |
| 2.1.1 Red primaria de distribución | 8 |
| 2.1.2 Red secundaria de distribución | 8 |
| 2.2 Topología de redes primarias..... | 9 |
| 2.2.1 Alimentador primario tipo radial | 9 |
| 2.2.2 Alimentador primario en anillo | 10 |
| 2.2.3 Radial con alimentador de enlace | 11 |
| 2.3 Cálculo de flujos de carga en sistemas de distribución | 13 |
| 2.3.1 Caso general para sistemas balanceados | 16 |
| 2.4 Caso general para sistemas desbalanceados | 18 |
| 2.5 Estudio de cortocircuitos..... | 19 |
| 2.6 Secuencia de conexión y reconexión..... | 24 |
| 2.7 Protección de sistemas eléctricos de distribución | 28 |
| 2.8 Líneas de enlace..... | 33 |
| 2.8.1 Enlaces entre alimentadores | 34 |
| 2.9 Radialidad en sistemas de distribución | 35 |
| 2.10 Caída de voltaje y regulación de voltaje..... | 36 |
| 2.11 Pérdidas de potencia en sistemas de distribución | 37 |
| 2.12 Trenes de operación aleatorios para fallas | 38 |
| 2.13 Optimización de Enjambre de Partículas PSO | 39 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 2.14 | Algoritmos Evolutivos | 45 |
| 2.14.1 | Estrategias Evolutivas Simples..... | 45 |
| 2.14.2 | Estrategias Evolutivas Múltiples | 46 |
| 2.15 | Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO | 46 |
| 2.16 | Revisión del estado del arte | 50 |
| 3. | METODOLOGÍA..... | 58 |
| 3.1 | Metodología en casos de estudio..... | 60 |
| 3.1.1 | Aplicación de la metodología dentro de la resolución del problema de ubicación de enlaces para optimización de reconfiguración y recuperación de carga dentro de los sistemas de distribución de energía eléctrica..... | 60 |
| 3.1.2 | Caso de Estudio I: Comprobación del algoritmo mediante un modelo de prueba a partir del IEEE 34 Node Test Feeder y el IEEE 13 Node Test Feeder..... | 62 |
| 3.1.3 | Caso de Estudio II: Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi ELEPCO S.A..... | 71 |
| 4. | RESULTADOS Y DISCUSIÓN | 79 |
| 4.1 | Resultados | 79 |
| 4.1.1 | Caso de Estudio I: Modelo de prueba a partir del IEEE 34 Node Test Feeder y el IEEE 13 Node Test Feeder..... | 79 |
| 4.1.1.1 | Caso de Estudio I – Falla I: falla en la línea 6 del alimentador de 13 nodos, línea que une el nodo 2 con el nodo 7..... | 79 |
| 4.1.1.2 | Caso de Estudio I – Falla II: falla en la línea 1 del alimentador de 13 nodos, línea que une el nodo 1 con el nodo 2..... | 89 |
| 4.1.2 | Caso de Estudio II: Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi ELEPCO S.A..... | 97 |
| 4.2 | Discusión..... | 106 |
| 4.2.1 | Resultados Caso de Estudio I – Falla I | 106 |
| 4.2.2 | Resultados Caso de Estudio I – Falla II | 108 |
| 4.2.3 | Resultados Caso de Estudio II – Caso ELEPCO S.A..... | 109 |
| 5. | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 110 |
| 5.1 | Conclusiones..... | 110 |
| 5.2 | Recomendaciones | 113 |
| 6. | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 115 |
| 7. | ANEXOS..... | 120 |

RESUMEN

En el presente proyecto de investigación, se desarrolla una solución para el problema de establecimiento y ubicación de enlaces para optimización de reconfiguración y recuperación de carga dentro de los sistemas de distribución de energía eléctrica, toda vez que se haya producido una falla trifásica en cualquier sección del sistema; para lo cual, se utiliza un algoritmo de inteligencia artificial, el cual se basa en la Optimización Evolutiva del Enjambre de Partículas EPSO, con la finalidad de encontrar el enlace óptimo que permita ejecutar una secuencia de maniobras, dentro de la restauración del servicio después de la falla, minimizando así la cantidad de energía no suministrada y las pérdidas de potencia del sistema.

Este desarrollo de investigación es importante para las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica, ya que, con su aplicación, se puede minimizar la cantidad de usuarios sin suministro de electricidad, mientras se realizan los trabajos de mantenimiento necesarios para eliminar cualquier falla trifásica ocurrida dentro del sistema; considerando en el enlace óptimo que ejecute la secuencia de maniobras, la menor cantidad de pérdidas de potencia.

Además, es una fuerte herramienta para la planificación de construcción de líneas de enlace.

El algoritmo se aplica en un modelo de prueba a partir de los alimentadores de 13 y 34 nodos del IEEE, para posteriormente validarse en una parte del sistema de subtransmisión de energía eléctrica de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., obteniendo en ambos casos, mejores resultados, menor número de iteraciones y un tiempo de convergencia más corto en comparación con la clásica Optimización de Enjambre de Partículas PSO.

PALABRAS CLAVE: flujo de carga, Optimización de Enjambre de Partículas PSO, Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO, reconfiguración de red, recuperación de carga, secuencia de maniobras.

ABSTRACT

A solution is developed for the connecting lines location problem for optimization of reconfiguration and load recovery within electric power distribution systems, after a three-phase fault has occurred in any section of the system; for this, an algorithm based on the Evolutionary Optimization of the EPSO Particle Swarm is used, in order to find the optimal line that allows executing a sequence of maneuvers, within the restoration of the service after the failure, thus minimizing the amount of energy not supplied and system power losses.

This research development is important for electric power distribution companies, since, with its application, the amount of users without electricity supply can be minimized, while the necessary maintenance work is carried out to eliminate any three-phase failure occurred within the system, considering in the optimal connecting line that the sequence of maneuvers executes, the least amount of power. In addition, it is a strong tool for planning the construction of connecting lines.

The algorithm is applied in a test model from the feeders of 13 and 34 nodes of the IEEE, to later be validated in the sub-transmission system of the Provincial Electric Company Cotopaxi ELEPCO SA, obtaining in both cases, better results, a smaller number of iterations and a shorter convergence time compared to the classic PSO Particle Swarm Optimization.

KEYWORDS: Evolutionary Particle Swarm Optimization (EPSO), Load flow, Load recovery, Network reconfiguration, Particle Swarm Optimization (PSO), Sequence of maneuvers.

1. INTRODUCCIÓN

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Art. 2, literal 2 manifiesta: *“Proveer a los consumidores o usuarios finales un servicio público de energía eléctrica de alta calidad, confiabilidad y seguridad; así como el servicio de alumbrado público general que lo requieran según la regulación específica”*. [1]

Asimismo en el Art. 4 de la mencionada ley se establece que es derecho de los usuarios finales o consumidores *recibir el servicio público de energía eléctrica acorde con los principios constitucionales de eficiencia, responsabilidad, continuidad, calidad y precio equitativo* [1]; y, en el Art. 43 se menciona lo siguiente: *“La actividad de distribución y comercialización de electricidad será realizado por el Estado a través de personas jurídicas debidamente habilitadas por la autoridad concedente para ejercer tal actividad. Sus operaciones se sujetarán a lo previsto en su respectivo título habilitante, así como a las normas constitucionales, legales, reglamentarias y regulatorias que se establezcan, bajo su exclusiva responsabilidad, y observando principios de transparencia, eficiencia, continuidad, calidad y accesibilidad”*. [1]

La Regulación No. ARCONEL – 005/18 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, vigente desde el 16 de enero del 2019 emitida por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL que tiene por objetivo: *“establecer los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y consumidores, según corresponda, dentro del ámbito de cumplimiento obligatorio para las empresas eléctricas de distribución y para los consumidores regulados y no regulados conectados a la red de distribución, define a la calidad del producto como el atributo de la calidad de servicio relacionado con la forma en la que las señales de voltaje son entregadas por la distribuidora, y que se caracteriza, entre otros, por el nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje y armónicos”*. [2]

Dentro del presente aspecto de calidad, la mencionada regulación indica que la calidad del producto, en cuanto al nivel de voltaje, dado en un punto del sistema eléctrico de distribución se determina a través del cálculo del índice que se establece de acuerdo a la ecuación 1.1.

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Ecuación 1.1

Donde:

ΔV_k : Variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k.

V_k : Voltaje de suministro en el punto k, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V_n : Voltaje nominal en el punto de k.

De lo que la regulación indica que: *“la distribuidora cumple con el nivel de voltaje en un punto de medición cuando el 95% o más de los registros de las variaciones de voltaje, en el período de evaluación de al menos siete días continuos se encuentra dentro del rango admisible”* [2], lo que se establece en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Límites para el índice de nivel de voltaje [2]

| Nivel de voltaje | Rango admisible |
|----------------------------------|-----------------|
| Alto Voltaje (grupo 1 y grupo 2) | $\pm 5,0\%$ |
| Medio Voltaje | $\pm 6,0\%$ |
| Bajo Voltaje | $\pm 8,0\%$ |

Donde:

- Bajo voltaje: menor o igual a 0,6 kV;
- Medio voltaje: mayor a 0,6 y menor o igual a 40 kV;
- Alto voltaje grupo 1: mayor a 40 y menor o igual a 138 kV; y,
- Alto voltaje grupo 2: mayor a 138 kV.

De igual manera en [2] se define como calidad de servicio técnico al *“atributo de la calidad del servicio relacionado con la continuidad con la que se prestará el servicio de energía eléctrica, y que se caracteriza por la frecuencia y la duración de las interrupciones de suministro”*. Cada vez que ocurre una contingencia dentro de los sistemas eléctricos de distribución de energía eléctrica operan las protecciones eléctricas de manera inmediata, desenergizando el tramo que se encuentra fallado; lo que conlleva a una suspensión temporal del servicio de los consumidores o abonados que están aguas abajo de dicha red. Para mejorar la confiabilidad, calidad del servicio y disminuir la energía no suministrada durante el tiempo en que se corrija y repare el elemento fallado se establecen líneas de enlace dentro de la red que permitan realizar transferencia de carga a otros alimentadores, para así poder recuperar consumidores.

Para esto, una vez ocurrida la operación del elemento de protección, se debe realizar maniobras para lograr la transferencia de cargas del área afectada a alimentadores

adyacentes por medio de los llamados interruptores y seccionadores de enlace; es decir que se implementa una serie de conmutaciones de los interruptores y actuación de seccionadores, con la finalidad de minimizar cantidad de energía no suministrada mientras se mejora la contingencia y se regresa a la topología inicial [3]. Este proceso de restablecimiento del servicio debe ser guiado en tiempo real y de manera eficiente; para así no tener un gran impacto dentro de los factores de calidad de servicio técnico descritos anteriormente.

En la actualidad, gran parte de las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica del país resuelve el problema presentado, dentro de dos escenarios:

- Aislar el área afectada, manteniendo en posición de abierto a todos los interruptores adyacentes hasta que se repare el elemento fallado, al no contar con líneas de enlace robustas que permitan realizar una adecuada transferencia de carga. Dejando sin servicio a todos los usuarios que se encuentren aguas abajo del alimentador.
- Haciendo uso de las líneas de enlace, maniobrando los interruptores de manera manual, según como indique la experiencia de los técnicos, a pesar de que esta reconfiguración no sea la más óptima, y sin considerar parámetros como cargabilidad de las líneas y perfiles de voltaje en los nodos luego de ejecutar la reconfiguración.

En ambos escenarios se puede denotar que al realizar dichas prácticas se podría incumplir con lo establecido en [2], ya que se aumentaría la cargabilidad de las líneas sanas provocando mayores pérdidas de potencia; y, se obtendría disminución en los perfiles de voltaje de los nodos donde se mantiene el suministro.

Así mismo, en el escenario dos, si bien es cierto que se restablece el servicio en menor tiempo, no se puede asegurar si la reconfiguración planteada es la más adecuada; es decir que no se considera obtener el menor valor de pérdidas de potencia, mantener los perfiles de voltaje dentro del rango permitido por la regulación mencionada; y, en ocasiones mantener la radialidad, factor fundamental ya que si se cambia la configuración de la topología de radial a lazo o anillo, esto afectaría a la coordinación de las protecciones eléctricas.

De igual manera, cabe indicar que, en la mayoría de las veces, la implementación de las líneas de enlace se realiza sin tener previamente una adecuada planificación, ni un estudio de por medio, que establezcan una línea de enlace óptima que permita minimizar tanto la

energía no suministrada como las pérdidas de potencia, además de abarcar el mayor número de contingencias.

Este trabajo de titulación se implementa con la finalidad de brindar una solución a las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica para minimizar tanto la cantidad de energía no suministrada como las pérdidas de potencia dentro del sistema, luego de haber ocurrido una contingencia o falla trifásica en un tramo de la red; para lo que se desarrolla un programa computacional particularmente útil para la planificación de redes eléctricas de distribución, ya que establece los mejores sitios de enlace que permitan una óptima secuencia de maniobras, parte de la reconfiguración o restauración de la red de distribución luego de haber ocurrido fallas en cualquier tramo o alimentador del sistema a analizar, teniendo como restricción mantener la configuración radial y los niveles de voltaje en los nodos de conexión dentro de los límites indicados en la Tabla 1.1; mejorando así los índices de calidad de la empresa distribuidora.

En el problema de ubicación de enlaces para optimización de reconfiguración y recuperación de carga, mediante secuencia de maniobras, luego de haber ocurrido una contingencia en algún elemento de la red de distribución, surge como prioridad minimizar la cantidad de energía no suministrada durante la temporalidad de la reparación del elemento, para lo cual se presenta la Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO, mostrada en [4] cuyas raíces se encuentran en Algoritmos Evolutivos y la Optimización de Enjambre de Partículas PSO, con la particularidad de que se reemplaza la operación de recombinación por un nuevo operador llamado movimiento de partículas, transformando así al método en un algoritmo auto adaptativo evolucionario, mostrándose así más efectivo que el clásico PSO ya que amplía el espacio de búsqueda y genera soluciones que se enfocan en el óptimo global, creando así una mejor solución al problema planteado, minimizando tanto la cantidad de energía no suministrada como las pérdidas de potencia del sistema, luego de la reconfiguración de la red ocasionada por una falla o contingencia en uno de sus elementos.

Esta herramienta es adecuada para la optimización de problemas complejos con múltiples óptimos locales, que genera nuevas soluciones prometedoras dentro del espacio de búsqueda y ha sido comparado en [4] obteniendo mejores resultados que el clásico PSO, mejorando las características de convergencia del método, pudiendo encontrar soluciones adecuadas bajo el criterio del mínimo máximo.

Con este desarrollo se puede entregar a las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica una fuerte herramienta para el estudio y planificación de líneas de

enlace, con la cual le permite establecer cuál es la mejor opción y solución óptima para elegir entre todas las posibles líneas de enlace entre dos diferentes alimentadores, a través de un aplicativo que les permita definir la secuencia de maniobras a realizar luego de cualquier contingencia ocurrida, logrando obtener la menor cantidad de clientes fuera de servicio, atado a la menor cantidad de pérdidas de potencia, manteniendo la calidad del producto en cuanto al nivel de voltaje de los nodos de conexión durante la reconfiguración planteada. Presentando una solución que no solo considera dichos parámetros de la red, sino que brinda un procedimiento más adecuado para minimizar la cantidad de energía no suministrada y pérdidas de potencia del sistema.

1.1 Pregunta de investigación

De acuerdo al cumplimiento de los índices de calidad planteados por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable y la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad, para la calidad de servicio dentro de las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica, ¿se puede optimizar la secuencia de maniobras para obtener la mínima cantidad de energía no suministrada y menor cantidad de pérdidas de potencia luego de haber ocurrido una falla trifásica en cualquier tramo de la red?

1.2 Objetivo General

Desarrollar un software de programación que permita obtener las secuencias de maniobra óptimas en redes de distribución para reconfigurar redes después de contingencias, y así poder recuperar consumidores y transferir carga; utilizando algoritmos de Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO.

1.3 Objetivos Específicos

Implementar un código de programación que calcule el flujo de carga de un sistema de distribución de energía eléctrica en medio voltaje de n nodos considerando modelación por fase (a, b, c).

Programar un código que genere contingencias causadas por fallas trifásicas en los componentes del sistema de distribución mencionado a partir de la simulación de trenes de operación aleatorios por fallas.

Plantear un algoritmo de optimización que permita minimizar la cantidad de energía no suministrada y pérdidas de potencia luego de una contingencia simulada en cualquier tramo del sistema de distribución bosquejado.

Comprobar el algoritmo desarrollado en un modelo de prueba.

Validar los resultados dentro de una porción del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.

1.4 Hipótesis o alcance

En este proyecto de titulación se establece un algoritmo útil para la planificación de redes de distribución, ya que permite un mecanismo para elegir la línea de enlace óptima que admita realizar las secuencias de maniobra, que minimicen tanto la cantidad de energía no suministrada como las pérdidas de potencia del sistema, durante el tiempo de restablecimiento del servicio, luego de una falla en uno de los tramos de la red dentro de un sistema de distribución de energía eléctrica utilizando el método de Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO. Dicho algoritmo, además puede ser utilizado en la parte operativa para elección entre dos o más líneas de enlace existentes, bajo las mismas premisas, cada vez que sucede una falla.

En primera instancia se programan códigos que logren correr flujos de carga en un sistema de distribución de n nodos considerando modelación por fases (a, b, c).

Luego se crea un código que genere contingencias causadas por fallas trifásicas en los componentes de la red a partir de la simulación de trenes de operación aleatorios y así poder determinar el tramo de la red con falla.

El algoritmo de optimización planteado encontrará el óptimo dentro del espacio de búsqueda de la combinación de secuencia de maniobras que reducirán tanto la cantidad de energía no suministrada como las pérdidas de potencia del sistema, teniendo como restricción los niveles de voltaje en los nodos de alimentación y mantener la radialidad del sistema.

Dicha plataforma de programación será desarrollada desde cero para luego ser simulada y valorada en un modelo de prueba, y así ser comprobada en una porción del sistema de subtransmisión o distribución en medio voltaje de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.

2. MARCO TEÓRICO

Una falla en un sistema de distribución impacta a varios usuarios de diversas maneras, es decir que la misma falla resulta en huecos de voltajes para algunos usuarios, interrupciones momentáneas para otros usuarios e interrupciones prolongadas de diferente magnitud para otros consumidores dependiendo de cómo el sistema es seccionado y cuánto tiempo toma la reparación de la falla.

S. Ramírez y E. Cano en [5] definen a la calidad del servicio como la capacidad que tiene un sistema eléctrico para suministrar energía eléctrica, de manera aceptable, dentro del rango permitido por las regulaciones para variables como voltaje, frecuencia, balance de fases, confiabilidad y forma de onda. Las perturbaciones que afectan de mayor manera a los consumidores son las interrupciones y variaciones de voltaje, por lo que, a nivel mundial, las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica están en constante desarrollo de técnicas que permitan evaluar y mejorar la confiabilidad dentro de sus sistemas.

2.1 Redes primarias y secundarias de distribución

Los sistemas eléctricos de distribución constituyen una parte muy importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia, ya que ocupan aproximadamente dos tercios de su inversión total, para lo cual es necesario, considerando además que es el lugar del sistema donde se produce la mayor parte de las pérdidas de energía, realizar una planeación rigurosa del crecimiento y expansión de la misma. En [6] se ubica el sistema eléctrico de distribución dentro de un sistema de potencia, a través de la figura 2.1, donde se puede observar que parte desde la subestación de distribución y llega hasta el cliente, usuario o consumidor final; ya sea este del tipo residencial, comercial o industrial.

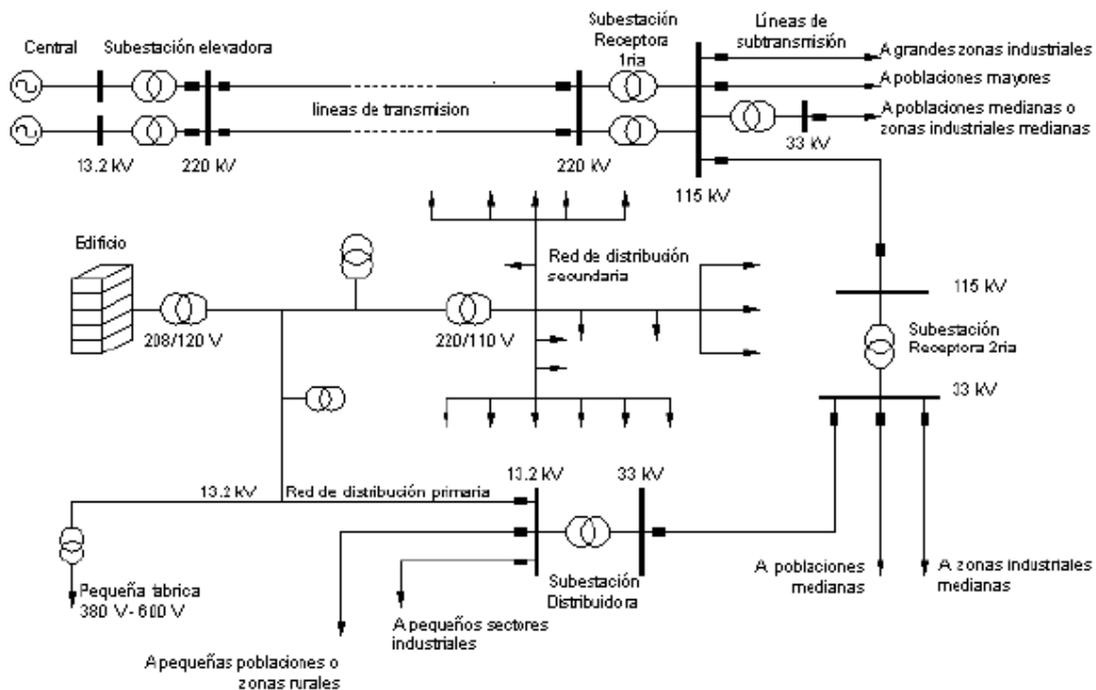


Figura 2. 1 Ubicación del sistema eléctrico de distribución

2.1.1 Red primaria de distribución

Parte desde los devanados secundarios de los transformadores ubicados en las subestaciones de distribución y recorren cada uno de los sectores rurales y urbanos con voltajes nominales desde 2.4 kV hasta 34.5 kV [7]. Llegan hasta los transformadores de distribución, que desembocan en las redes de distribución secundaria, así como hasta los clientes industriales o comerciales con cargas consideradas.

Por lo general, los alimentadores de media tensión o principales, se constituyen a lo largo de su recorrido por circuitos trifásicos, de los cuales, de acuerdo a la carga de la zona, nacen los llamados ramales y laterales, los cuales tienen una configuración monofásica y trifásica.

2.1.2 Red secundaria de distribución

Forman el segmento del sistema eléctrico de distribución, que parte desde el devanado secundario de los llamados transformadores de distribución, y se encargan de suministrar energía a los clientes residenciales, comerciales, pequeña industria y en contadas ocasiones alumbrado público, a un nivel de voltaje llamable utilizable, generalmente con voltajes de 120/208 V o 120/240 V. [6]

2.2 Topología de redes primarias

Se menciona una breve representación de las principales topologías básicas de redes primarias.

2.2.1 Alimentador primario tipo radial

Es aquella red que permite un solo camino simultáneo de flujo de corriente. Debido a su bajo costo inicial, simple operación y diseño, es una de las redes más utilizadas; sin embargo, su confiabilidad es baja, por ende, un cortocircuito o falla en cualquier parte de la red, provoca el corte de suministro de varios usuarios. [6]

En la figura 2.2 se presenta un de alimentador tipo radial, dado por [6].

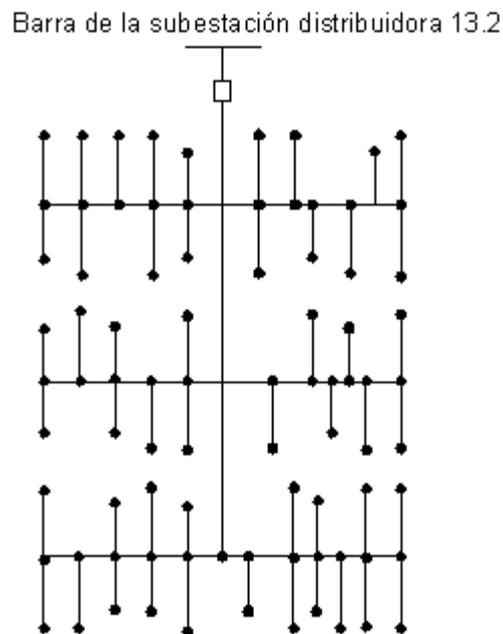


Figura 2. 2 Alimentador radial

Con la finalidad de aumentar la confiabilidad en las redes primarias radiales, se incluyen seccionadores, fusibles y demás elementos de protección a lo largo del troncal y ramales, tal como se muestra en la figura 2.3. Este concepto se abarcará con mayor profundidad en el acápite 2.7.

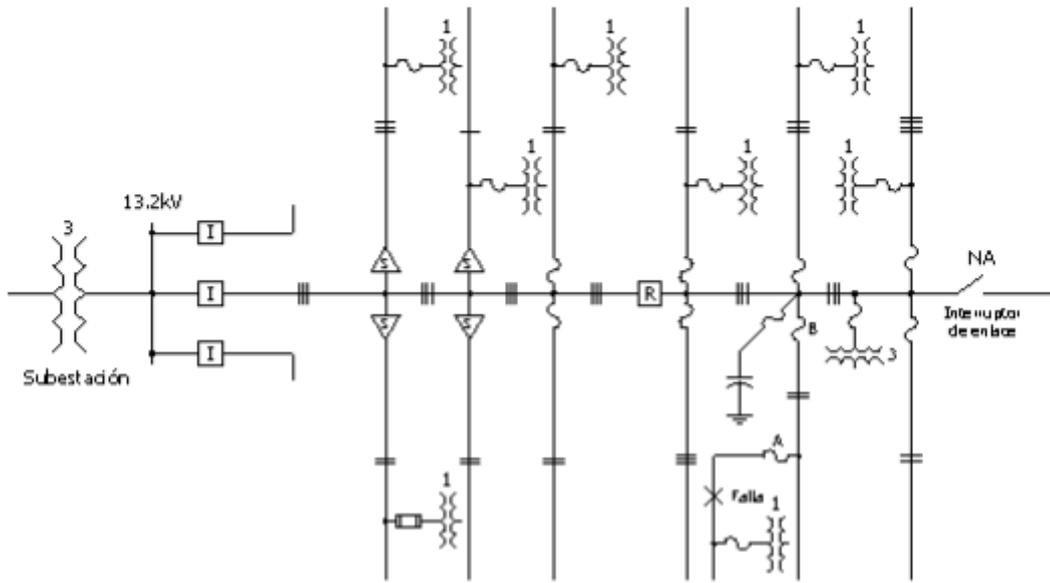


Figura 2. 3 Alimentador primario radial con elementos de protección para mejorar la confiabilidad

2.2.2 Alimentador primario en anillo

Lo conforman dos circuitos primarios troncales interconectados por un interruptor o seccionador normalmente abierto. Esta configuración se realiza para que cuando ocurra una falla la carga pueda ser suplida por uno de los extremos donde se encuentra la alimentación. [7]

A manera de ejemplo se muestra en [6] el gráfico propuesto en la figura 2.4, donde se exterioriza un alimentador primario en anillo, el cual está compuesto por dos trayectorias paralelas que parten desde una misma subestación de distribución, cuando el anillo se opera mediante el uso de interruptores de enlace; asimismo posee la particularidad de que cada uno de estos tramos tiene la capacidad de suministrar energía eléctrica a todo el conjunto de carga, para lo cual se tiene el mismo tamaño de conductor en todo el anillo. Es decir, que un tramo del alimentador puede desconectarse por alguna falla, sin que cause la pérdida de suministro para la carga en su totalidad, a partir de que previo a la localización de la falla operen los elementos de protección y luego los de suicheo, haciendo así que el sistema tenga una fuerte confiabilidad.

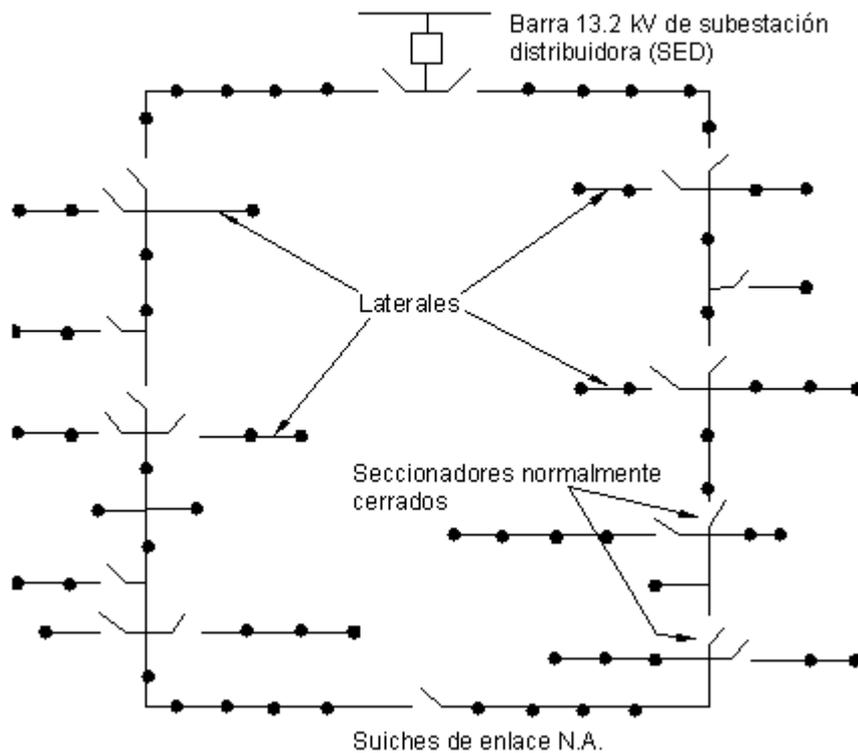


Figura 2. 4 Alimentador primario en anillo: Barra 13.2 kV de subestación distribuidora (SED)

2.2.3 Radial con alimentador de enlace

Con el objetivo de mejorar la confiabilidad dentro de los alimentadores primarios radiales, Ramírez explica en [6], a través de la figura 2.5, cómo se cambia esta topología modificándola con líneas de enlace, para brindar suministro eléctrico desde las secciones que no presentan falla desde otro alimentador adyacente. Donde se puede observar que cada uno de los tres alimentadores de esta subestación, está seccionado en tres etapas, para lo cual posee dos líneas de enlace para cada uno de los dos alimentadores adyacentes; es decir que en caso de que se presente falla en uno de los alimentadores, se puede recuperar el suministro de energía eléctrica en un tramo, a través del suicheo o enlace con otro de los alimentadores.

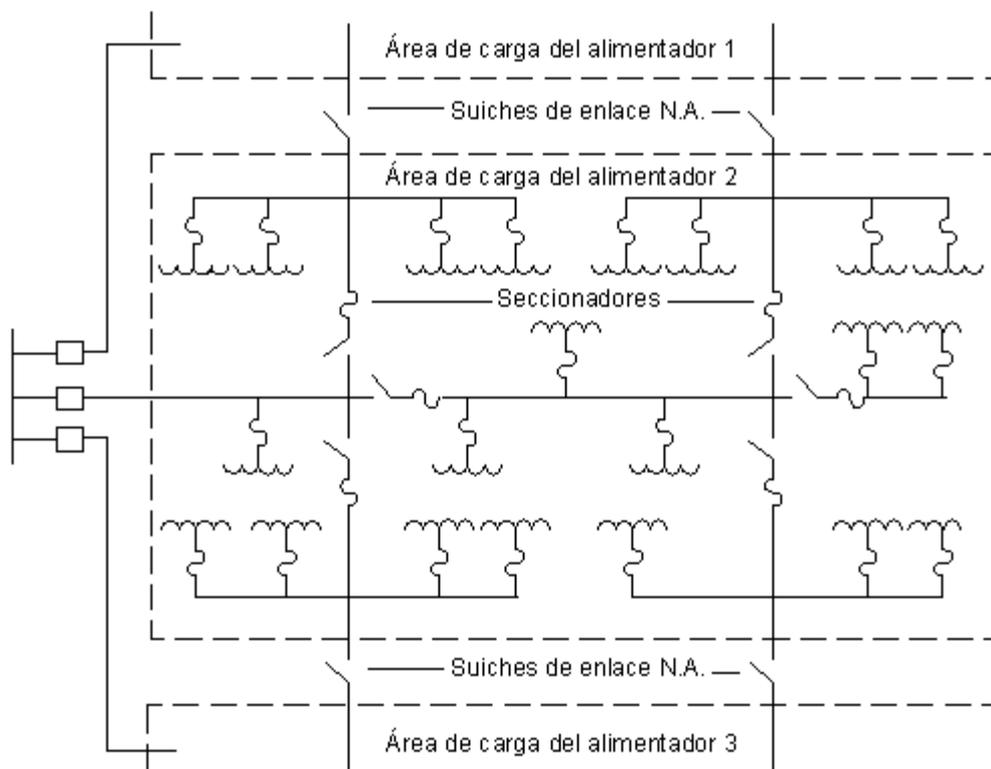


Figura 2. 5 Alimentador primario radial con líneas de enlace y seccionadores

Otra alternativa para mejorar la confiabilidad de las redes radiales, es establecer un sistema de alimentadores interconectados, los que son suministrados por varias subestaciones de distribución; dichos alimentadores pueden derivarse ya sea de las propias líneas de enlace interconectadas o a su vez directamente desde la subestación. En [6] se explica a través de la figura 2.6 este tipo de arreglo, donde se puede observar que cada alimentador de enlace tiene dos interruptores asociados.

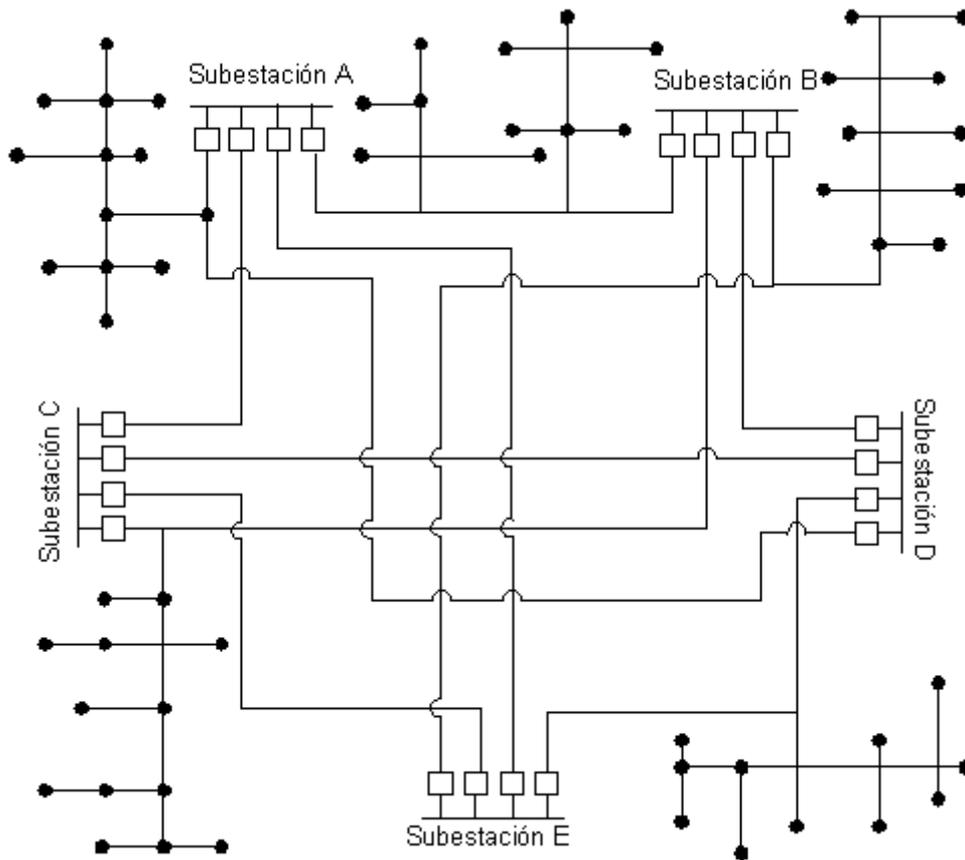


Figura 2. 6 Red primaria con alimentadores de enlace

En este tipo de arreglos, se presenta menor pérdidas y energía no suministrada, ocasionado por a la división de cargas; además presenta una confiabilidad y calidad de servicio más alta que en los alimentadores radiales normales, sin embargo, su diseño y operación se dificulta.

2.3 Cálculo de flujos de carga en sistemas de distribución

Los sistemas de distribución de energía eléctrica al caracterizarse por ser radiales, que sus fuentes de voltaje son específicas y las cargas se manifiestan como de potencia PQ constante, convirtiendo el sistema en no lineal; imposibilitan el uso de las técnicas iterativas comúnmente utilizadas en el desarrollo para calcular flujos de potencia de redes de transmisión debido a sus bajas características de convergencia [8]; por lo que para calcular las corrientes y caídas de voltaje en los nodos de los alimentadores de sistemas de distribución es necesario utilizar una técnica iterativa "ladder" modificada.

Una modificación en la teoría de redes "ladder" para sistemas lineales entrega un método iterativo robusto para el análisis de flujos de carga [9]. Dicha técnica es utilizada para el

análisis de redes de sistemas eléctricos de distribución, ya que los alimentadores se consideran no lineales debido a que la mayoría de las cargas se asumen que son de potencia constante PQ; sin embargo, el enfoque adaptado para el sistema lineal se puede modificar para tener en cuenta las características no lineales de los alimentadores de distribución.

W. Kersting en [10] desarrolla la aplicación del método iterativo “ladder” para el análisis de flujos de carga en sistemas eléctricos de distribución lineales; el mismo que se explica a partir del análisis de la red expuesta en la figura 2.7.

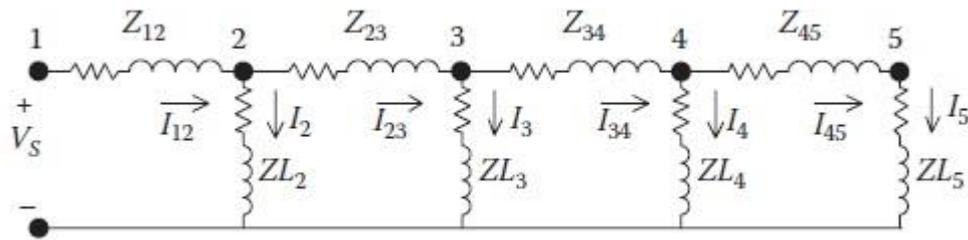


Figura 2. 7 Red lineal “ladder”

En la red expuesta en la figura 2.7 se considera que todas las cargas e impedancias de línea son conocidas a lo largo de la misma junto con el voltaje en la fuente V_S . Esta red se soluciona a través del barrido hacia adelante calculando el voltaje en el nodo 5 bajo condición del sistema sin carga; por lo que al no haber corrientes de carga ni de línea, dicho voltaje será igual al de la fuente. El barrido hacia atrás empieza calculando la corriente en el nodo 5 tal como se indica en la ecuación 2.1, dicha corriente por tratarse de ser del nodo final, es igual a la corriente de línea del nodo 4 al 5.

$$I_5 = I_{45} = \frac{V_5}{ZL_5}$$

Ecuación 2. 1

El barrido hacia atrás continúa aplicando la Ley de Voltajes de Kirchhoff, para poder calcular el voltaje en el nodo 4 tal como se indica en la ecuación 2.2.

$$V_4 = V_5 + Z_{45} \cdot I_{45}$$

Ecuación 2. 2

La corriente en la línea del nodo 3 al 4 se determina a través de la LCK, tal como se indica en la ecuación 2.3. Cabe recalcar que el valor de corriente correspondiente al nodo 4 se obtiene utilizando el mismo principio que el detallado para el cálculo de la corriente I_5 .

$$I_{34} = I_{45} + I_4$$

Ecuación 2. 3

El barrido hacia atrás continúa hasta calcular el voltaje V_1 ; dicho voltaje se compara con el especificado en la fuente. Para lo cual se determina la proporción R entre el voltaje especificado en la fuente V_s y el voltaje calculado V_1 tal como se indica en la ecuación 2.4.

$$R = \frac{V_s}{V_1}$$

Ecuación 2. 4

Por lo que para la solución final de la red lineal se multiplica la proporción R para todos los voltajes de nodo y corrientes de línea y nodo.

De la misma manera, W. Kersting en [10] desarrolla la aplicación del método iterativo “ladder” para el cálculo de flujos de carga en sistemas eléctricos de distribución no lineales, el cual se explica a través del análisis de la red expuesta en la figura 2.8.

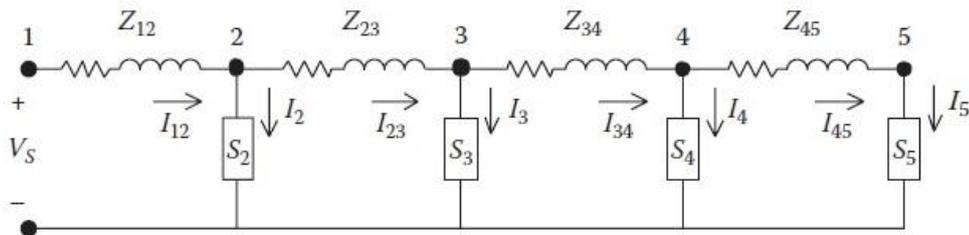


Figura 2. 8 Red no lineal “ladder”

Para este caso, al igual que en la red lineal, el barrido hacia adelante inicial se calcula considerando que en el nodo 5 no hay carga, por lo que se asume en la primera iteración que el voltaje en dicho nodo es igual al voltaje de la fuente. El valor de las corrientes en cada nodo se obtiene utilizando con la ecuación 2.5.

$$I_n = \left(\frac{S_n}{V_n} \right)^*$$

Ecuación 2. 5

Como resultado de la primera iteración se obtiene un voltaje en el nodo 1 distinto al voltaje de la fuente; y, considerando la no linealidad del sistema no se obtiene la solución multiplicando los voltajes y corrientes calculadas por el factor de proporción R tal como se da en el caso del sistema lineal; por ende, para obtener la solución es necesario modificar el método volviéndolo iterativo, para lo cual se calcula un nuevo barrido hacia adelante utilizando el voltaje de fuente y las corrientes obtenidas en el barrido hacia atrás previo.

Para obtener el valor del voltaje en el nodo 2 se utiliza la LVK, tal como se indica en la ecuación 2.6.

$$V_2 = V_s - Z_{12} \cdot I_{12}$$

Ecuación 2. 6

Este proceso se repite en cada segmento de línea hasta encontrar el voltaje en el nodo final, para este caso el nodo 5. Una vez terminado este proceso se comienza con un nuevo barrido hacia atrás utilizando el “nuevo” voltaje obtenido en el nodo 5 hasta calcular un nuevo voltaje en el nodo de la fuente. Este procedimiento funciona, pero requiere un tiempo mayor de convergencia.

Una mejor versión del método “ladder” realiza el barrido hacia adelante calculando los voltajes de nodo a través de las corrientes obtenidas en un barrido hacia atrás previo; para lo cual un nuevo barrido hacia atrás calculará las corrientes de carga y de línea a través de los voltajes de nodo calculados previamente en un barrido hacia adelante; requiriendo así un mayor número de iteraciones pero menor tiempo de convergencia; la misma que se determina mediante el cálculo de la proporción obtenida a través de la diferencia entre el voltaje de las iteraciones n y $n-1$; y, el voltaje línea-neutro nominal. Esta convergencia se cumple cuando dicha proporción en todos los nodos del sistema es menor o igual que una tolerancia especificada, tal como se indica en la ecuación 2.7.

$$\frac{||V_n - |V_{n-1}||}{V_{nominal}} \leq Tolerancia\ especificada$$

Ecuación 2. 7

2.3.1 Caso general para sistemas balanceados

Los sistemas de distribución por lo general son radiales, es decir que constan de un alimentador primario con laterales que salen de los llamados nodos de unión, y en ciertos

casos de los laterales parten sublaterales desde sus nodos de unión, tal como se presenta en la figura 2.9.

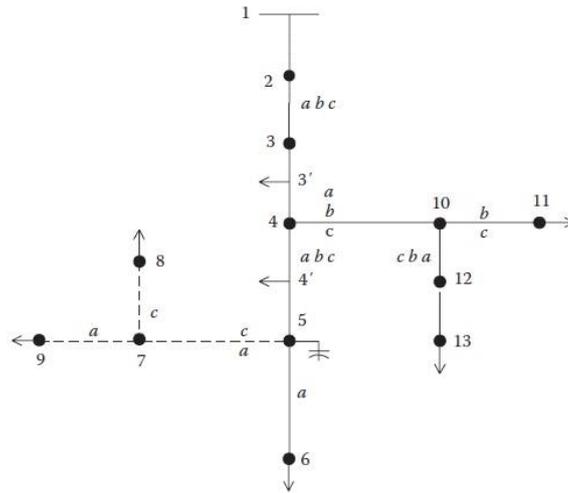


Figura 2. 9 Red radial típica de distribución

Es por esto que para el caso de red radial presentado en la figura 2.9 se puede observar que el nodo 1 representa a la fuente de energía eléctrica, los nodos 4 y 5 son nodos de unión que parten del alimentador primario y permiten la salida de los laterales 4-11 y 5-9, los nodos 7 y 10 son nodos de unión que parten de los mencionados laterales y permiten la energización de los sublaterales 7-8 y 10-13.

Para ejecutar en este tipo de red el método de barrido o técnica iterativa “ladder” modificada presentada por W. Kersting en [10] es necesario considerar que los elementos serie tales como líneas, transformadores y reguladores, pueden representarse tal como se muestra en la figura 2.10.



Figura 2. 10 Modelo para elementos serie

Las cargas que se encuentran distribuidas a lo largo de la línea se pueden representar como una sola carga acumulada, que corresponde a la sumatoria de las mismas, y se ubica en el medio de la línea.

El modelo considerado más exacto, y el que se utiliza en el presente proyecto de investigación consiste en ubicar dos tercios de la llamada carga acumulada al 25% de la línea desde el nodo de fuente, el tercio restante de la carga se ubica en el nodo final de la línea. Este método permite obtener una adecuada caída de voltaje, así como una correcta obtención de pérdidas de potencia en la línea.

Para el presente caso las ecuaciones a utilizarse para el método de barrido o técnica iterativa “ladder” modificada son las presentadas en las ecuaciones 2.8 y 2.9.

$$[VLN_{abc}]_m = [A] \cdot [VLN_{abc}]_n - [B] \cdot [I_{abc}]_n$$

Ecuación 2. 8

$$[I_{abc}]_n = [x_t] \cdot [VLN_{abc}]_n - [d] \cdot [I_{abc}]_m$$

Ecuación 2. 9

Cabe recalcar que para aplicar el mencionado método en este caso es necesario considerar y reconocer a los llamados nodos de unión, en el barrido hacia adelante se deben calcular los voltajes de todos los nodos que se encuentran aguas abajo de los nodos de unión, así como para el barrido hacia atrás para calcular la corriente en los nodos de unión se debe sumar todas las corrientes de los nodos que parten de estos.

2.4 Caso general para sistemas desbalanceados

Para utilizar este procedimiento en el análisis del flujo de carga en un alimentador trifásico desbalanceado, en [11] se considera que tanto varios segmentos o derivaciones de línea como las cargas puntuales estáticas, bancos de capacitores y máquinas de inducción puntuales están conectadas a los nodos y pueden ser trifásicas, bifásicas o monofásicas, para lo cual en caso de ser bifásicas o monofásicas sus matrices de impedancia deben ser representadas de igual manera que las trifásicas, es decir a través de una matriz de dimensiones 3x3, solo que se debe llenar con ceros los espacios de filas y columnas correspondientes a las fases faltantes, generando así que las corrientes de los nodos puedan ser trifásicas, bifásicas o monofásicas, para lo cual en caso de ser bifásicas o monofásicas se deben modelar como si fueran trifásicas, es decir con una matriz de

corrientes de dimensión 3x1 llenando con ceros los espacios correspondientes a las fases faltantes.

Es decir que para poder ejecutar el método de barrido o técnica iterativa “ladder” modificada para sistemas desbalanceados se debe tener muy en cuenta que para la preparación de datos es de suma importancia que tanto las impedancias como las admitancias de los segmentos de línea y los modelos de cargas se calculen utilizando los espaciamentos y las fases exactas, ya que las corrientes desequilibradas resultantes de las cargas desequilibradas pueden provocar caídas de voltaje importantes por acoplamiento mutuo de las líneas, causando en ciertos casos un aumento de voltaje en una fase ligeramente cargada de un segmento de línea que tiene un desequilibrio de corriente extremo.

Toda vez que se obtiene el flujo de carga ya sea para sistemas balanceados como para sistemas desbalanceados, si se desea obtener los valores de las pérdidas de potencia, en el presente trabajo de investigación se recomienda utilizar la diferencia entre la potencia activa que ingresa a un segmento de línea y la potencia activa que sale del mismo segmento, ya que los efectos causados tanto por el neutro como por el cable de tierra son considerados en la matriz de impedancia de fases.

2.5 Estudio de cortocircuitos

En el presente inciso se realiza un análisis del caso general para cortocircuitos ocurridos en un sistema de distribución desbalanceado, para lo cual en [9] se parte del análisis del circuito general presentado en la figura 2.11.



Figura 2. 11 Circuito general de una red de distribución desbalanceada

Donde el punto uno es la barra de alto voltaje con la cual se energiza el primario del transformador de distribución, los valores de cortocircuito en este punto se determinan a partir de estudios de cortocircuito en el sistema de transmisión, de los cuales se obtiene como resultado los MVAs característicos de cortocircuito, lo que son fundamentales para

poder calcular las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero, a través de las ecuaciones 2.10 y 2.11, necesarias para el estudio de cortocircuitos aguas abajo.

$$Z_+ = \frac{kVLL^2}{(MVA_{3\phi})^*} [\Omega]$$

Ecuación 2. 10

$$Z_0 = \frac{3 \cdot kVLL^2}{(MVA_{1\phi})^*} - 2 \cdot Z_+ [\Omega]$$

Ecuación 2. 11

Donde $kVLL$ es el voltaje de línea nominal del sistema de transmisión en kV.

Una vez calculadas las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero, se debe calcular la matriz de impedancias de fase utilizando la matriz de transformación de componentes simétricos, tal como se muestra en la ecuación 2.12.

$$[Z_{abc}] = [A_s] \cdot [Z_{012}] \cdot [A_s]^{-1}$$

Ecuación 2. 12

Donde:

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 \end{bmatrix}$$

Para el estudio de cortocircuitos en los puntos 2, 3, 4 y 5 es necesario calcular el equivalente de Thévenin del circuito trifásico en el punto donde se genera el cortocircuito. De lo cual los voltajes del equivalente de Thévenin serán los voltajes nominales de línea a tierra con los apropiados ángulos.

Para el caso del circuito mostrado en la figura 2.11, los voltajes del equivalente de Thévenin en los puntos 2 y 3 se calculan multiplicando los voltajes en el punto 1 por la matriz de transformación generalizada $[A_t]$ correspondiente al transformador de la subestación de distribución; lo propio pasa para el caso de los puntos 4 y 5 donde se debe multiplicar los voltajes en el punto 3 por la matriz de transformación generalizada $[A_t]$ correspondiente al transformador de distribución en el alimentador primario.

Para calcular las matrices de impedancia de fases del equivalente de Thévenin se debe sumar las matrices de impedancia de fases de cada elemento encontrado entre la fuente

de voltaje y el punto de falla. Cabe recalcar que cada vez que dentro del estudio se encuentre un transformador trifásico, la matriz de impedancia de fases total debe reflejarse en el secundario de este transformador, de igual manera se debe asumir que los reguladores de voltaje se encuentran en posición neutral, por lo que no se los considera en el estudio de cortocircuitos, como recomendación general dada en la literatura investigada.

En la figura 2.12 se considera una falla o cortocircuito en el nodo 3 del sistema de distribución mostrado en la figura 2.11, para lo cual se desarrolla el equivalente de Thévenin del circuito.

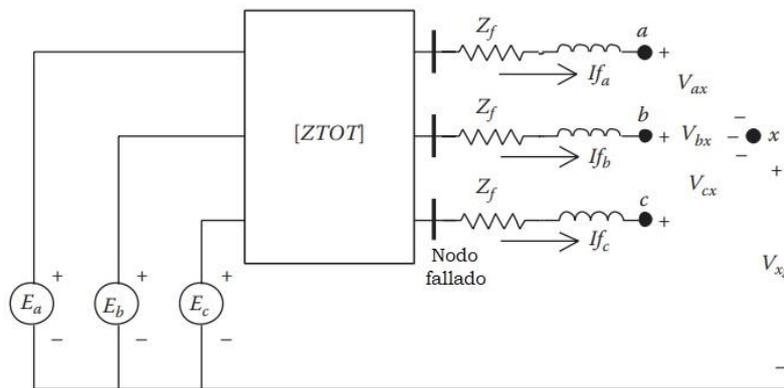


Figura 2. 12 Equivalente de Thévenin para un cortocircuito en el nodo 3

De donde se puede observar que los voltajes E_a , E_b y E_c representan los voltajes línea a tierra equivalentes de Thévenin en el nodo de falla, así como la matriz $[ZTOT]$ simboliza la matriz de impedancia de fases equivalente de Thévenin en el nodo de falla y z_f es la impedancia propia de la falla, para lo cual si se aplica la LVK, se obtiene lo desarrollado en la ecuación 2.13.

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{f_a} \\ I_{f_b} \\ I_{f_c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{f_a} \\ I_{f_b} \\ I_{f_c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix}$$

Ecuación 2. 13

La cual se puede comprimir, tal como se muestra en la ecuación 2.14.

$$[E_{abc}] = [ZTOT] \cdot [I_{f_{abc}}] + [ZF] \cdot [I_{f_{abc}}] + [V_{abcx}] + [V_{xg}]$$

Ecuación 2. 14

Si se combinan los términos, sumando las matrices de impedancia $[ZTOT]$ más $[ZF]$ se obtiene la ecuación 2.15.

$$[E_{abc}] = [ZEQ] \cdot [I_{fabc}] + [V_{abcx}] + [V_{xg}]$$

Ecuación 2. 15

Resolviendo la ecuación 2.15 para calcular la matriz de corrientes de falla, considerando que la matriz $[Y]$ es equivalente a la matriz $[ZEQ]^{-1}$, se obtiene la ecuación 2.16.

$$[I_{fabc}] = [Y] \cdot [E_{abc}] - [Y] \cdot [V_{abcx}] - [Y] \cdot [V_{xg}]$$

Ecuación 2. 16

Considerando que las matrices $[Y]$ y $[E_{abc}]$ son conocidas, y que $[IP_{abc}] = [Y] \cdot [E_{abc}]$ se obtiene la ecuación 2.17.

$$[IP_{abc}] = [I_{fabc}] + [Y] \cdot [V_{abcx}] + [Y] \cdot [V_{xg}]$$

Ecuación 2. 17

Expandiendo la ecuación 2.17 se obtiene lo desarrollado en la ecuación 2.18.

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{f_a} \\ I_{f_b} \\ I_{f_c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix}$$

Ecuación 2. 18

Desarrollando las operaciones matriciales de la ecuación 2.18 se obtiene lo mostrado en la ecuación 2.19.

$$IP_a = I_{f_a} + (Y_{aa} \cdot V_{ax} + Y_{ab} \cdot V_{bx} + Y_{ac} \cdot V_{cx}) + Y_{S_a} \cdot V_{xg}$$

$$IP_b = I_{f_b} + (Y_{ba} \cdot V_{ax} + Y_{bb} \cdot V_{bx} + Y_{bc} \cdot V_{cx}) + Y_{S_b} \cdot V_{xg}$$

$$IP_c = I_{f_c} + (Y_{ca} \cdot V_{ax} + Y_{cb} \cdot V_{bx} + Y_{cc} \cdot V_{cx}) + Y_{S_c} \cdot V_{xg}$$

Ecuación 2. 19

Donde:

$$Y_{S_a} = Y_{aa} + Y_{ab} + Y_{ac}$$

$$Y_{S_b} = Y_{ba} + Y_{bb} + Y_{bc}$$

$$Y_{S_c} = Y_{ca} + Y_{cb} + Y_{cc}$$

Por lo que en [10] se indica que la ecuación 2.19 es la ecuación general para simular todo tipo de cortocircuitos, donde se tienen 3 ecuaciones y 7 variables ($I_{f_a}, I_{f_b}, I_{f_c}, V_{ax}, V_{bx}, V_{cx}, V_{xg}$), ya que las otras 3 variables en la ecuación (IP_a, IP_b, IP_c) son función de la impedancia total y voltaje línea a tierra equivalentes de Thévenin, por lo tanto son conocidas. Por ende, al tener 7 variables es necesario encontrar 4 ecuaciones independientes adicionales, las mismas que son función y característica del tipo de falla que se vaya a simular. En el caso del circuito equivalente representado en la figura 2.12, considerando un cortocircuito desde los nodos a, b o c hasta el nodo x, se obtienen 3 ecuaciones de voltaje, la ecuación faltante, de acuerdo a lo establecido en [12], se obtiene de aplicar la LCK en el nodo x, particularizando así todos los tipos de cortocircuito a partir de la ecuación general, las mismas que se muestran en las ecuaciones 2.20, 2.21, 2.22, 2.23 y 2.24.

$$V_{ax} = V_{bx} = V_{cx} = 0$$

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

Ecuación 2. 20

$$V_{ax} = V_{bx} = V_{cx} = V_{xg} = 0$$

Ecuación 2. 21

$$V_{ix} = V_{jx} = 0$$

$$I_{f_k} = 0$$

$$I_{f_i} + I_{f_j} = 0$$

Ecuación 2. 22

$$V_{ix} = V_{jx} = 0$$

$$V_{xg} = 0$$

$$I_k = 0$$

Ecuación 2. 23

$$V_{kx} = V_{xg} = 0$$

$$I_{f_i} = I_{f_j} = 0$$

Ecuación 2. 24

2.6 Secuencia de conexión y reconexión

Un troncal o alimentador primario parte de la subestación o punto de alimentación, recorriendo un determinado camino, región o población, cubriendo su demanda energética a través de la distribución de energía eléctrica.

Cuando la densidad poblacional o la carga a suministrar por el alimentador primario, es muy alta, la red de distribución consta en ese punto de dos o más alimentadores que nacen de igual subestación, para lo cual se prevé la interconexión a través de líneas de enlace que permitan transferir carga de un circuito a otro, aumentando la confiabilidad del sistema, y disminuyendo la cantidad de energía no suministrada en caso de ocurrir una falla en el mismo.

Las principales fallas ocurridas en sistemas de distribución son las temporales y las permanentes. Ramírez define en [13] a las fallas temporales como aquellas que pueden ser liberadas previo a la ocurrencia de cualquier daño serio tanto en el equipo, como en las instalaciones, generalmente ocurren en sistemas de distribución aéreos por galopeo en los conductores, dado por sismos o vientos fuertes, arqueos en los aisladores ocasionados por sobretensiones por descargas atmosféricas o contactos transitorios originados por la caída o roce de los conductores con ramas de árboles; así mismo define que una falla permanente, es la que continua, aun así se haya retirado la fuente o desenergizado el circuito rápidamente, por lo general ocurren en sistemas de distribución aéreos cuando dos o más conductores desnudos se juntan por la rotura de postes, crucetas o conductores; en el caso de redes de distribución subterráneas, todas las fallas son permanentes y se originan en su mayoría de veces por fallas en el aislamiento del conductor, ocasionado por sobrevoltajes o roturas mecánicas del conductor. Cabe recalcar que una falla que es en un inicio considerada como temporal, si no se despeja rápidamente puede convertirse en una falla de naturaleza permanente, tal es el caso de un arqueo entre fases de un circuito aéreo, que al inicio es una falla temporal, pero sino se despeja a su debido tiempo puede ocasionar la rotura de los conductores y así convertirse en falla permanente, que en su mayoría de los casos ocasionan un elevado peligro y riesgo de accidentes, ya que al quemarse y romperse, estos conductores caen a tierra sin hacer contacto de baja impedancia, por lo que, dado este contextos, la resistencia de contacto a tierra llega a ser elevada, por consiguiente, el valor de corriente es menor que la corriente de carga nominal, causando que los elementos de protección luego del recierre no operen y el cable caído quede energizado hasta que se localice la falla y se ejecute una interrupción manual.

Al ocurrir una falla o situación anormal en cualquier parte o tramo del alimentador, ocurre una secuencia de desconexión y reconexión, iniciando con la detección y activación del relé de protección, causando así la apertura del interruptor automático asociado, el mismo que provoca que se desconecte la línea de distribución que protege; en [14] Girbau, Sumper y Aragüés analizan la secuencia de reconexión del interruptor automático, indicando que este se encuentra programado para que vuelva a cerrarse después de un tiempo establecido, con el fin de comprobar si la situación se ha normalizado, terminando así la interrupción de la alimentación, tal como se muestra en la figura 2.13.

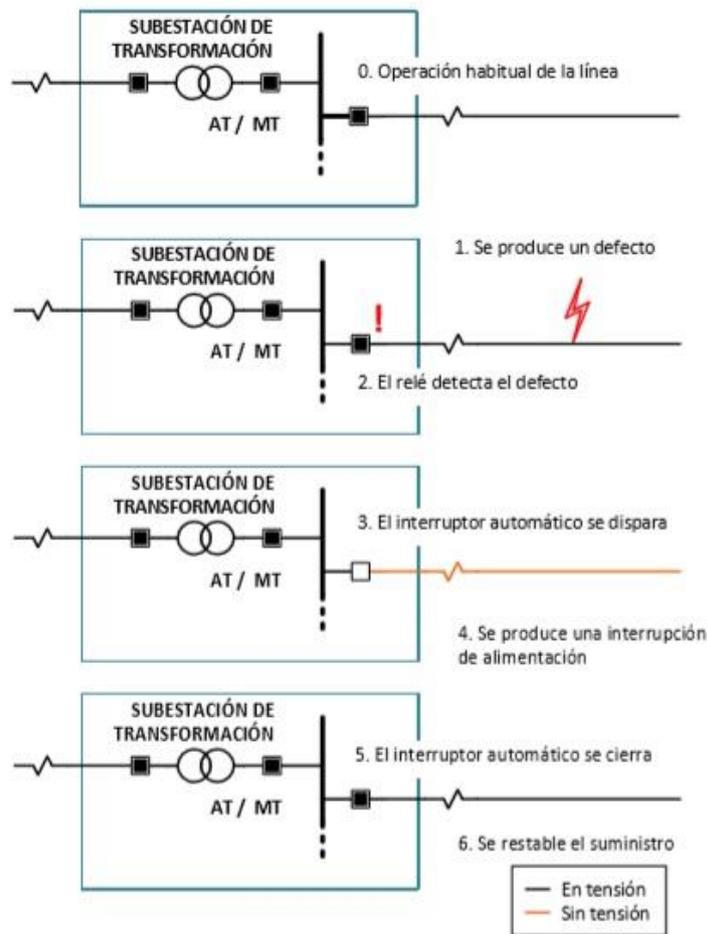


Figura 2. 13 Secuencia de desconexión y reconexión

Una vez que el interruptor se vuelve a cerrar, el relé detecta si persisten las condiciones de falla, en caso de tratarse de una falla transitoria o auto - extingible, el suministro se mantendrá restablecido, caso contrario el interruptor automático se volverá a disparar y se repetirá el ciclo hasta que se contabilice el número máximo de operaciones del interruptor automático dentro de intervalos preajustados, dejando así desconectado el tramo de sistema, es decir que el interruptor automático quedará en posición de apertura hasta que

se realicen los mantenimientos correctivos necesarios que permitan disipar las condiciones de falla y así cerrar el circuito manualmente.

En la figura 2.14 se presenta la operación de un interruptor automático cuando existe una falla transitoria en el instante t_0 , para lo cual se analiza el voltaje y corriente en el punto.

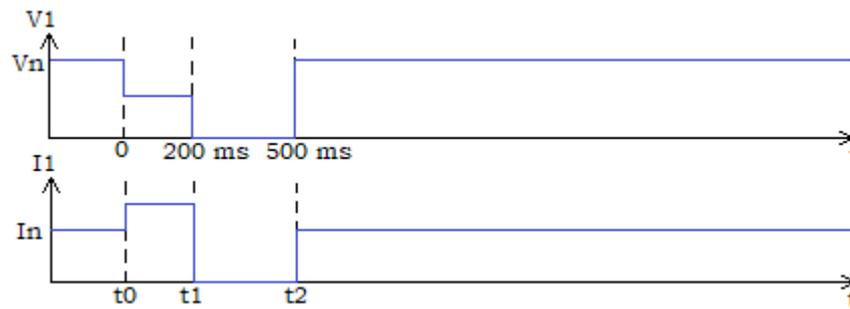


Figura 2. 14 Falla transitoria

Donde se observa que en el instante t_0 el relé detecta una sobrecorriente, mandando la señal para la apertura del interruptor después de un tiempo de 200 ms , para lo cual el interruptor automático actúa en el instante t_1 , 200 ms después de la falla, desconectando así la línea. Para este caso 500 ms después de haber ocurrido la falla, en el instante t_2 , se produce la reconexión o renganche, dejando así el suministro disponible ya que el relé no detecta condiciones de falla al tratarse de una transitoria, cumpliendo así con una de las principales funciones del sistema de protección, desenergizando rápidamente fallas transitorias antes de que ocasionen daños serios que causen fallas permanentes, originando que los usuarios experimenten sólo una falta de energía transitoria; para lo cual el tiempo en que se desenergiza el circuito se convierte en un factor crítico que incide en el daño que puede causar una falla transitoria para considerarla como falla permanente, es decir que el uso de elementos de operación con tiempos cortos y rápidos, que contengan restauración automática, permiten la disminución de fallas permanentes.

Para el caso de una falla semi permanente se muestra el análisis en la figura 2.15.

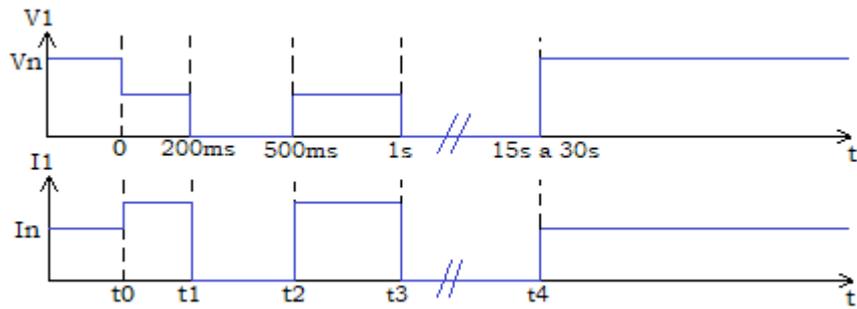


Figura 2. 15 Falla semipermanente

De donde se puede observar que se produce la misma secuencia que para el caso de falla transitoria, salvo que en el instante t_2 no se extingue la falla, causando así que el relé de protección vuelve a detectar la condición de falla, enviando la señal respectiva para que el interruptor automático vuelva a desconectar la línea luego de 500 ms en t_3 ; dejando así el sistema desconectado por un tiempo de 15 a 30 s. Luego de esto en el instante t_4 , el interruptor automático reconecta el sistema, luego de esto el relé no detecta condiciones de falla, quedando así el sistema operativo.

En la figura 2.16 se presenta el análisis para una falla permanente.

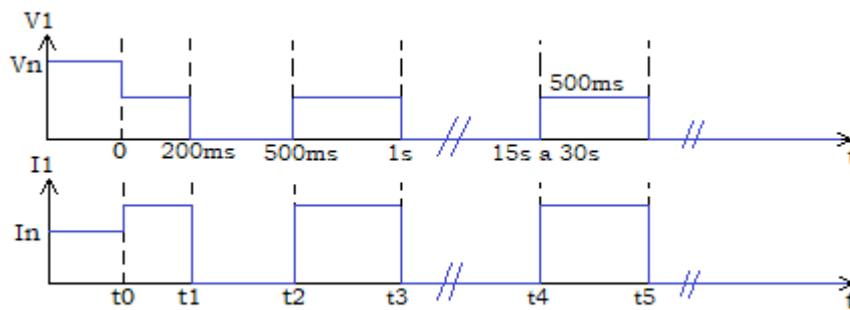


Figura 2. 16 Falla permanente

En la figura 2.16, para el caso de falla permanente, se tiene la misma secuencia que para una falla semi permanente, a diferencia que la falla persiste luego de que se han realizado todas las maniobras de reenganche, por lo que en el instante t_5 el interruptor automático desconecta definitivamente a la línea; cabe recalcar que, en la práctica, el número total de maniobras de reenganche depende del equipo de protección a ser analizado o utilizado.

Es necesario recalcar que un sistema de distribución de energía eléctrica debe ser diseñado, construido y operado de forma que el número de fallas sea el mínimo, así mismo

debe contar con elementos de protección para sobrecorrientes de tal manera que se disminuya el efecto de las fallas, con la finalidad de no causar el corte de suministro eléctrico a los abonados, e incrementar los niveles de confiabilidad y continuidad del servicio.

2.7 Protección de sistemas eléctricos de distribución

En el presente inciso se realiza un breve análisis acerca de las principales funcionalidades de las protecciones de los sistemas eléctricos de distribución, así como de los principios de funcionamiento de los interruptores automáticos con recierre, especialmente los equipos analógicos y electromecánicos, ya que son los más comunes dentro de las redes eléctricas de distribución del país.

El modelo de protección de sistemas eléctricos de distribución más importante consta de un disyuntor en la subestación que protege el troncal o alimentador trifásico principal, un restaurador en el alimentador principal y seccionalizadores o fusibles, que son cuchillas operadas de manera manual o remota por emergencia para brindar suministro mediante alimentadores adyacentes, estos se ubican en las derivaciones o laterales del alimentador principal.

En la figura 2.17 se muestra el diagrama unifilar de un alimentador que consta de varios tipos de protección contra sobrecorriente, presentado por Ramírez en [13].

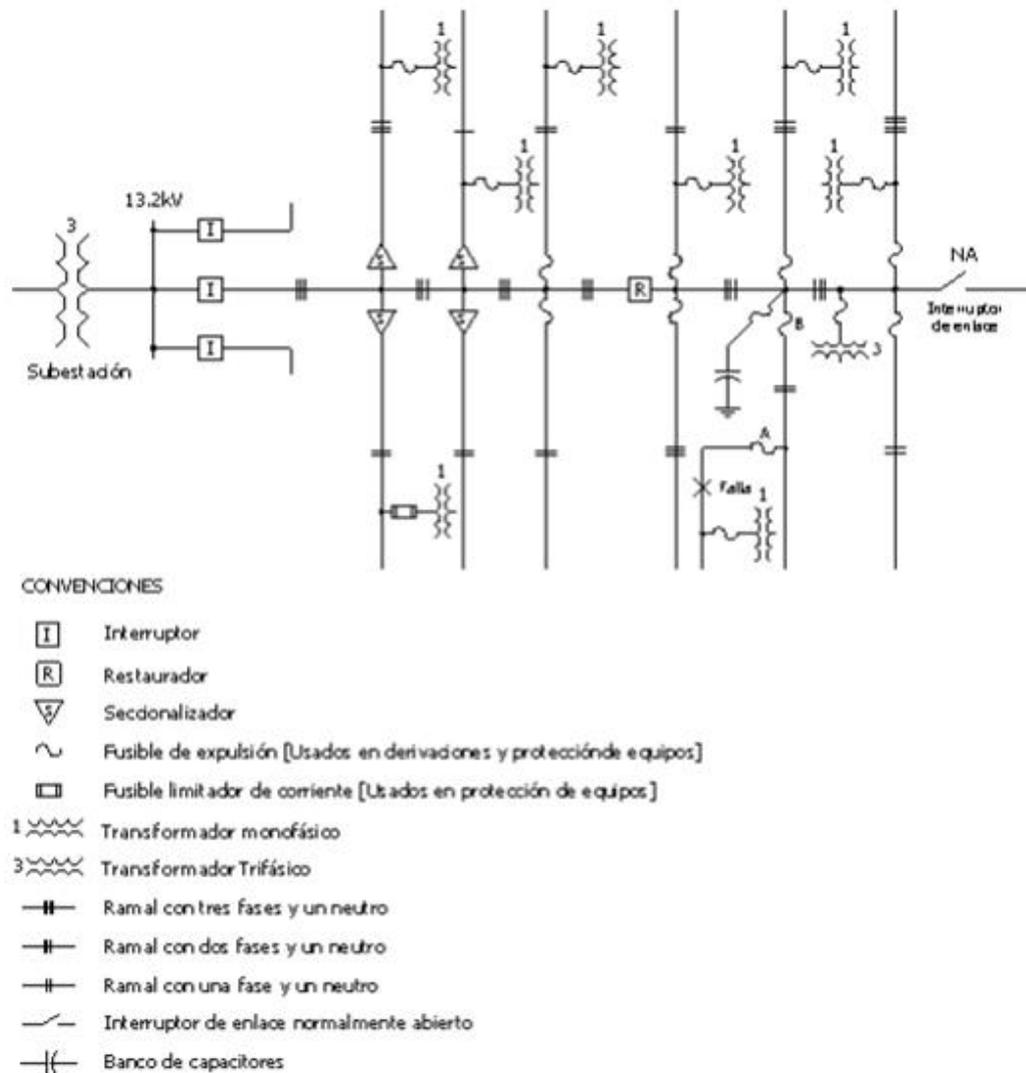


Figura 2. 17 Diagrama unifilar alimentador con protección contra sobrecorriente

Con la finalidad de disminuir el número de usuarios afectados durante una falla permanente, las protecciones del sistema deben coordinarse de manera adecuada, es por esto que en el caso del sistema presentado en la figura 2.17, una falla permanente ocurrida en una derivación o circuito lateral debe ser aislada por la operación de un seccionizador o por la operación de un fusible lateral; ya que en el caso de que estos elementos no existieran, la mencionada falla se despejaría por la respuesta del restaurador ubicado en la subestación, dejando sin suministro a todos los usuarios conectados en el alimentador. Cabe citar que el restaurador central tiene la función de aislar toda la sección no fallada en el caso de ocurrir una falla permanente.

El diagrama de elementos de protección presentado en la figura 2.17, permite minimizar el tiempo de localización de fallas, esto se debe a que por su coordinación los elementos de protección despejan o seccionan únicamente los tramos de red o derivaciones que se encuentran con fallas permanentes, dando indicaciones de operación para asistir a la localización de fallas, ya sea visual por medio de los dispositivos de seccionalización o por medio de la definición del área aislada dada por las llamadas de reporte de los usuarios que se encuentran fuera de servicio. Por lo que se puede indicar que, en el caso opuesto, de existir únicamente protección por disyuntor en la subestación, teniendo las derivaciones o laterales sólidamente conectados al troncal o alimentador principal, cualquier falla permanente que aparezca en estos laterales, ocasionaría un apagón íntegro dejando sin suministro a todos los usuarios conectados a dicho alimentador, causando que debido a las diversas quejas de usuarios conectados en distintas partes del alimentador, no proporcionen una pauta clara que permita encontrar la falla, prolongando así el tiempo de restauración del servicio.

A continuación, se detalla un análisis de los equipos de protección más utilizados en los sistemas de distribución de energía eléctrica:

- Cortacircuitos fusible: Ramírez en [13] los define como cuchillas fusible. Elementos muy usados para la protección de transformadores en redes de distribución, así como para seccionamiento de derivaciones de red. Sus principales componentes son: coraza, contactos, anillo de operación, anillo de remoción de la vela, articulación, terminal tipo tornillo de ojo, aislador, sistema de eyección, tubo portafusible, tope de fin de carrera, herraje de montaje, tapón renovable y ganchos para apertura bajo carga. Por su estructura y calidad de materiales no necesitan ningún mantenimiento durante su vida útil, la cual depende de la calidad del producto, su operación se basa en el principio de expulsión, es decir que bajo condiciones de sobrecorriente, se funde el elemento fusible, debido al calentamiento del tubo, acumulando dentro de este, gases desionizantes que comprimen y refrigeran el arco para luego escapar por la parte inferior del tubo. Esta fusión permite la separación del elemento fusible, de modo que la cañuela portafusible pasa físicamente a la posición de abierto, lo que permite tener mayor facilidad para localizar la falla.
- Fusible electrónico: muy utilizado en los circuitos de medio voltaje ya que tienen capacidad interruptiva de 40 kA simétricos y pueden conducir corrientes nominales de hasta 600 A, se usan principalmente en circuitos de distribución, subestaciones, alimentadores de plantas industriales y transformadores, según lo detallado en [13].

Constan de un módulo de control con la finalidad de poder sensar la corriente, y un módulo de interrupción que opera debido a las señales emitidas por el módulo anterior. Su principal ventaja contra los fusibles limitadores de corriente es que no están sujetos a operaciones falsas que se producen cuando el sistema se expone a sobrecorrientes continuas dadas por cargas cíclicas.

- Interruptores automáticos con recierre: de acuerdo a lo descrito en [6] S. Ramírez cita que los interruptores automáticos son dispositivos de apertura cierre mecánico, capaces de soportar corrientes intensas en un lapso de tiempo específico; los cuales ofrecen operación automática gracias a su asociación con relevadores o relés que detectan condiciones anormales o de falla en la red. El apagado del arco se realiza mediante varias técnicas, tales como por medio de SF6, vacío, aceite, sopleo ya sea de aire o magnético; así mismo los interruptores automáticos cuentan con mecanismos de almacenamiento de energía que les permiten cerrar y reabrir el circuito hasta cinco veces previo a la interrupción por completo de la corriente, debido a la detección de una falla permanente, tal como se explica en la figura 2.17, estos mecanismos pueden ser neumáticos o de aire comprimido, hidráulicos o de nitrógeno comprimido, combinación de neumático hidráulico o por mecanismos de resorte.
- Restauradores: son equipos de protección diseñados para dar protección a los circuitos eléctricos contra sobrecorrientes, su operación normalmente consiste en, ante una condición de sobrecorriente detectada, interrumpir el flujo de corriente, para luego de un tiempo determinado cerrar sus contactos y ejecutar un recierre del circuito; esto depende del número de veces que este se calibra, es decir que si se ajusta para operar luego de su cuarto intento de apertura, en caso de existir falla transitoria, se elimina dentro de las tres primeras operaciones, el restaurador vuelve a su posición original (se resetea) quedando listo para una nueva secuencia de operaciones; caso contrario, de darse una falla permanente, que no logre despejarse luego de ocurrida la cuarta operación, el restaurador queda en lockout, y solo puede cerrarse para volver a energizar el sistema, toda vez que se haya eliminado la falla (por trabajos de mantenimiento y corrección en la línea), esta operación de cierre se puede realizar únicamente de manera manual. Generalmente de las cuatro operaciones mencionadas, las dos primeras son de manera instantánea y dos restantes incluyen una temporización que va de acuerdo a la coordinación de protecciones del sistema.
- Seccionalizadores: conocidos como seccionadores automáticos de línea, por su naturaleza al no interrumpir sobrecorrientes, es decir al ser dispositivos de apertura

de circuitos eléctricos que se encuentren desenergizados, se instalan en alimentadores de distribución, en serie con restauradores o interruptores. Su función básicamente consiste en contabilizar el número de operaciones que tiene el interruptor automático o restaurador asociado al mismo, con la finalidad de verificar el cumplimiento del número máximo de operaciones de cierre y recierre del elemento de protección, provocado por una falla en particular y así dar una apertura definitiva del circuito.

De igual manera cabe mencionar los principales tipos de coordinación de protecciones detallados por J. Juárez en [7]:

- Restaurador-fusible: coordinación utilizada comúnmente para la protección contra sobrecorriente en ramales o laterales del alimentador, se tiene como protección principal al fusible y como respaldo al restaurador, con la finalidad de que la operación coordinada de ambos dispositivos permita liberar una falla temporal sin que se produzca la pérdida del fusible; para lo cual deben estar coordinados de tal manera que el lapso de fusión sea mayor que el tiempo de operación rápida del restaurador. De igual manera se debe considerar que las fallas que no sean temporales deben ser despejadas por el elemento fusible, con la finalidad de reducir el número de clientes que queden sin suministro luego de la operación, es por esto que el tiempo de fusión debe ser menor que de operación retardada del relé.
- Fusible-restaurador: se utiliza principalmente para proteger transformadores contra fallas internas, y fallas en las barras de la subestación, para lo cual tanto el tiempo de operación rápido como retardado del restaurador debe ser menor que el tiempo de fusión, para lo cual se suele usar un factor para fusibles cercanos a la fuente, para los casos en que se presenta fallas en el punto de localización del restaurador, considerando de que en ningún momento el fusible debe operar antes de la operación de apertura del relé.
- Restaurador-seccionalizador: para este caso el seccionalizador se encarga de contar los disparos del restaurador; para coordinarlos se ajusta el disparo del seccionalizador a $n - 1$ disparos del restaurador.
- Restaurador-seccionalizador-fusible: el presente caso funciona cuando el restaurador está programado con una operación rápida y tres inversas y el seccionalizador abre luego de que se den tres disparos del restaurador, el modo de acción de esta coordinación se basa en que en la primera operación, la rápida, de apertura del restaurador el fusible se calienta sin fundirse y cuando el restaurador realice el primer recierre seccionalizador cuenta; si la falla es temporal se restablece.

el servicio, caso contrario, para la segunda operación el fusible es más rápido que el restaurador, mientras que el seccionalizador cuenta como segunda interrupción, quedando tanto el restaurador como el seccionalizador en estado de servicio. Si el restaurador tuviere dos operaciones rápidas el seccionalizador quedaría en la posición de abierto luego de que el fusible se funda.

- Fusible-interruptor automático: similar a la coordinación fusible-restaurador, a diferencia de que el tiempo de recierre del interruptor debe ser mucho mayor que el del caso del restaurador. Para lograr una buena coordinación, el tiempo de fusión del fusible debe ser igual al 135% del tiempo total del interruptor. En caso de que el interruptor esté asociado a un relé 50/51, el fusible queda para la protección contra sobrecarga, es decir que debe estar programado de tal manera que actúe después del 50 y antes del 51.
- Interruptor-restaurador: para lograr una buena coordinación el restaurador debe contar con una operación rápida y tres con retardo; estos recierres deben estar asociados al interruptor principal del alimentador a determinados intervalos, después el interruptor operará luego de que se emita la señal de sobrecorriente. Esto se logra ya que, aunque el lapso de acción del interruptor alcance varios segundos, el calentamiento de sus partes conductoras no se eleva debido al tiempo que estuvo sin corriente durante los recierres del restaurador.
- Fusible-fusible: para realizar este tipo de coordinación se debe tener un múltiplo de coordinación entre fusibles, generalmente desde 2 hasta 8; el múltiplo de coordinación más común es de 4:1.

2.8 Líneas de enlace

Se conoce como líneas de enlace a segmentos de red que permiten la conexión de dos sistemas de alimentación independientes, con la finalidad de suministrar servicio de energía eléctrica de emergencia desde un sistema a otro, en pro a mejorar la confiabilidad y reducir la energía no suministrada en caso de que por una falla dada en uno de los sistemas se desconecte un tramo de red de acuerdo a la secuencia de conexión y reconexión mostrada en el punto 2.6 del presente marco teórico.

Es decir que las líneas de enlace principalmente tienen dos funciones, proporcionar suministro de energía eléctrica a un alimentador adyacente que permita reducir la energía no suministrada en condiciones de falla; y, facilitar suministro de energía eléctrica a subestaciones de distribución adyacentes.

Así mismo las líneas de enlace permiten restaurar el suministro a los lugares que son afectados por una falla en transformadores de distribución, toda vez que son instaladas cuando el requerimiento de carga es alto y el voltaje de suministro primario es el mismo.

2.8.1 Enlaces entre alimentadores

Las líneas de enlace, generalmente, permiten abastecer energía eléctrica entre alimentadores, cuando uno de estos alimentadores falla; estos pueden partir de la misma subestación o de diferente subestación, esto se rige de acuerdo a la topología de la carga y la planificación de la construcción de los alimentadores.

En la figura 2.18 se muestra un diagrama unifilar de una red de distribución que consta de dos subestaciones y dos líneas de enlace, desarrollado por S. Ramírez en [6].

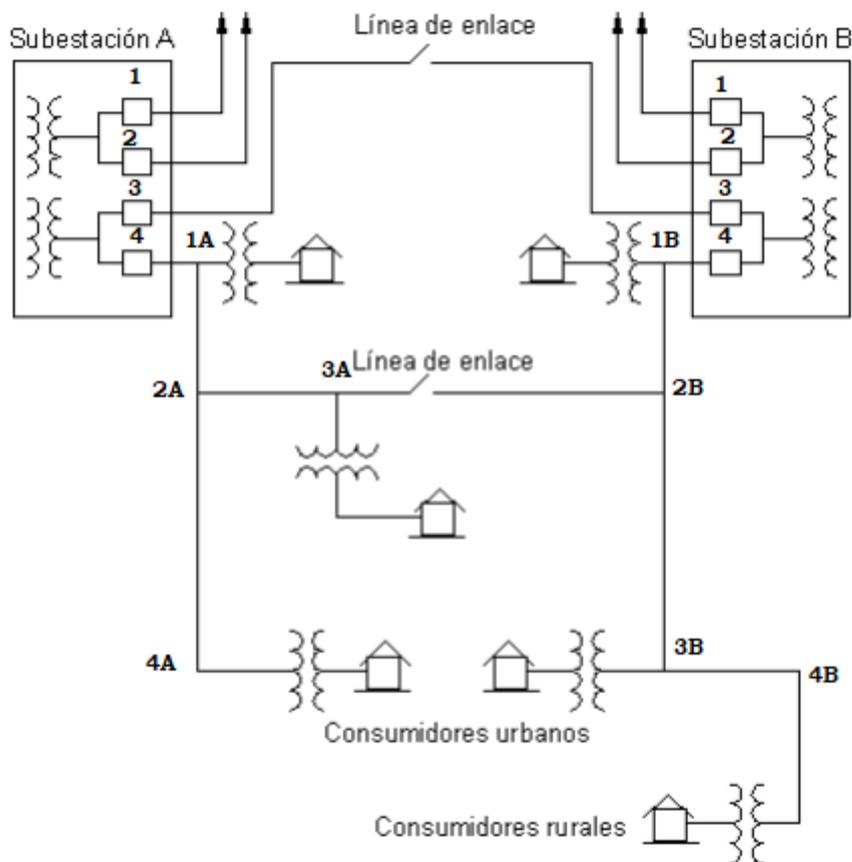


Figura 2. 18 Diagrama unifilar red de distribución que consta de dos subestaciones y dos líneas de enlace [6]

Tal como se denota en la figura 2.18, en caso de existir una falla permanente en el nodo 1A, que provoque la apertura del interruptor 4 de la subestación A, o a su vez la apertura del elemento fusible o seccionador ubicado en el nodo 1A, dejando sin suministro a los usuarios conectados al alimentador 4 de la subestación A; a través de la conexión de la línea de enlace cerca del nodo 3A, que es energizada por el alimentador 4 de la subestación B, se puede recuperar el suministro a los usuarios conectados en el nodo 3A y 4A, reduciendo así la energía no suministrada provocada por la mencionada falla.

De igual forma pasa en caso de existir una falla permanente en el nodo 1B, que provoque la apertura del interruptor 4 de la subestación B o a su vez la apertura del elemento fusible o seccionador ubicado en el nodo 1B.

2.9 Radialidad en sistemas de distribución

J. Juárez define en [7] a los sistemas radiales como aquellos que presentan una sola vía para el flujo de la potencia desde la fuente hasta la carga, es decir que partiendo de una fuente de alimentación recorren una determinada región, distribuyendo energía eléctrica y cubriendo la demanda de los usuarios conectados en esa determinada área, para lo cual a través del camino se va expandiendo en forma de ramales o laterales.

En áreas con alta densidad poblacional, el suministro eléctrico se realiza mediante de varios alimentadores radiales vecinos que parten desde la misma subestación, u otra subestación cercana para áreas de mayor densidad poblacional; en estos casos se consideran las líneas de enlace detalladas en la sección 2.8 del presente texto, con la finalidad de transferir carga o brindar suministro emergente en condiciones de falla.

Este tipo de configuración de sistema de distribución es de los más comunes por su simplicidad y bajo costo, sin embargo, presenta una baja confiabilidad de servicio, dado que la probabilidad de una falla en cualquier tramo de la red, puede causar el corte del suministro de varios usuarios, para esto es necesario contar con una adecuada coordinación de los elementos de protección y seccionalización, fusibles, seccionadores, reconectadores e interruptores, tal como se indica en la sección 2.7 del presente texto; de igual manera se debe contar con una buena secuencia de maniobras que permita, a través de una óptima conexión de líneas de enlace, minimizar la cantidad de energía no suministrada luego de una falla ocurrida en cualquier parte de la red, objeto de investigación del presente texto.

Con la finalidad de que el sistema de distribución pueda contar con una operación simple y económica, en la mayoría de alimentadores de las empresas de distribución de energía eléctrica se utiliza la configuración radial, la misma que se caracteriza por su ausencia de caminos cerrados, por lo cual en [15] se afirma que dentro del código de programación a implementarse, en orden de mantener la radialidad del sistema, cada bucle debe contener una línea de enlace y sus correspondientes interruptores de sección; por lo tanto, cuando se cierra un lazo en un bucle únicamente se debe abrir un interruptor. En [16] se indica que para poder conservar esta topología se debe considerar los siguientes criterios, establecidos en las ecuaciones 2.25 y 2.26:

- El número total de circuitos principales obtenidos al cerrar todos los lazos.

$$N_{\text{circuitos principales}} = (N_{\text{ramales}} - N_{\text{nodos}}) + 1$$

Ecuación 2. 25

Donde:

N_{ramales} cantidad de ramales.

N_{nodos} cantidad de nodos.

- La cantidad de seccionadores.

$$N_{\text{ramales}} = N_{\text{nodos}} - 1$$

Ecuación 2. 26

- El número total de interruptores de lazo debe ser igual que el número total de circuitos principales.
- La selección de elementos de cada circuito.

2.10 Caída de voltaje y regulación de voltaje

En [17] se realiza un análisis al respecto de la caída de voltaje y regulación de voltaje en sistemas eléctricos de distribución y se indica que en los circuitos de distribución, el voltaje cae debido a la corriente que fluye a través de las impedancias de la línea; es por esto que con la finalidad de asignar o prever la caída de voltaje en los diferentes puntos de la línea se suele controlar mediante la utilización de reguladores de voltaje en las subestaciones o a lo largo de la línea, para así poder entregar a los usuarios, voltajes dentro de un rango

adecuado, cumpliendo así con una de las principales responsabilidades de las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Igualmente, Short indica en [17] que generalmente en redes de distribución de bajo voltaje, se presenta con mayor frecuencia caídas de voltaje debido a bajos factores de potencia y ramales con circuitos monofásicos que provocan en su mayor parte desbalance de carga en el circuito principal. Para esto, las principales formas de reducir las caídas de voltaje son: compensar el factor de potencia mediante el uso bancos de capacitores, aumentar el calibre del conductor, balancear circuitos, reducir distancias en tramos de alimentadores, cambiar la configuración de circuitos pasándolos de monofásicos a trifásicos y la instalación de equipos de regulación de voltaje, ya sea a lo largo de la línea, en el alimentador de la subestación, en las barras de la subestación o a través de la instalación de transformadores con cambios de taps en la subestación o a lo largo de la línea.

En la tabla 1.1 de la introducción del presente trabajo de investigación se muestra las variaciones de voltaje admitidas según [2], de acuerdo al nivel de voltaje en el cual se encuentra el circuito o alimentador principal a analizarse; para lo cual, en el desarrollo de la metodología y programación de este trabajo se tomará como restricción al planteamiento de optimización el límite de voltaje en cada uno de los nodos, es decir que la magnitud del voltaje del nodo debe estar dentro de los límites permitidos para mantener la calidad de la energía, los valores mínimo y máximo del voltaje se eligen para ser 0.94 y 1.06 respectivamente, de acuerdo a la ecuación 2.27.

$$V_{min} \leq V_{nodo} \leq V_{max}$$

Ecuación 2. 27

Donde:

$$V_{min} = 0.94$$

$$V_{max} = 1.06$$

Ecuación 2. 28

2.11 Pérdidas de potencia en sistemas de distribución

Ramírez en [6] define a las pérdidas de potencia activa como inherentes a la operación de los sistemas eléctricos, por lo que su magnitud es dependiente de la forma en que se opera el sistema y el uso que se le da a los componentes del mismo, así como las condiciones en los que se encuentran y la frecuencia de los mantenimientos preventivos y correctivos

que se les realiza, es por esto que en [18] se indica que la reducción temprana de las pérdidas técnicas depende de planificar de manera adecuada la expansión de la red.

En [19] se argumenta que las pérdidas técnicas son aquellas que se presentan por la disipación de energía en las diferentes etapas del sistema de distribución y se producen por la circulación de corriente a través de los elementos del sistema, conocido comúnmente como efecto Joule, para lo cual en [20] se asevera que el incremento de la eficiencia en los sistemas de distribución de energía eléctrica se logra a través de la reducción de pérdidas del mismo.

En el desarrollo de la metodología y programación de la propuesta del presente proyecto de investigación, se utiliza como valor a optimizar, dado que, de las posibles combinaciones de reconfiguración, luego de la falla, se escoge la que tenga menor energía no suministrada y menores pérdidas de potencia en el sistema.

2.12 Trenes de operación aleatorios para fallas

La forma en que se comporta cualquier sistema, da la facultad de representarlo mediante simulación numérica; a través de procedimientos analíticos, los cuales corresponden a una buena representación del sistema físico, con la finalidad de lograr una posible convergencia a la solución. Dichas técnicas de simulación se utilizan con frecuencia para la resolución de problemas complejos.

Se define como trenes de operación, a la representación de un sistema con fallas, en los cuales se ubican en la misma línea de tiempo a todos los componentes del mismo, de donde se obtiene los rangos de operación y falla de cada uno de ellos, estos se calculan con la utilización de métodos estadísticos. [21]

En las figuras 2.19 y 2.20 se muestra el modelo y comportamiento de trenes de operación.



Figura 2. 19 Modelo de trenes de operación

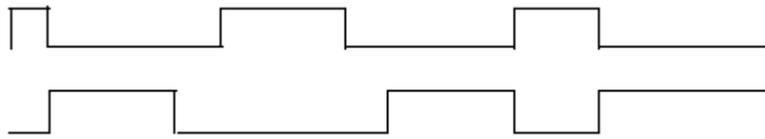


Figura 2. 20 Comportamiento de un tren de operación

Debe indicarse la importancia que tiene la creación de un mecanismo que genere números aleatorios, dentro de los procedimientos simulatorios; ya que de su efectividad y correcto funcionamiento, depende la validez de los resultados obtenidos por el método simulativo; y es que para comprobar un buen código generador de números aleatorios, este debe originar la distribución solicitada de números aleatorios, para lo cual es necesario no entrar en el terreno de las tendencias durante se realice la mencionada distribución. [22]

En la figura 2.21 se muestra la función de distribución de un generador de números aleatorios.

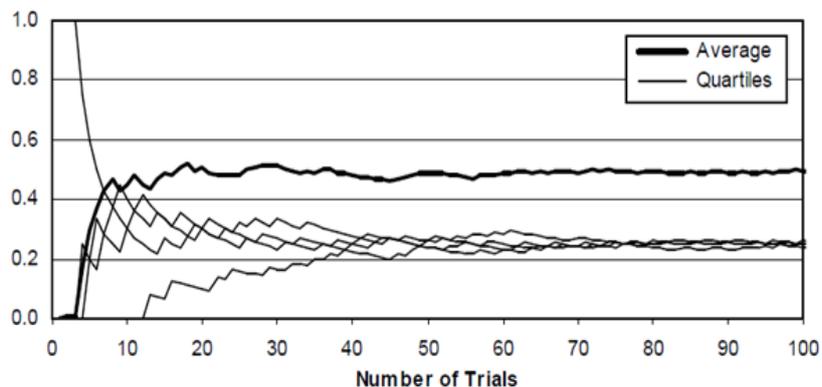


Figura 2. 21 Función de distribución de un generador de números aleatorios

2.13 Optimización de Enjambre de Partículas PSO

Optimización de Enjambre de Partículas, creado, desarrollado y presentado en [23] por Kennedy y Eberhart a partir de la analogía con las bandadas de pájaros, enjambre de abejas o cardúmenes de peces y sus características de movimiento colectivo, ya que estas coordinan su movimiento para evitar depredadores, buscar comida y compañeros, optimizar parámetros ambientales como la temperatura.

Los autores utilizan esta analogía en la simulación computacional especialmente por una razón: colisión, ya que dos pájaros no pueden ocupar el mismo lugar en el espacio sin

chocar, es por esto que dentro del algoritmo se consideran a las partículas como aves a prueba de colisiones, intentando simular gráficamente la coreografía elegante pero impredecible de una bandada de pájaros.

Muñoz define en [24] que PSO es una metodología de computación evolutiva muy similar a los Algoritmos Genéticos, ya que la población inicial parte de consideraciones aleatorias, sin embargo, cada partícula, agente o solución potencial no converge hacia la respuesta mediante evolución si no a través de movimientos de partículas. Es decir que la Optimización de Enjambre de Partículas consiste en un proceso de carácter estocástico e iterativo cuya acción se encuentra sobre un conjunto de partículas; y la posición de cada partícula representa una solución potencial al problema.

Históricamente PSO inició con el objetivo de resolver problemas de optimización no lineal con variables continuas, para después ampliarse hasta convertirse en un mecanismo o algoritmo que permite encontrar soluciones a planteamientos de optimización combinados que constan de variables discretas y continuas, con alta capacidad de resolución de programación no lineal entera mixta.

Los autores del algoritmo consideran que el PSO comprende un concepto muy simple y puede implementarse a través de unas pocas líneas de código computacional que requieren operadores matemáticos básicos, ocasionando pocos requisitos de memoria y velocidad computacional; además en [23] aplican el algoritmo para el entrenamiento de pesos artificiales y demuestran una adecuada aplicación en funciones de prueba de algoritmos genéticos. Así mismo definen conceptualmente las variables *pbest* y *gbest*, que corresponden a la mejor solución local y mejor solución global respectivamente, indicando que *pbest* se asemeja a la memoria autobiográfica, ya que cada individuo recuerda su propia experiencia, el ajuste de velocidad asociado se denomina nostalgia simple, en el sentido de que el individuo tiende a regresar al lugar que más le satisface en el pasado. Por otro lado, *gbest* es conceptualmente similar a una norma o estándar grupal que los individuos buscan alcanzar. En las simulaciones, un alto valor inicial en relación con el incremento de *pbest* resulta en un vagabundeo excesivo de individuos aislados a través del espacio del problema, mientras que el un alto valor inicial en relación con el incremento de *gbest* hace que la bandada corra prematuramente hacia los mínimos locales. Los valores aproximadamente iguales de los dos incrementos parecen dar como resultado la búsqueda más efectiva del dominio del problema

En [25] definen que hay muchas similitudes entre PSO y Algoritmos Genéticos AG, ya que ambos inician con una solución escogida de manera aleatoria, y a través de iteraciones del

proceso de evolución se obtiene un valor óptimo. La diferencia entre AG y PSO es que PSO no tiene operaciones de selección, cruce y mutación explícitas.

En [16] definen al PSO como un algoritmo poderoso que permite ayudar a acelerar el proceso de toma de decisiones para problemas de reconfiguración para identificar la mejor estrategia de cambio.

En [26] aseveran que el algoritmo PSO utiliza dos métodos de aprendizaje diferentes para encontrar el óptimo global, conocidos como “Transmisión Cultural” y “Aprendizaje Individual”.

El algoritmo funciona con un conjunto de partículas que se inicializa aleatoriamente dentro del espacio de búsqueda; por lo tanto, cada partícula tiene su propio vector de posición, como se indica en la ecuación 2.29.

$$x_i^t = (x_{ij}^t, \dots, x_{id}^t, \dots, x_{iD}^t)$$

Ecuación 2. 29

Así mismo el vector de velocidad que almacena el gradiente o dirección según la cual se va a mover la partícula, ecuación 2.30, se inicializa aleatoriamente.

$$v_i^t = (v_{ij}^t, \dots, v_{id}^t, \dots, v_{iD}^t)$$

Ecuación 2. 30

Toda vez que ambos vectores están inicializados se recalculan en cada iteración, con la finalidad de encontrar nuevas y mejores soluciones dentro del campo de búsqueda, lo que se puede observar en la ecuación 2.31 para el vector de velocidad y 2.32 para el vector de posición.

$$v_i^{t+1} = w_0 \cdot v_i^t + w_1 \cdot r_1 \cdot (lB_i^t - x_i^t) + w_2 \cdot r_2 \cdot (gB^t - x_i^t)$$

Ecuación 2. 31

$$x_i^{t+1} = x_i^t + v_i^{t+1}$$

Ecuación 2. 32

Donde:

- $w_0 \cdot v_i^t$ representa la inercia de la partícula, asegurando que esta no pueda cambiar su dirección de manera demasiado abrupta y se siga moviendo en la dirección en la que se movió previamente.
- $w_1 \cdot r_1$ representa el término de la memoria. La partícula se mueve hacia su mejor solución personal encontrada hasta ahora.
- $w_2 \cdot r_2$ llamada término de cooperación, provoca que la partícula tienda a ir hacia la mejor solución global encontrada por todas las partículas.
- lB_i^t representa a la ubicación de la partícula que encontró la mejor solución hasta el momento.
- gB^t representa a la ubicación de la mejor solución global encontrada por el enjambre hasta el momento.

Los parámetros w_0 , w_1 y w_2 representan factores de peso y generalmente se fijan al comienzo del proceso de optimización. Las variables r_1 y r_2 son números distribuidos aleatoriamente en el rango $[0,1]$. Los términos de memoria y cooperación son los que permiten que la partícula explore nuevas áreas dentro del espacio de búsqueda, ya que son las que permiten cambiar la velocidad de la misma. En la figura 2.22 se puede observar la regla de movimiento presentada en [26].

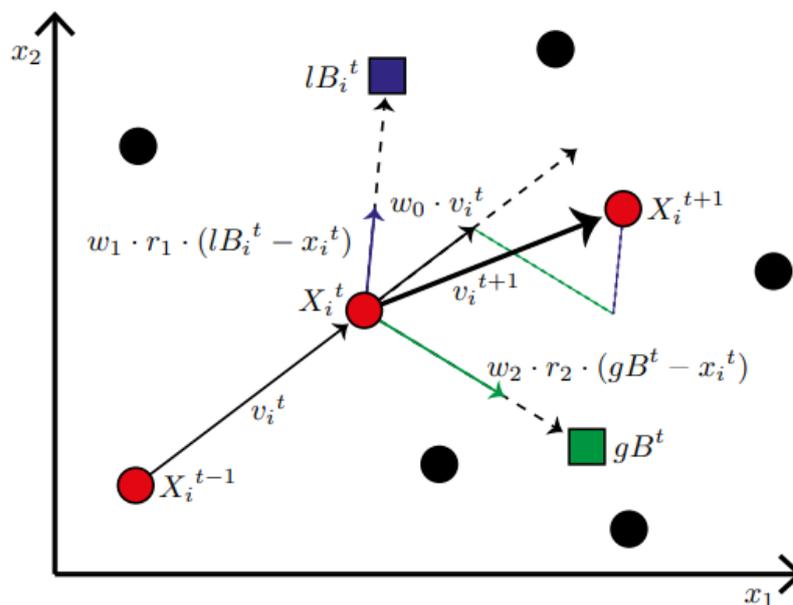


Figura 2. 22 Movimiento de una partícula, contiene los tres diferentes términos: inercia, memoria y cooperación

También se debe considerar tres valores de adecuación o fitness:

- $fitness_{x_i^t}$ almacena el valor de la solución actual.
- $fitness_{lB_i^t}$ almacena el valor de la mejor solución local encontrada hasta el momento.
- $fitness_{gB^t}$ almacena el valor de adecuación de la mejor solución global encontrada hasta el momento.

La función de ponderación w_0 , se encuentra ligada a la inercia de la partícula, se ata o limita a que se encuentre dentro de un rango establecido por un valor mínimo y un valor máximo, y se calcula gradualmente en cada iteración de acuerdo a lo establecido en la ecuación 2.33.

$$w_0 = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} \cdot iter$$

Ecuación 2. 33

Donde:

- w_{max} peso inicial.
- w_{min} peso final.
- $iter_{max}$ límite superior de iteraciones.
- $iter$ número de iteración actual.

Permitiendo así mediante la ecuación 2.33 que se tienda a reducir la velocidad de las partículas a medida que pasan las diferentes iteraciones en búsqueda de la solución, por lo que en un inicio la diversificación es muy ponderada, encaminándose hacia lo largo del proceso en que la intensificación resulta muy ponderada.

En [24] se describe el procedimiento que toma el algoritmo PSO en búsqueda de la mejor solución, de acuerdo a lo siguiente:

- **Generación de condiciones iniciales:** se inicializa los vectores posición y velocidad de cada partícula, de manera aleatoria dentro de un rango permitido. Luego de esto se establece el mejor valor local para cada partícula, y el mejor de estos valores se establece como mejor valor global, se almacena la partícula que tiene este valor.
- **Modificación de puntos de búsqueda:** se actualizan los puntos de búsqueda a lo largo de las iteraciones del proceso, de acuerdo a lo establecido en las ecuaciones 2.31, 2.32 y 2.33.

- **Valoración de nuevos lugares de búsqueda para cada partícula:** se evalúa la función objetivo con cada una de las partículas encontradas, para lo cual, si se obtiene un mejor valor local que el de la partícula, se reemplaza por el valor actual. Luego se compara con el mejor valor global actual, si es mejor que este se sustituye por el mejor valor y se almacena el número de la partícula con el mejor valor.
- **Comprobación de la condición de salida:** se controla la cantidad de iteraciones, permitiendo que el algoritmo se desarrolle hasta alcanzar el número máximo de estas definido previamente.

Esta Optimización de Enjambre de Partículas PSO es un método muy conocido y utilizado para resolver problemas de optimización, así como ha servido de buena base para el desarrollo de técnicas de optimización que modifican o realizan combinaciones sobre las cuales se obtienen mejores resultados y sobre todo menores tiempos de convergencia, toda vez que múltiples veces fue probado el algoritmo sobre problemas prácticos, tal cual se ha detallado en la revisión de la literatura y estado del arte que se presenta, a continuación, en la sección 2.16 del presente trabajo de investigación. Sin embargo, hay ciertos factores que el PSO presenta como desventaja, tal es el caso de las mencionadas por Miranda y Fonseca en [4] donde indican que el punto más crítico del PSO clásico es que depende de una serie de parámetros definidos externamente por un usuario, y son valores que dependen del problema. Tal como la conceptualización de la función de ponderación de peso decreciente w_0 , que para Miranda y Fonseca se deja con algo de incomodidad, ya que es intuitivo que, si el término de inercia se elimina en una etapa temprana del proceso, entonces el algoritmo corre el riesgo de quedar atrapado en algún mínimo local. Por lo tanto, se necesita un poco más de ajuste. Para evitar este tipo de problema, algunos autores han sugerido procedimientos para volver a sembrar la búsqueda generando nuevas partículas en distintos lugares del espacio de búsqueda.

De igual manera se presenta como debilidad los factores aleatorios r_1 y r_2 que, si bien es cierto, dejan un sabor estocástico útil, solo tienen una base heurística y no son sensibles a la evolución del proceso.

Para finalizar la descripción de desventajas encontradas sobre el PSO clásico, en [4] se detalla que PSO presenta un mecanismo para reproducir y generar nuevos individuos a partir de un conjunto anterior, es decir que cada nueva iteración no se ve como un movimiento sino como una generación de nuevas alternativas en diferentes posiciones del espacio, sin embargo, no cuenta con un mecanismo de selección explícito en el sentido Darwinista; a pesar de aquello, el algoritmo exhibe una tasa de progreso positiva porque la regla de movimiento induce esa propiedad implícitamente.

2.14 Algoritmos Evolutivos

Fueron estudiados y presentados inicialmente en 1973 por Rechenberg en [27], luego en 1995 por Schwefel en [28] llamándolos Estrategias Evolutivas (EE); y en 1992 por Fogel en [29] como Programación Evolutiva. A partir de los cuales se han desarrollado varios modelos que se basan en la selección Darwinista para promover el progreso hacia el valor óptimo, permitiendo así resolver problemas de optimización, en un principio en el área de la mecánica de fluidos, para luego llegar a funciones de manera más general.

En [24] se define los distintos tipos de Estrategias Evolutivas como algoritmos evolutivos orientados hacia la optimización y se los representa mediante vectores reales, elegidos por una selección determinística que constan de operadores genéticos de mutación y cruce, de los que tienen como objetivo principal el encontrar el valor real de un vector de N dimensiones.

2.14.1 Estrategias Evolutivas Simples

Son aquellas en las que se hace evolucionar a solo un individuo, utilizando como operador genético a la mutación a través de mecanismos aleatorios de optimización con paso adaptativo; es por esto que, al evolucionar solo un individuo a la vez no se suelen considerar como procedimientos evolutivos; sin embargo, su sencillez les ha permitido ser de gran utilidad en la práctica, donde han sido utilizadas, con varias mejoras, para resolución de problemas de todo tipo de áreas

La mutación de cada generación se realiza con el modelo matemático presentado en la ecuación 2.34, donde se alterna al padre agregando un ruido Gausiano.

$$x_i^{t+1} = x_i^t + N(0, \sigma)$$

Ecuación 2. 34

Donde:

- x_i^t es el valor del individuo i dentro de la función objetivo, dado en la iteración t.
- $N(0, \sigma)$ es una variable estocástica de distribución Gaussiana, que tiene media igual a 0 y varianza igual a σ .
- La varianza σ puede tener variaciones con el transcurso de las iteraciones, lo que permite garantizar la convergencia; para lo cual, se debe considerar la variación de esta, de acuerdo al comportamiento del algoritmo con el pasar de las iteraciones; es decir que de tener éxitos en las mutaciones debe disminuirse paulatinamente a

σ con la finalidad de incrementar la exploración en cada iteración; caso contrario se debe aumentar el valor de σ progresivamente para poder diversificar la búsqueda.

Rechenberg en [27] en pro de optimizar la velocidad de convergencia, propone la conocida regla “de éxito 1/5”, la cual establece que el cociente dado entre mutaciones triunfantes y el total de mutaciones es 1/5; en caso de que dicho cociente sea mayor, aumenta la desviación estándar dividiendo entre 0.817; caso contrario, decreta multiplicando por 0.817. Para finalizar, se debe establecer un criterio de detención, entre los cuales los más utilizados son número máximo de iteraciones, o límite de iteraciones sin mejora de la función objetivo, etc.

2.14.2 Estrategias Evolutivas Múltiples

Se originan por la finalidad de encontrar una mejora a las Estrategias Evolutivas Simples, especialmente por la tendencia que éstas presentan en converger hacia subóptimos; para esto, en las Estrategias Evolutivas Múltiples se introducen múltiples individuos o población, con los cuales, a través de las operaciones de cruce y mutación se producen varios individuos, es decir que se obtiene una población por cada iteración.

La operación más utilizada consiste en generar un solo sucesor de dos padres, mediando el valor de ellos, y se llama comúnmente cruce promedio. Luego de esto se establece una estrategia de inserción o inclusión, a través de un esquema determinístico que permita ejecutar criterios de reemplazo.

2.15 Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas

EPSO

La Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO es una variante en el conjunto de herramientas metaheurísticas, desarrollada por Miranda y Fonseca en el año 2002 y presentada en [4] como un algoritmo de propósito general, cuyas raíces se encuentran en las estrategias evolutivas EE y en el concepto de optimización de enjambre de partículas PSO, es decir que se encuentra inspirado en la evolución de las especies a través de una mezcla exitosa entre la selección Darwinista y los procedimientos, movimiento colectivo y social de especies de animales como masa de aves, enjambre de abejas o cardúmenes de peces, como un grupo de partículas que evoluciona en el espacio de búsqueda a través de factores conocidos como inercia, memoria y cooperación.

En [4] los autores aseveran que los inventores de PSO reconocen desde el principio una similitud entre los conceptos de PSO y EE; sin embargo, nunca se extendió en detalle esa idea, por lo que se esforzaron en explicar el modelo a través del movimiento de partículas;

es por esto que Miranda y Fonseca consideran que EPSO es un perfecto híbrido entre EE y PSO con alta interpretación evolucionaria, visualizando el método como un algoritmo evolutivo autoadaptativo en el que se reemplaza la operación de recombinación por el movimiento de partículas, el cual es más efectivo en la generación de soluciones que se acercan al valor óptimo, explicando así la efectividad del modelo.

De igual manera, en términos de interpretación de enjambre de partículas, el algoritmo EPSO posee características autoadaptativas, de tal modo que no depende de la definición externa de pesos o parámetros, volviéndolo más insensible a la inicialización de parámetros y más robusto que el PSO clásico.

El algoritmo EPSO concede un esquema de PSO con un procedimiento de selección explícito, con parámetros de propiedades autoadaptables; las mismas que se dividen en las compuestas de parámetros de objeto (las variables X) y parámetros estratégicos (los pesos w), de acuerdo a la jerga utilizada y conocida en la comunidad de la Evolución Estratégica.

En [24] se describe el algoritmo de EPSO de la siguiente manera: al igual que en el PSO clásico, para una iteración dada existe un conjunto de soluciones o alternativas denominadas partículas o agentes que están compuestos de los siguientes atributos:

- El vector x_i que almacena la posición actual de la partícula i dentro del espacio de búsqueda.
- El vector b_i que almacena la posición de la mejor solución encontrada por la partícula i hasta el momento.
- El vector b_g que almacena la posición de la mejor solución encontrada por el enjambre hasta el momento.
- El vector de velocidad v_i que almacena la dirección según la cual se moverá la partícula i .
- El valor de fitness que almacena el valor de la adecuación de la solución actual.
- El valor de fitness que almacena el valor de la adecuación de la mejor solución local encontrada hasta el momento.
- El valor de fitness que almacena el valor de la adecuación de la mejor solución global encontrada hasta el momento.[24]

Es por esto que, dentro de cada iteración se obtiene un grupo de soluciones llamadas agentes o partículas, de acuerdo a la jerga del PSO; las mismas que se consideran un conjunto de objetos y parámetros estratégicos $[X, w]$. Es decir que las partículas están

definidas tanto por una ubicación o posición dentro el espacio de búsqueda x_i como de una velocidad v_i que determina su dirección dentro del llamado movimiento de partículas; y, en un momento específico, existe al menos una partícula que se encuentra ubicada en la mejor posición dentro del espacio de búsqueda llamado b_g hacia donde las demás partículas van a tender a moverse, además de ser atraídas a su mejor posición anterior b_i .

Por lo tanto, los agentes van a realizar su llamado movimiento de partículas (de acuerdo al PSO clásico), reproducirse y evolucionar (de acuerdo a las EE) a lo largo de un número de generaciones determinado por el número máximo de iteraciones, en relación al siguiente esquema general:

- **Replicación:** cada partícula se replica r veces.
- **Mutación:** cada partícula tiene sus pesos w mutados.
- **Reproducción:** cada partícula mutada genera una descendencia de acuerdo con la regla de movimiento de partículas.
- **Evaluación:** se evalúa la aptitud de cada descendencia.
- **Selección:** por torneo estocástico las mejores partículas sobreviven para formar una nueva generación.

La regla del movimiento de partículas para EPSO es el siguiente:

Dada una partícula x_i , una nueva partícula x_i^{new} resulta del cálculo obtenido mediante la ecuación 2.35 para el cambio de posición y la ecuación 2.36 para el cambio de velocidad.

$$x_i^{new} = x_i + v_i^{new}$$

Ecuación 2. 35

$$v_i^{new} = w_{i0}^* \cdot v_i + w_{i1}^* \cdot (b_i - x_i) + w_{i2}^* \cdot (b_g^* - x_i)$$

Ecuación 2. 36

De las ecuaciones 2.35 y 2.36 se puede denotar que la formulación concerniente al movimiento de partículas, que permite generar una nueva “descendencia” por iteración, es muy similar al PSO Clásico ya que, dentro del movimiento se mantiene los términos de inercia, memoria y cooperación; sin embargo, los pesos, tomados como parámetros de objeto, sufren mutación de acuerdo a la ecuación 2.37.

$$w_{ik}^* = w_{ik} + \tau \cdot N(0,1)$$

Ecuación 2. 37

Otro cambio presentado por el algoritmo EPSO en relación al PSO clásico, es que dentro de cada iteración el mejor global b_g es distribuido al azar de acuerdo a la ecuación 2.38.

$$b_g^* = b_g + \tau' N(0,1)$$

Ecuación 2. 38

Donde:

- $N(0,1)$ es una variable aleatoria con distribución Gaussiana, de media 0 y varianza 1.
- τ y τ' son parámetros de aprendizaje, ya sean fijos o tratados también como parámetros estratégicos, por lo tanto, sujetos a la mutación; que controlan la amplitud del vecindario de b_g donde es más probable encontrar la mejor solución global, o al menos, una mejor solución de b_g actual.
- w_{ik} varía a medida que progresa el algoritmo de acuerdo a la ecuación 2.39, caracterizándose por tener un carácter autoadaptativo que permita ajustar su comportamiento de acuerdo a la manera en que progresa la solución del problema.

$$w_{ik} = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} \cdot iter$$

Ecuación 2. 39

Por lo que, de acuerdo a lo descrito anteriormente, en [30] detallan el concepto de EPSO en relación a la figura 2.23.

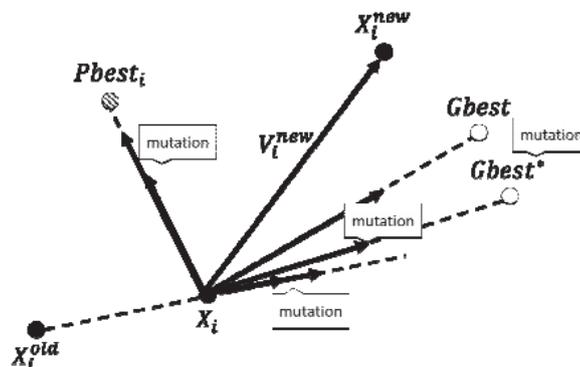


Figura 2. 23 Concepto de EPSO

Es por esto que, los autores en [4], puntualizan que la lógica para realizar la modificación detallada en la ecuación 2.38 es la siguiente:

Si el mejor global actual es ya el óptimo global, este cambio es irrelevante; caso contrario, si aún no se ha encontrado el óptimo, este puede estar dentro del vecindario, por lo que tiene mucho sentido no apuntar exactamente al mejor global actual.

La combinación de estrategias permite que el EPSO obtenga un esquema que se beneficie tanto de la regla de movimiento de partículas como del proceso de selección Darwinista, considerándose como dos empujes hacia la dirección correcta; por lo tanto, es lógico que este algoritmo presente cualidades de convergencia mejores que las que se encuentran en estrategias evolutivas EE y el PSO clásico. Además, EPSO se clasifica como un algoritmo autoadaptativo, dado que se sus bases las conforman la selección de parámetros estratégicos y la mutación, permitiéndole reproducir mejores individuos, que conformen un mejor promedio grupal; evitando de esta manera que exista la necesidad de una calibración minuciosa de los parámetros de inicialización del algoritmo, ya que este aprende de las especificidades del espacio de búsqueda y ajusta los pesos para generar una apropiada mejora en camino al óptimo, dándole así robustez al algoritmo y permitiendo que este converja al óptimo o a un resultado próximo independientemente de los valores iniciales escogidos.

2.16 Revisión del estado del arte

En los últimos años se ha incrementado las mejoras de técnicas de inteligencia artificial, métodos heurísticos y estadísticos, para dar solución a los problemas encontrados en los sistemas de distribución de energía eléctrica, razón suficiente para que en la presente sección se analice el estado del arte encontrado en trabajos relacionados al planteamiento del presente proyecto de investigación.

En el año 2002, Miranda y Fonseca presentan en [4] el algoritmo Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO, inspirado como una combinación de Algoritmos Evolutivos EA y Optimización de Enjambre de Partículas PSO; donde describen los fundamentos y modelo matemático del método, además de probarlo en la aplicación en el problema de minimización de pérdidas de potencia ligado al control de voltaje, obteniendo muy buenos resultados. Este algoritmo o método de optimización es considerado de gran impacto ya que a partir de este se han desarrollado distintas soluciones y modificaciones para dar respuesta a diversas problemáticas encontradas en la ingeniería eléctrica, especialmente a la reconfiguración óptima del sistema con el objetivo de reducir pérdidas de potencia; razón por la cual se utilizad para el desarrollo de la solución a la problemática planteada en el presente trabajo de investigación. Luego, en el mismo año, aplican en [31]

el algoritmo de EPSO en el control de voltaje en sistemas de potencia atado a la minimización de pérdidas, realizando una comparación de los resultados obtenidos en el mencionado algoritmo con los que se derivan de la técnica del recocido simulado, muy utilizada en las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica de Portugal. En los resultados dados por EPSO se puede recalcar que se encontró la mejor solución en menor número de iteraciones ya que se partió de una solución inicial mejorada debido a la población de partículas inicial considerada.

En el año 2006, en [32] Leite, Barros y Miranda presentan un método para coordinar relés de sobrecorriente direccionales utilizando EPSO por su simplicidad, robustez y fácil implementación; considerando que al tener relés de sobrecorriente direccionales en un sistema tipo malla se maneja un gran volumen de datos con muchos cálculos y restricciones. Aplica el algoritmo con éxito a un sistema de distribución de prueba que comprende de muchas restricciones no lineales, demostrando así su capacidad de recorrer el espacio de búsqueda hacia el llamado territorio factible; donde se obtienen resultados mejores que los proporcionados por la formulación LP (corriente de pick up fija); demostrando validez del algoritmo planteado que es el mismo a utilizarse dentro de este proyecto de investigación.

Por el año 2008 se presenta en [33] un estudio comparativo entre PSO y EPSO, con su aplicación a la ubicación óptima de condensadores en una red radial de distribución de energía eléctrica de Melaka, Malasia. Obteniendo como resultado de la comparación, que EPSO es superior a PSO para encontrar la solución óptima y manejar funciones objetivas no lineales más complejas debido a su autoadaptabilidad, sin embargo, EPSO es computacionalmente más intenso por lo que requirió mayor tiempo por iteración, lo cual en la actualidad ha sido superado debido a las mejoras tecnológicas dadas durante los últimos 11 años.

En 2009 Anaut, di Mauro, Meschino y Suárez publican en [34] un modelo de optimización de sistemas de distribución de energía eléctrica utilizando algoritmos genéticos que permiten la minimización de pérdidas de potencia a través de la reconfiguración topológica de redes eléctricas de distribución secundarias, hallando la solución óptima entre las diferentes maniobras dadas en los modelos de prueba utilizados, demostrando cumplimiento de restricciones de voltaje y radialidad en un menor tiempo de convergencia en comparación con una búsqueda exhaustiva.

En el año 2011, Muñoz presenta en [24] una aplicación del algoritmo metaheurístico EPSO, en calidad de instrumento para la solución del problema de asignación de energía eléctrica

o minimización de pagos finales, en la transacción de energía eléctrica en bolsas, minimizando tiempos de actuación; no presenta la solución al problema planteado en la presente trabajo, sin embargo da una buena referencia para el desarrollo del método utilizado.

Durante el año 2011, en [16] Arya, Kumar y Dubey presentan una reconfiguración de una red de distribución de energía eléctrica usando MOPSO un método modificado del PSO que considera la maximización del número de cargas suministradas asociado a la minimización del número de interruptores cerrados, obteniendo la solución óptima en un tiempo computacional razonable y demostrando una mejor habilidad encontrando la el resultado óptimo, dentro del modelo de prueba, en comparación con el PSO clásico.

En el 2013, Scenna, Anaut, Passoni y Meschino en [3] plantean una reconfiguración del sistema eléctrico utilizando la técnica de optimización de colonia de hormigas, donde la función objetivo es minimizar las pérdidas de energía del sistema, mostrando una codificación de red fácil; obteniendo la respuesta óptima en redes complejas con tiempos de cálculo bajos.

En el año 2013, Bolaños, Hincapié y Gallego en [35] proponen una solución para la reconfiguración para la restauración del servicio en SED, a través de un algoritmo heurístico constructivo, con la desventaja de que estos mecanismos no salen de los óptimos locales.

Durante el 2014 en [36] Sulaima, Hazahsha, Jaafar, Dahalan y Mokhlis, presentan una reconfiguración óptima del sistema de distribución y tamaño óptimo de generación distribuida simultáneamente, a través del algoritmo EPSO, con el objetivo de obtener las menores pérdidas de potencia en el sistema mientras se reduce el tiempo de operación computacional. En el mismo año, Sulaima se une a Othman, Jamri, Rosli y Sulaiman para presentar en [37] una reconfiguración de red de distribución o DNR a través de REPSO, un algoritmo rankeado o modificado de la optimización de partículas de enjambre o EPSO, con el objetivo de satisfacer la demanda minimizando las pérdidas de potencia, con un tiempo de convergencia mejorado. El método desarrollado en [37] resulta de la combinación del PSO y la tradicional programación evolutiva EP con rejuvenecimiento de un elemento adicional de clasificación.

Abdullah, Bakar, Rahim, Mokhlis y Tan presentan en el año 2014 en [38] una solución para el problema combinado de despacho de carga y emisiones económicas a través de la implementación de la optimización de enjambre de partículas híbridas evolutivas EPSO, donde se considera reducción de emisiones de contaminación ambiental dada por la

generación de energía térmica además de minimizar el costo total de combustible. El algoritmo se valida sobre el modelo de prueba de 30 barras de la IEEE, donde se obtiene resultados que revelan la capacidad del EPSO propuesto para alcanzar una mejor optimización en comparación con los resultados conseguidos por el PSO.

En 2014, Pacheco y Saraiva proponen en [39] la aplicación de EPSO para la optimización de la operación a corto plazo de las centrales hidroeléctricas en el entorno del mercado, mostrando un buen rendimiento en términos de la calidad del plan de operación final, así como en cuanto a la velocidad de convergencia y solidez del algoritmo.

En el año 2014 Tandon y Saxena presentan en [40] una metodología para reconfigurar la red de distribución, a través de una variación selectiva de PSO llamada SPSO, bajo cuatro condiciones de carga diferentes, base, ligera, media y pesada, sobre el modelo de prueba de 69 nodos de la IEEE; haciendo un comparativo con resultados obtenidos con un algoritmo de PSO con partículas binarias modificado BPSO, donde el método propuesto supera ampliamente en términos de calidad de solución, perfil de voltaje y tiempo de convergencia.

En el año 2015, en [41] Pereira, Alves y Matos presentan una metodología eficiente para controlar el voltaje y reconfigurar redes de distribución de energía eléctrica utilizando reglas de lógica difusa, EPSO y teoría de grafos; creando a través de gráficos una representación simple de la red, donde se identifican todos los lazos de la misma, ya sean estos abiertos o cerrados; para luego incorporarle los operadores y restricciones del EPSO, para así crear soluciones factibles que permitan resolver el problema de topología de red, evitando así problemas de convergencia reduciendo la carga computacional. En dicho caso la solución óptima se alcanza ingresando a la primera población del EPSO la solución factible inicial obtenida a través de técnicas heurísticas adecuadas, mientras que paralelamente se utiliza una estrategia basada en heurística para realizar acciones locales de control de voltaje, para luego aplicar un algoritmo basado en inferencia difusa que entregue la posición óptima del tap en los transformadores y bancos de capacitores. Si bien es cierto, no se resuelve la problemática de optimización de secuencia de maniobras, se realiza control de voltaje y reconfiguración de redes, haciendo uso de la metodología planteada, resolviendo el problema con tiempos de ejecución rápidos y obteniendo buenos resultados.

En el 2015 Teshome y Lian presentan en [42] un método para reconfiguración de redes radiales que consiste en la combinación de PSO y algoritmo genético GA; con el PSO se ajusta a la restricción de radialidad e introduce aleatoriedad externa a velocidades y ubicaciones cuando las partículas están en equilibrio o cerca del estado de equilibrio, para

que luego el GA reciba la población inicial de las mejores soluciones del PSO y utilice la mutación adaptativa para introducir diversidad a la población. El objetivo principal es de minimizar pérdidas de energía del sistema con las restricciones de mantener la radialidad del mismo y el nivel de voltaje dentro del rango permitido, aplicando el algoritmo sobre el modelo de prueba de 33 nodos de la IEEE, obteniendo buenos resultados en la optimización y reduciendo el tiempo de cálculo.

Por otra parte, en el año 2016, en [43] González, Sospedra y Álvarez presentan la solución para reconfiguración de redes de distribución a través de la implementación de Algoritmos Genéticos, manteniendo la radialidad de la red con la utilización tanto de los operadores de cruzamiento y mutación, como de los principios de la teoría de grafos. A diferencia del trabajo planteado en el presente tema de titulación, no considera fallas o contingencias en las redes, ni la cantidad de energía no suministrada ya que presenta como restricción que todos los tramos de la red estén energizados; así mismo los Algoritmos Genéticos planteados encuentran la solución óptima local.

En el 2016 Mori e Ikegami en [30] presentan una modificación discreta al EPSO con la finalidad de resolver reconfiguraciones de red efectivamente; la modificación planteada permite obtener dentro de la búsqueda de la solución partículas de candidatos más diversos, el método se valida en el sistema de prueba de 69 barras de la IEEE.

En 2016 Dauer, Meyer, Jaeger, Bopp, y Krebs presentan en [26] una metodología basada en una combinación de EPSO y DEEPSO para ejecutar una coordinación adecuada de las protecciones de todo un SED, manejando diferentes esquemas de protección y estructuras de red complejas. Este documento hace uso de trabajos publicados previamente y se centra en el algoritmo de optimización, sin embargo, el método se aplicó a una red de transmisión real, obteniendo mejores resultados notables que el PSO clásico y muy parecidos con el EPSO y DEEPSO.

En 2016 Lee, J. Kim, Song, Y. Kim y Jung desarrollan en [44] un algoritmo memético que utiliza EPSO y búsqueda directa adaptativa de malla, aplicando al diseño de una máquina síncrona de imán permanente, mejorando drásticamente el tiempo de búsqueda y la cantidad de iteraciones.

En el año 2016, en [15] Atteya, Ashour, Fahmi y Strickland presentan una reconfiguración de redes de distribución en Smart Grid utilizando un algoritmo de PSO modificado, que consiste en que un espacio de búsqueda selectiva aleatoria filtrada para la posición inicial que permite acelerar el algoritmo para alcanzar una solución óptima; con función objetivo de minimizar pérdidas de energía, obteniendo una reducción del 29.68% dentro del modelo

de prueba utilizado y un tiempo de cálculo menor que el obtenido con el PSO clásico y PSO binario. Al año siguiente presentan en [45] una reconfiguración óptima para red de distribución radial utilizando el mismo algoritmo o método de PSO modificado MPSO.

Mori en 2016 presenta en [46] un método que integra la función de base radial generalizada con medias difusas y EPSO, para pronosticar el precio de la electricidad, para aplicarlo sobre base de datos real de New England ISO, USA; obteniendo una considerable reducción en el error promedio del 19% y del error máximo en 52%. En el 2017 propone junto a Ogawa y Chiang en [47] un método para la ubicación óptima de unidades de medida fasorial o PMUs para la estimación de estado de sistemas de potencia, a través de DEPSO, probándolo en el modelo de prueba de 30 nodos de la IEEE obteniendo mejores resultados y menor tiempo de convergencia que en DPSO. En el 2018, los mismos tres autores proponen en [48] un algoritmo combinado de EM con EPSO para la estimación del estado de sistemas de distribución; donde, considerando que en los sistemas de distribución se tienen mediciones insuficientes, se utiliza el algoritmo EM para evaluar variables latentes en modelado estadístico y EPSO para obtener soluciones en optimización no lineal; probando el método en un modelo de 33 nodos y comparando la optimización con resultados dados por el clásico PSO, demostrando que EPSO supera significativamente a PSO, ya que logró reducir la desviación estándar en un 99%.

Por otra parte, en 2017 Tran, Xue y Zhang proponen en [49] una variación de partículas potenciales de PSO llamado PPSO, que emplea una nueva presentación que permite reducir el espacio de búsqueda del problema y obtener una nueva función de aptitud para evaluar las mejores soluciones candidatas para guiar la búsqueda. Se prueba en diez conjuntos de datos de alta dimensión, donde el PPSO selecciona menos del 5% del número de características para todos los conjuntos de datos, y obtiene un mejor rendimiento de clasificación o similar que EPSO en ocho conjuntos de datos con un número menor de características seleccionadas en seis conjuntos de datos.

En 2017 Gomes y Saraiva utilizan en [50] el modelo de EPSO para realizar una planificación de expansión de transmisión de varios años incluyendo impacto de generación distribuida a través de paneles solares, aplicándolo en el sistema de prueba de 24 nodos de la IEEE. Luego, en el 2018 se unen a Coelho, Dias, Willer y Junior para proponer en [51] la implementación del EPSO para manejar el problema de planificación en diferentes escenarios con respecto a la evolución de los vehículos eléctricos PEV y su impacto en la demanda, considerando la alta penetración de los PEV, la disponibilidad y políticas de cobro relacionadas, aplicando el algoritmo sobre el modelo de prueba de 24 nodos de la IEEE por un período de 10 años, obteniendo como resultado principal que al

coordinar la entrada de PEV en el sistema se puede posponer las inversiones de equipos de transmisión, reduciendo costos asociados.

Faia, Pinto, Vale y Corchado presentan en [52] un modelo desarrollado en el 2018 para ofrecer solución a los actores del mercado de electricidad, con el fin de apoyar sus decisiones sobre futuras situaciones de participación en base a procesos de pronóstico y optimización a través del algoritmo EPSO. Así mismo, realizan una comparación con los resultados obtenidos a través de un método de resolución determinista y de la optimización clásica del PSO; obteniendo con el método propuesto resultados de función objetivo máximos y medios más altos, con una desviación estándar más pequeña, sin embargo, con un tiempo de operación mayor que el PSO clásico, pero mucho menor que el del método determinista.

En el año 2018 Barik y Das proponen en [53] un método de flujo de carga modificado con una técnica de pares de barra Q-PVQ para mantener el voltaje de barra localizado de forma remota en un nivel deseado en presencia de generación distribuida de energía solar y biomasa, con la función objetivo de minimizar las pérdidas de potencia activa, mientras se encuentra la ubicación y tamaño óptimo para localizar la generación distribuida mencionada, ocasionando así una reconfiguración óptima de la red a través de un algoritmo mixto discreto de PSO, conocido como MDPSO.

Santos y Peres proponen en el año 2018 en [54] un método de optimización híbrido que combina la búsqueda global y capacidad de autoadaptación del EPSO con la capacidad de búsqueda local del método de optimización Cuasi-Newtoniano, con el objetivo de encontrar el diseño robusto del problema de estabilización de sistemas de potencia, donde se plantea como un problema de optimización con el objetivo de maximizar los coeficientes de la relación de amortiguamiento en la operación de bucle cerrado, teniendo en cuenta varios escenarios para garantizar la solidez. El método se aplica al conocido England Test System, superando los resultados proporcionados por el PSO clásico y algoritmos genéticos.

En el 2018 Usman, Amin, Azam y Mokhlis usan el EPSO en [55] para obtener un esquema óptimo de desprendimiento de carga para evitar el colapso de voltaje del sistema, formulando el problema como uno de minimización de objetivos múltiples, los cuales son pérdidas de potencia, desviación de voltaje y costo de desprendimiento de carga. El método propuesto se aplica en el modelo de prueba de 33 nodos de la IEEE y se realiza una comparación con el PSO clásico, obteniendo que el EPSO es más preciso para encontrar una solución óptima.

En el presente año Shafik, Rashed, Chen, Elkadeem y Wang presentan en [56] la integración de unidades de generación distribuida con control de puntos abiertos en redes de distribución activas, con la finalidad de realizar una reconfiguración que permita la reducción de pérdidas de potencia, mantener el voltaje dentro del rango permitido y equilibrio de carga del alimentador, utilizando un PSO modificado MPSO, aplicando el método en el modelo de prueba de 33 nodos de la IEEE, obteniendo alta eficacia en comparación con los métodos que detallan en la literatura revisada.

De toda la bibliografía y estado del arte revisado, se hace una mención especial al trabajo presentado en [57] por Arango, López y González, donde se desarrolla un método heurístico para restauración del servicio en sistemas de distribución de energía eléctrica a través de la reconfiguración de alimentadores, dentro de líneas de enlace ya definidas, luego de haber ocurrido una falla, considerando restricciones de capacidad de alimentadores y topología del sistema, teniendo como función objetivo minimizar la caída de voltaje en el nodo de transferencia, es decir que se escoge como solución al nodo que presenta mayor voltaje luego de haber realizado la transferencia de carga, probando el algoritmo sobre un SED de once barras y tres alimentadores principales, teniendo una falla ya definida.

A diferencia de esto, en el presente proyecto se plantea una mejora al desarrollo de la solución, ya que, el nivel de voltaje del nodo de transferencia se considera como una nueva restricción y se implementa un tren de operación en el cual falla aleatoriamente cualquier parte del sistema, dejando como función objetivo la minimización tanto de la cantidad de energía no suministrada como de las pérdidas de potencia del sistema toda vez que se ha conectado la posible línea de enlace, estableciendo mediante el algoritmo EPSO cuál es la secuencia de maniobras más óptima que permita cumplir con dicho objetivo, dentro de un espacio de búsqueda que considera líneas de enlace que puedan partir desde cualquier nodo sano del alimentador adyacente, para esto se prueba sobre un sistema que consta de dos alimentadores cercanos.

3. METODOLOGÍA

El método a utilizarse en el presente proyecto de titulación, parte de la hipótesis o alcance definido en el inciso 1.4 del presente documento, para lo cual se desarrolla en la figura 3.1 un diagrama de bloques con el proceso considerado.

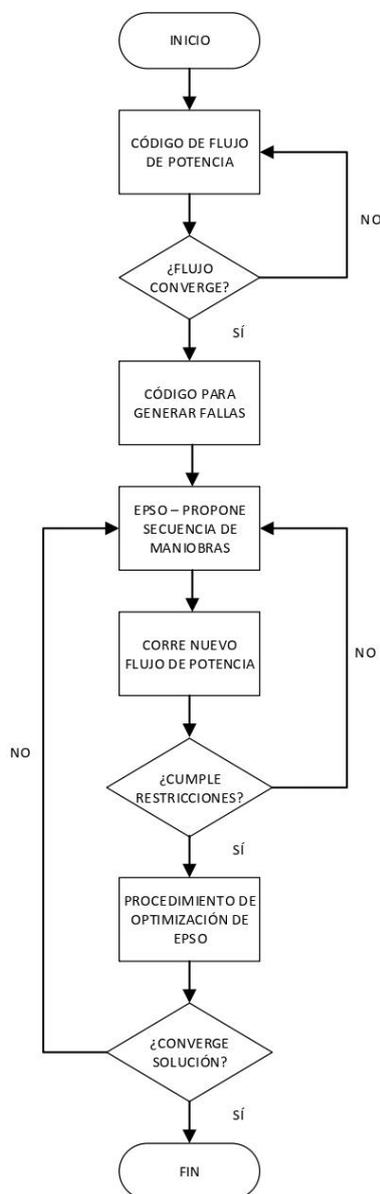


Figura 3. 1 Proceso utilizado en esta investigación

Para lo cual, se desarrolla a continuación los pasos descritos en la figura 3.1:

- a) Código de flujo de potencia: se programaron, a partir de cero utilizando el software Matlab, códigos que permitan correr flujos de potencia en un sistema de distribución de n nodos considerando modelación por fases (a, b, c). Esta es la base del código

del proyecto, cabe recalcar que su importancia se basa en que al ser de n nodos, permite modelar cualquier sistema de distribución de energía eléctrica, los datos del sistema se ingresan a través de tablas de Excel. Arroja como resultados variables de voltaje, ángulo, factor de potencia en cada nodo, así como corrientes y potencias que fluyen por cada uno de los tramos de la red. Para el cálculo del flujo de potencia se utiliza el método Ladder, descrito en los incisos 2.3 y 2.4 del marco teórico. Permite el ingreso de dos alimentadores, para lo cual se corre un flujo de potencia independiente para cada uno de los dos alimentadores ingresados.

- b) Convergencia del flujo: es un parámetro de evaluación, que permite identificar si los resultados arrojados por el código de programación, descrito anteriormente, son aceptables. Esta parte del desarrollo del proyecto es de suma importancia, dado que se, utilizará para cada una de las posibles soluciones que arroje, más adelante, el método de optimización. En caso de que el flujo no converja, es necesario volver al paso anterior y determinar la falla en el código.
- c) Código para generar fallas: código que genera contingencias causadas por fallas trifásicas en los componentes de la red, mediante simulación de trenes de operación aleatorios, permite determinar el tramo de la red con falla, se utiliza el procedimiento descrito en el inciso 2.12 del marco teórico, la falla puede ocurrir independientemente en cualquiera de los dos alimentadores.
- d) Método de Optimización Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO: propone secuencia de maniobras, es decir que arroja las partículas iniciales, de acuerdo a la literatura descrita en el inciso 2.15 del marco teórico; este enjambre de partículas representa una posible solución, de acuerdo a una secuencia de maniobras que permita reconfigurar el SED a través de la conexión de una de las posibles líneas de enlace entre los dos alimentadores, con la finalidad de suministrar energía eléctrica, desde el alimentador sano, al mayor tramo posible del alimentador con falla, tratando así de minimizar tanto la cantidad de energía no suministrada como las pérdidas de potencia en la nueva reconfiguración.
- e) Correr nuevo flujo de potencia: a partir de la secuencia de maniobras arrojada, es importante correr un flujo de potencia del sistema reconfigurado, con el objetivo de obtener los valores de voltajes, corrientes, potencia y energía; que son fundamentales para poder determinar el cumplimiento de restricciones y los valores de energía no suministrada y pérdidas de potencia totales.
- f) Evaluación del cumplimiento de restricciones: es la parte del programa donde se evalúa si la posible solución dada por el EPSO cumple con las restricciones de voltaje y radialidad; en caso de no cumplirlas, el EPSO debe crear un nuevo

enjambre de partículas, de acuerdo a lo descrito en el inciso 2.15 del marco teórico, para lo cual se regresa al paso d.

- g) Procedimiento de optimización del EPSO: a partir de este paso, el EPSO ejecuta el procedimiento de optimización descrito en el inciso 2.15 del marco teórico, hasta encontrar convergencia.
- h) Evaluación de convergencia del programa: es en esta sección donde se evalúa si el programa obtuvo el valor mínimo de energía no suministrada y pérdidas de potencia, de acuerdo al procedimiento descrito en el inciso 2.15 del marco teórico, considerando que provoca que las partículas tiendan hacia el óptimo global, operativamente evalúa la variación del valor fitness a optimizar, entre los enjambres continuos.

A continuación, se analiza la aplicación y validación del programa en dos casos de estudio creados a partir de los modelos de prueba de la IEEE, y luego en una parte del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.

3.1 Metodología en casos de estudio

3.1.1 Aplicación de la metodología dentro de la resolución del problema de ubicación de enlaces para optimización de reconfiguración y recuperación de carga dentro de los sistemas de distribución de energía eléctrica

En el presente trabajo de investigación se aplica la metodología descrita en la sección 2.15 del marco teórico, concerniente al algoritmo EPSO, para resolver el problema de ubicación de enlaces para optimización de reconfiguración y recuperación de carga dentro de los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica, cuya secuencia de maniobras permita minimizar tanto la cantidad energía no suministrada como las pérdidas de potencia, luego de conectarse la línea de enlace, dentro de un SED, después de haber ocurrido una falla trifásica en cualquier tramo de la red, para lo cual se desarrolla un programa computacional a partir del diagrama de flujo que se presenta en la figura 3.2.

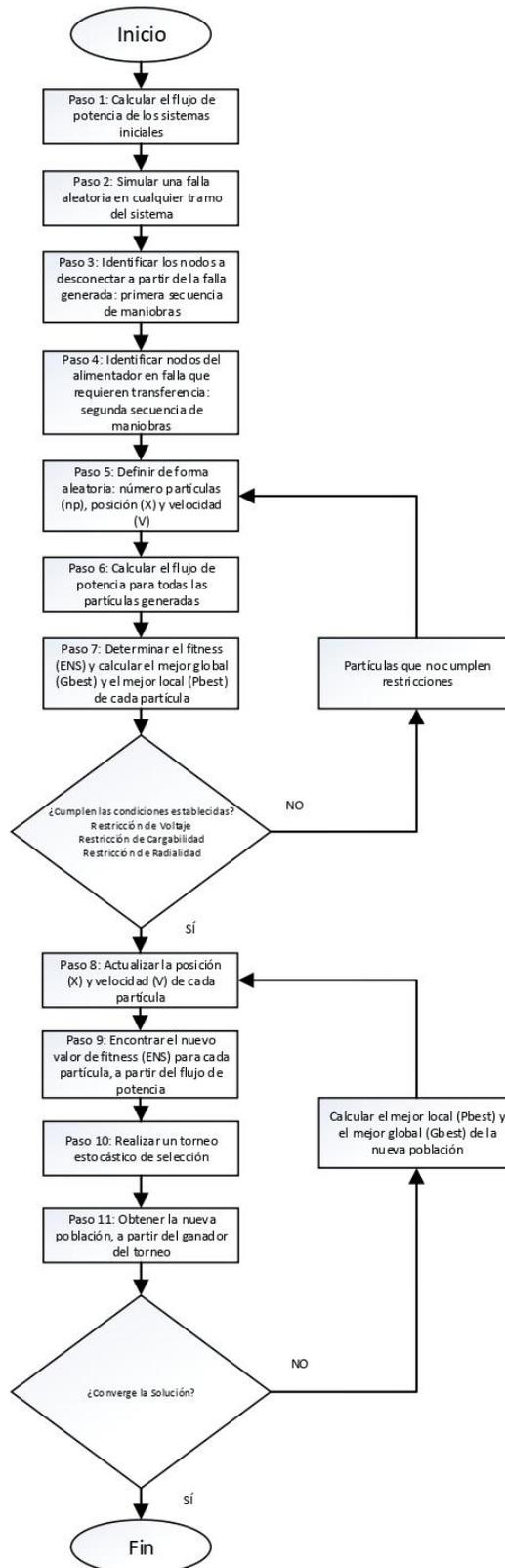


Figura 3. 2 Diagrama de flujo para resolución de problema de secuencia de maniobras

En la figura 3.2 se puede observar que el algoritmo de optimización se ha planteado para encontrar dentro del espacio de búsqueda la mejor solución, considerando las restricciones que generan los límites de capacidad de las líneas que realizan la transferencia de carga, los voltajes en los nodos de conexión y el hecho de mantener la radialidad del sistema para así no afectar a la coordinación de protecciones eléctricas.

Es importante recalcar que la solución computacional desarrollada permite que esta sea evaluada o utilizada para cualquier sistema de distribución, ya que tiene una concepción general en la que se puede ingresar un sistema para n barras considerando modelación por fases. De igual manera presenta generalidad para establecer contingencias ocurridas en cualquier tramo de la red, partiendo del concepto de trenes de operación aleatorios.

Para lo cual, toda vez que ocurra la contingencia, el algoritmo reconoce los tramos de la línea donde se debe desenergizar producto de la actuación del sistema de protecciones, obteniendo la primera secuencia de maniobras; luego de esto evalúa las alternativas de líneas de enlace desde un alimentador adyacente que permitan restablecer el servicio, a través de la metodología de optimización planteada con el algoritmo de EPSO, donde cada agente o partícula del enjambre es una solución de secuencia de maniobras a realizarse que permita restablecer el servicio a los abonados que se encuentran aguas abajo de la falla producida y que se encuentran desenergizados debido a la radialidad del alimentador; teniendo como función objetivo la minimización de la cantidad de energía no suministrada y pérdidas de potencia del sistema, durante la temporalidad de la reparación del elemento con falla.

Esta metodología y código de programación desarrolló desde cero, y en las siguientes secciones será simulada y valorada en un modelo de prueba, a partir del IEEE 34 Node Test Feeder y el IEEE 13 Node Test Feeder; para luego ser comprobada en una porción del sistema de subtransmisión o distribución en medio voltaje de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.

3.1.2 Caso de Estudio I: Comprobación del algoritmo mediante un modelo de prueba a partir del IEEE 34 Node Test Feeder y el IEEE 13 Node Test Feeder

Con la finalidad de simular y valorar tanto la metodología como el código de programación desarrollado, se presenta un modelo de prueba que parte de una combinación del IEEE 34 Node Test Feeder y el IEEE 13 Node Test Feeder, tal como se muestra en la figura 3.3, con la finalidad de poder dimensionar la topología de ambos alimentadores y en la figura 3.4 donde se muestra el diagrama eléctrico del sistema completo.

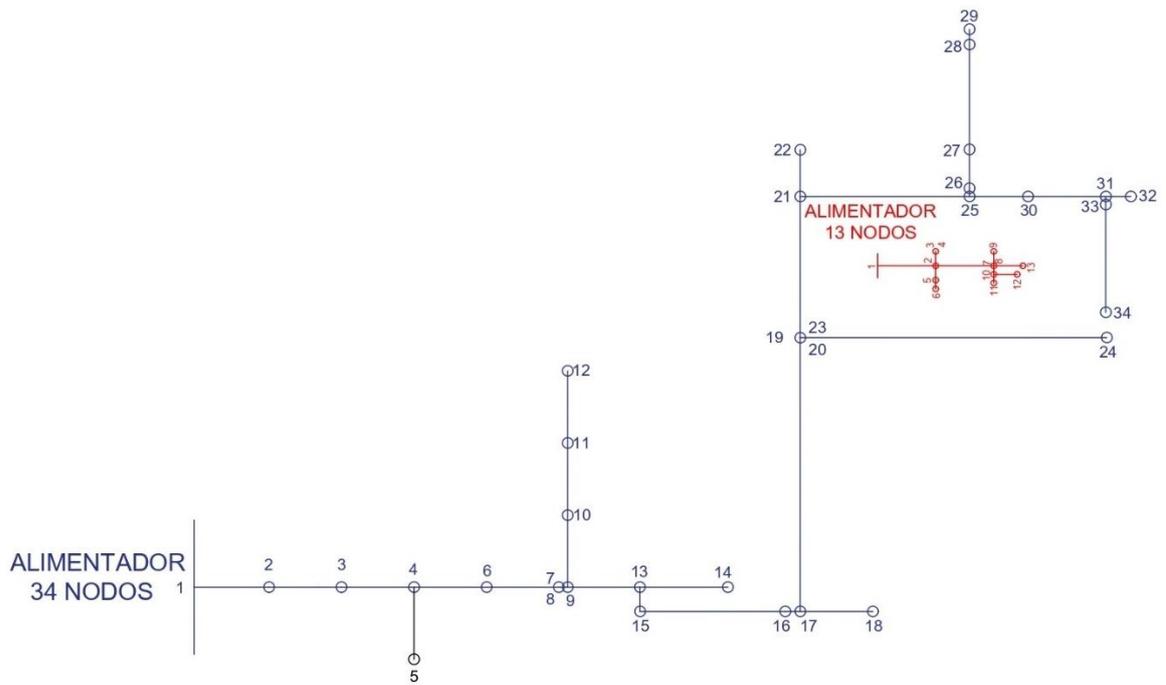


Figura 3. 3 Modelo de prueba planteado

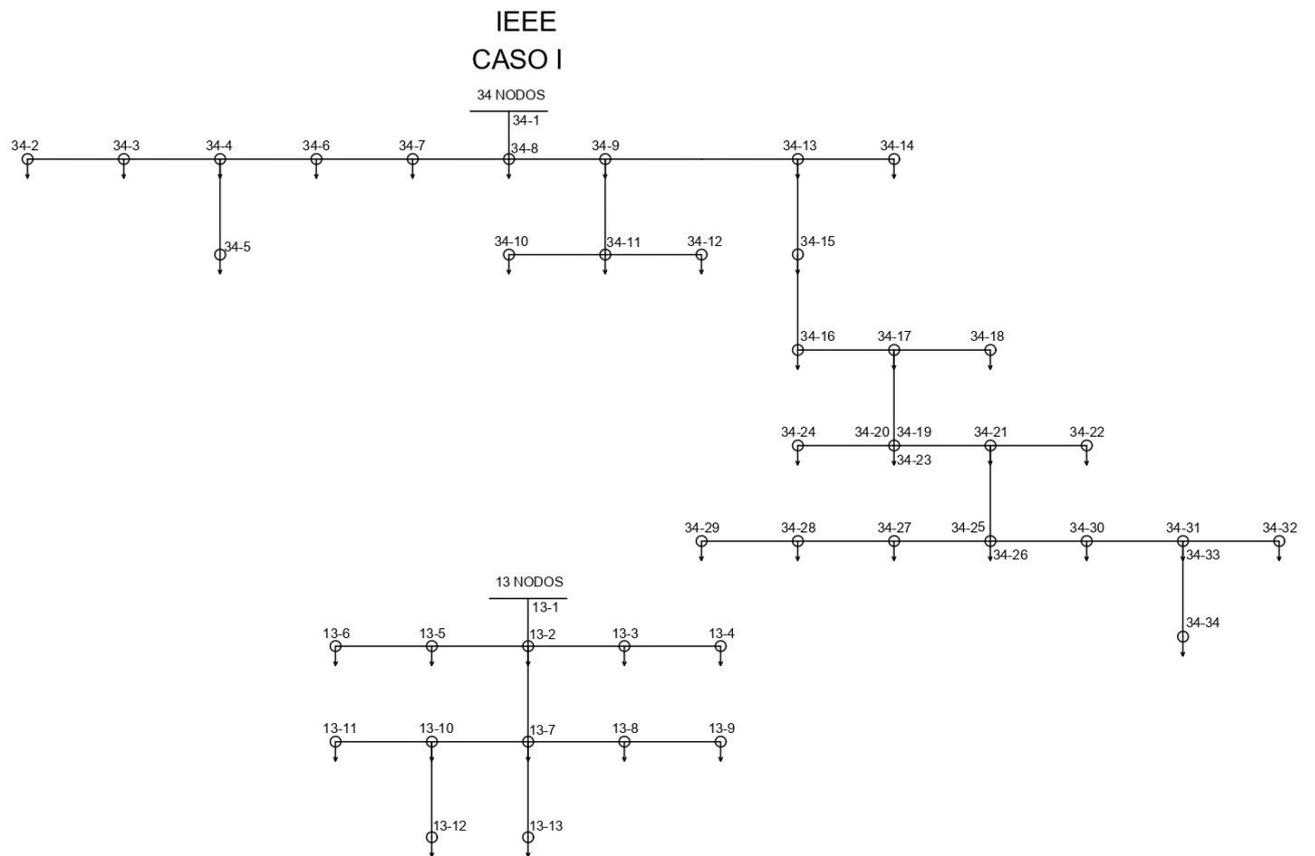


Figura 3. 4 Diagrama eléctrico del modelo de prueba planteado

En las figuras 3.3 y 3.4 se puede apreciar que se trata de dos alimentadores que parten de distinta subestación y que para ambos se ha numerado los nodos del 1 al 13 y del 1 al 34 respectivamente; de igual manera el alimentador de 13 nodos se encuentra ubicado cerca al tramo comprendido entre los nodos 19 y 34 del alimentador de 34 nodos.

Para esto se presentan las características tanto del modelo prueba de 13 nodos de la IEEE como del modelo prueba de 34 nodos de la IEEE; así como los cambios que se han realizado con la finalidad de dar funcionalidad para que ambos alimentadores trabajen en conjunto.

Modelo de Prueba IEEE 13 Node Test Feeder

Se basa en un sistema de distribución con carga desbalanceada que consta de 13 nodos, tal cual se muestra en la figura 3.5.

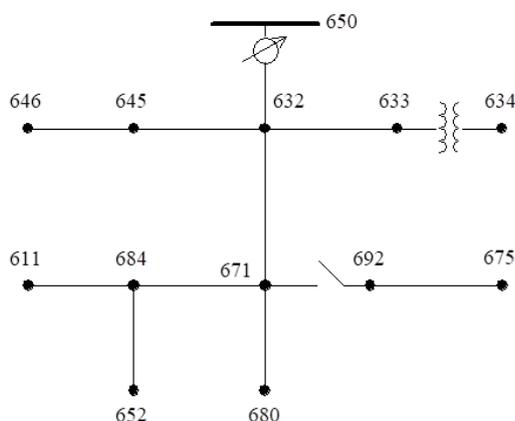


Figura 3. 5 IEEE 13 Node Test Feeder

Para lo cual se presenta los datos técnicos del alimentador, tales como parámetros de línea, configuración de líneas aéreas, configuración de líneas subterráneas, datos de carga, datos de carga distribuida, datos de transformador, datos de capacitor y datos de regulador en las tablas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7 y 3.8 respectivamente.

Tabla 3. 1 Datos de línea para IEEE 13 Node Test Feeder

| Nodo A | Nodo B | Distancia (pies) | Configuración |
|--------|--------|------------------|---------------|
| 632 | 645 | 500 | 603 |
| 632 | 633 | 500 | 602 |
| 633 | 634 | 0 | XFM-1 |
| 645 | 646 | 300 | 603 |
| 650 | 632 | 2000 | 601 |

| | | | |
|-----|-----|------|--------|
| 684 | 652 | 800 | 607 |
| 632 | 671 | 2000 | 601 |
| 671 | 684 | 300 | 604 |
| 671 | 680 | 1000 | 601 |
| 671 | 692 | 0 | Switch |
| 684 | 611 | 300 | 605 |
| 692 | 675 | 500 | 606 |

Tabla 3. 2 Configuración de líneas aéreas para IEEE 13 Node Test Feeder

| Configuración | Fases | Conductor: ACSR | Neutro: ACSR | Distancia ID |
|---------------|---------|--------------------|-----------------|--------------|
| 601 | B A C N | 556, 500 26/7 | 4/0 6/1 | 500 |
| 602 | C A B N | 4/0 6/1 | 4/0 6/1 | 500 |
| 603 | C B N | 1/0 | 1/0 | 505 |
| 604 | A C N | 1/0 | 1/0 | 505 |
| 605 | C N | 1/0 | 1/0 | 510 |

Tabla 3. 3 Configuración de líneas subterráneas para IEEE 13 Node Test Feeder

| Configuración | Fases | Conductor fase | Neutro | Distancia ID |
|---------------|---------|----------------|--------|--------------|
| 606 | A B C N | 250,000 AA, CN | Nulo | 515 |
| 607 | A N | 1/0 AA, TS | 1/0 Cu | 520 |

Tabla 3. 4 Datos de carga para IEEE 13 Node Test Feeder

| Nodo | Carga | Fase 1 | Fase 1 | Fase 2 | Fase 2 | Fase 3 | Fase 3 |
|------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Conexión | kW | kVAr | kW | kVAr | kW | KVAr |
| 634 | Y-PQ | 160 | 110 | 120 | 90 | 120 | 90 |
| 645 | Y-PQ | 0 | 0 | 170 | 125 | 0 | 0 |
| 646 | D-Z | 0 | 0 | 230 | 132 | 0 | 0 |
| 652 | Y-Z | 128 | 86 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 671 | Y-PQ | 385 | 220 | 385 | 220 | 385 | 220 |
| 675 | Y-PQ | 485 | 190 | 68 | 60 | 290 | 212 |
| 692 | D-I | 0 | 0 | 0 | 0 | 170 | 151 |

| | | | | | | | |
|--------------|-----|-------------|------------|------------|------------|-------------|------------|
| 611 | Y-I | 0 | 0 | 0 | 0 | 170 | 80 |
| TOTAL | | 1158 | 606 | 973 | 627 | 1135 | 753 |

Tabla 3. 5 Datos de carga distribuida para IEEE 13 Node Test Feeder

| Nodo A | Nodo B | Carga | Fase 1 | Fase 1 | Fase 2 | Fase 2 | Fase 3 | Fase 3 |
|--------|--------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | Conexión | kW | kVAr | kW | kVAr | kW | KVAr |
| 632 | 671 | Y-PQ | 17 | 10 | 66 | 38 | 117 | 68 |

Tabla 3. 6 Datos de transformador para IEEE 13 Node Test Feeder

| Nodo | kVA | kV AV | kV BV | R % | X % |
|-------------|-------|-------------|-------------|-----|-----|
| Subestación | 5.000 | 115 – D | 4.16 - Gr Y | 1 | 8 |
| XFM-1 | 500 | 4.16 - Gr W | 0.48 - Gr W | 1.1 | 2 |

Tabla 3. 7 Datos de capacitor para IEEE 13 Node Test Feeder

| Nodo | Fase A | Fase B | Fase C |
|--------------|--------|--------|--------|
| | kVAr | kVAr | kVAr |
| 675 | 200 | 200 | 200 |
| 611 | | | 100 |
| TOTAL | 200 | 200 | 300 |

Tabla 3. 8 Datos de regulador para IEEE 13 Node Test Feeder

| Regulador | 1 | | |
|-------------------|-----------|------|------|
| Segmento de línea | 650 - 632 | | |
| Ubicación | 50 | | |
| Fases | A - B - C | | |
| Conexión | 3F, LG | | |
| Fases | A - B - C | | |
| Regulación | 2.0 V | | |
| PT Radio | 20 | | |
| CT | 700 | | |
| Ajustes | Ph-A | Ph-B | Ph-C |

| | | | |
|------------------|-----|-----|-----|
| R | 3 | 3 | 3 |
| X | 9 | 9 | 9 |
| Nivel de voltaje | 122 | 122 | 122 |

Modelo de Prueba IEEE 34 Node Test Feeder

Se basa en un sistema de distribución con carga desbalanceada que consta de 34 nodos, tal cual se muestra en la figura 3.6.

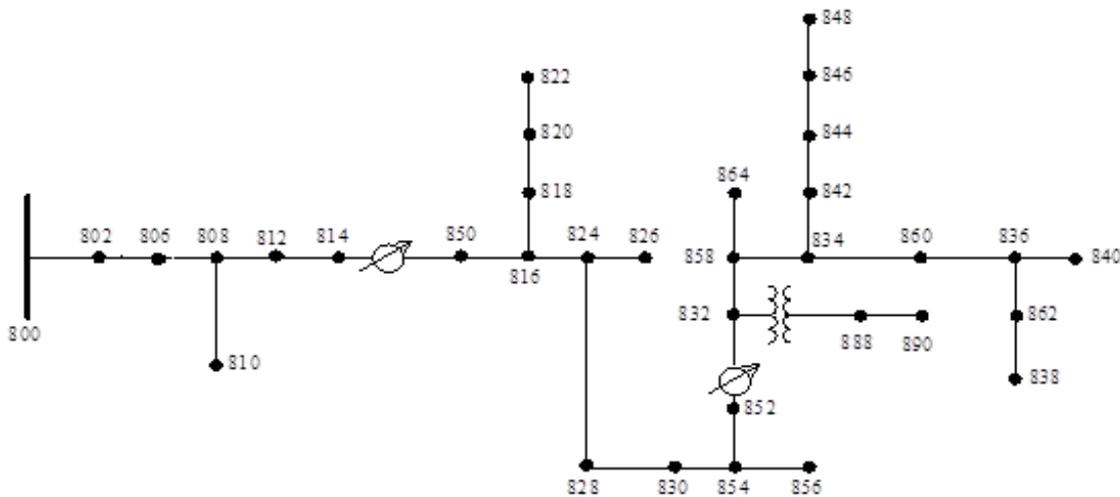


Figura 3. 6 IEEE 34 Node Test Feeder

Para lo cual se presenta los datos técnicos del alimentador, tales como datos de línea, configuración de líneas aéreas, datos de carga, datos de carga distribuida, datos de transformador, datos de capacitor y datos de regulador en las tablas 3.9, 3.10, 3.11, 3.12, 3.13, 3.14 y 3.15 respectivamente.

Tabla 3. 9 Datos de línea para IEEE 34 Node Test Feeder

| Nodo A | Nodo B | Distancia (pies) | Configuración |
|--------|--------|------------------|---------------|
| 800 | 802 | 2580 | 300 |
| 802 | 806 | 1730 | 300 |
| 806 | 808 | 32230 | 300 |
| 808 | 810 | 5804 | 303 |
| 808 | 812 | 37500 | 300 |
| 812 | 814 | 29730 | 300 |
| 814 | 850 | 10 | 301 |
| 816 | 818 | 1710 | 302 |

| | | | |
|-----|-----|-------|-------|
| 816 | 824 | 10210 | 301 |
| 818 | 820 | 48150 | 302 |
| 820 | 822 | 13740 | 302 |
| 824 | 826 | 3030 | 303 |
| 824 | 828 | 840 | 301 |
| 828 | 830 | 20440 | 301 |
| 830 | 854 | 520 | 301 |
| 832 | 858 | 4900 | 301 |
| 832 | 888 | 0 | XFM-1 |
| 834 | 860 | 2020 | 301 |
| 834 | 842 | 280 | 301 |
| 836 | 840 | 860 | 301 |
| 836 | 862 | 280 | 301 |
| 842 | 844 | 1350 | 301 |
| 844 | 846 | 3640 | 301 |
| 846 | 848 | 530 | 301 |
| 850 | 816 | 310 | 301 |
| 852 | 832 | 10 | 301 |
| 854 | 856 | 23330 | 303 |
| 854 | 852 | 36830 | 301 |
| 858 | 864 | 1620 | 302 |
| 858 | 834 | 5830 | 301 |
| 860 | 836 | 2680 | 301 |
| 862 | 838 | 4860 | 304 |
| 888 | 890 | 10560 | 300 |

Tabla 3. 10 Configuración de líneas aéreas para IEEE 34 Node Test Feeder

| Configuración | Fases | Conductor: ACSR | Neutro: ACSR | Distancia ID |
|----------------------|--------------|----------------------------|-------------------------|---------------------|
| 300 | B A C N | 1/0 | 1/0 | 500 |
| 301 | B A C N | #2 6/1 | #2 6/1 | 500 |
| 302 | A N | #4 6/1 | #4 6/1 | 510 |
| 303 | B N | #4 6/1 | #4 6/1 | 510 |
| 304 | B N | #2 6/1 | #2 6/1 | 510 |

Tabla 3. 11 Datos de carga para IEEE 34 Node Test Feeder

| Nodo | Carga | Fase 1 | Fase 1 | Fase 2 | Fase 2 | Fase 3 | Fase 3 |
|--------------|----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | Conexión | kW | kVAr | kW | kVAr | kW | KVAr |
| 860 | Y-PQ | 20 | 16 | 20 | 16 | 20 | 16 |
| 840 | Y-I | 9 | 7 | 9 | 7 | 9 | 7 |
| 844 | Y-Z | 135 | 105 | 135 | 105 | 135 | 105 |
| 848 | D-P Q | 20 | 16 | 20 | 16 | 20 | 16 |
| 890 | D-I | 150 | 75 | 150 | 75 | 150 | 75 |
| 830 | D-Z | 10 | 5 | 10 | 5 | 25 | 10 |
| TOTAL | | 344 | 224 | 344 | 224 | 359 | 229 |

Tabla 3. 12 Datos de carga distribuida para IEEE 34 Node Test Feeder

| Nodo A | Nodo B | Carga | Fase 1 | Fase 1 | Fase 2 | Fase 2 | Fase 3 | Fase 3 |
|--------------|--------|----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | Conexión | kW | kVAr | kW | kVAr | kW | KVAr |
| 802 | 806 | Y-PQ | 0 | 0 | 30 | 15 | 25 | 14 |
| 808 | 810 | Y-I | 0 | 0 | 16 | 8 | 0 | 0 |
| 818 | 820 | Y-Z | 34 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 820 | 822 | Y-PQ | 135 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 816 | 824 | D-I | 0 | 0 | 5 | 2 | 0 | 0 |
| 824 | 826 | Y-I | 0 | 0 | 40 | 20 | 0 | 0 |
| 824 | 828 | Y-PQ | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 2 |
| 828 | 830 | Y-PQ | 7 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 854 | 856 | Y-PQ | 0 | 0 | 4 | 2 | 0 | 0 |
| 832 | 858 | D-Z | 7 | 3 | 2 | 1 | 6 | 3 |
| 858 | 864 | Y-PQ | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 858 | 834 | D-PQ | 4 | 2 | 15 | 8 | 13 | 7 |
| 834 | 860 | D-Z | 16 | 8 | 20 | 10 | 110 | 55 |
| 860 | 836 | D-PQ | 30 | 15 | 10 | 6 | 42 | 22 |
| 836 | 840 | D-I | 18 | 9 | 22 | 11 | 0 | 0 |
| 862 | 838 | Y-PQ | 0 | 0 | 28 | 14 | 0 | 0 |
| 842 | 844 | Y-PQ | 9 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 844 | 846 | Y-PQ | 0 | 0 | 25 | 12 | 20 | 11 |
| 846 | 848 | Y-PQ | 0 | 0 | 23 | 11 | 0 | 0 |
| TOTAL | | | 262 | 133 | 240 | 120 | 220 | 114 |

Tabla 3. 13 Datos de transformador para IEEE 34 Node Test Feeder

| Nodo | kVA | kV AV | kV BV | R % | X % |
|-------------|------------|--------------|--------------|------------|------------|
| Subestación | 2.500 | 69 – D | 24.9 - Gr W | 1 | 8 |
| XFM-1 | 500 | 24.9 - Gr W | 4.16 - Gr W | 1.9 | 4.08 |

Tabla 3. 14 Datos de capacitor para IEEE 34 Node Test Feeder

| Nodo | Fase A | Fase B | Fase C |
|--------------|---------------|---------------|---------------|
| | kVAr | kVAr | kVAr |
| 844 | 100 | 100 | 100 |
| 848 | 150 | 150 | 150 |
| TOTAL | 250 | 250 | 250 |

Tabla 3. 15 Datos de regulador para IEEE 34 Node Test Feeder

| Regulador | 1 | | |
|-------------------|-----------|------|------|
| Segmento de línea | 814 - 850 | | |
| Ubicación | 814 | | |
| Fases | A - B - C | | |
| Conexión | 3F, LG | | |
| Fases | A - B - C | | |
| Regulación | 2.0 V | | |
| PT Radio | 120 | | |
| CT | 100 | | |
| Ajustes | Ph-A | Ph-B | Ph-C |
| R | 2.7 | 2.7 | 2.7 |
| X | 1.6 | 1.6 | 1.6 |
| Nivel de voltaje | 122 | 122 | 122 |
| Regulador | 2 | | |
| Segmento de línea | 852 - 832 | | |
| Ubicación | 852 | | |
| Fases | A - B - C | | |
| Conexión | 3F, LG | | |
| Fases | A - B - C | | |

| | | | |
|------------------|-------|------|------|
| Regulación | 2.0 V | | |
| PT Radio | 120 | | |
| CT | 100 | | |
| Ajustes | Ph-A | Ph-B | Ph-C |
| R | 2.5 | 2.5 | 2.5 |
| X | 1.5 | 1.5 | 1.5 |
| Nivel de voltaje | 124 | 124 | 124 |

Adaptación al modelo de prueba planteado

Con la finalidad de adaptar los alimentadores anteriormente descritos al modelo de prueba planteado se toman las siguientes consideraciones:

- Se mantiene la configuración de las líneas, así como su topología, distancias y calibre de conductor.
- Se establece un único nivel de voltaje base de 21.9 kV, por ende, se eliminan los transformadores a lo largo de los circuitos.
- Se eliminan los reguladores y capacitores.
- Las cargas distribuidas a lo largo de la línea se concentran de acuerdo al criterio establecido en la sección 2.3 del marco teórico del presente proyecto de investigación.

Dando así de esta manera un modelo que mantenga el mismo nivel de voltaje en todos sus nodos, y que cada uno de estos pueda considerarse tanto para el análisis de fallas mediante los trenes de operación aleatorios, como para la optimización de la secuencia de maniobras.

3.1.3 Caso de Estudio II: Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi ELEPCO S.A.

Se presenta un caso de estudio donde se aplica la metodología expuesta dentro del código de programación sobre el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi ELEPCO S.A., para lo cual se realiza una breve descripción general del mencionado sistema de distribución basado en los datos obtenidos en [58].

La ELEPCO S.A., ubicada en la provincia de Cotopaxi, abarca un área total de 5.556 km² y brinda suministro de energía eléctrica a los cantones Latacunga, La Maná, Saquisilí, Sigchos, Pujilí, Pangua y Salcedo. Este sistema de distribución se energiza a partir de 3 nodos de conexión a 138 kV con el SNI: S/E Mulaló, S/E Ambato y S/E Quevedo, formando

3 sistemas aislados e independientes; y, 5 grupos de generación propios: Illuchi I, Illuchi II, El Estado, Catazacón y Angamarca, de los cuales se describen sus características principales en la tabla 3.16.

Tabla 3. 16 Generación propia ELEPCO S.A. [58]

| Central | Capacidad (kVA) | Voltaje (V) | Frecuencia (Hz) | FP | Grupos | Año | Observaciones |
|------------|-----------------|-------------|-----------------|-----|--------|-------|----------------------|
| Illuchi I | 5.244 | 2.400 | 60 | 0.8 | 4 | 1.951 | Conectada al sistema |
| Illuchi II | 6.500 | 2.400 | 60 | 0.8 | 4 | 1.979 | Conectada al sistema |
| El Estado | 2.125 | 4.160 | 60 | 0.8 | 2 | 1.986 | Conectada al sistema |
| Catazacón | 1.000 | 440 | 60 | 0.8 | 2 | 1.991 | Conectada al sistema |
| Angamarca | 375 | 4.160 | 60 | 0.8 | 2 | 1.994 | Aislada |

Las centrales Illuchi I e Illuchi II se conectan a la zona de la S/E Mulaló, las centrales El Estado y Catazacón a la zona de la S/E Quevedo y la central Angamarca constituye un sistema aislado a 13.8 kV; formando así 4 zonas claras de fuentes de suministro de energía eléctrica, las cuales se identifican en la figura 3.7.

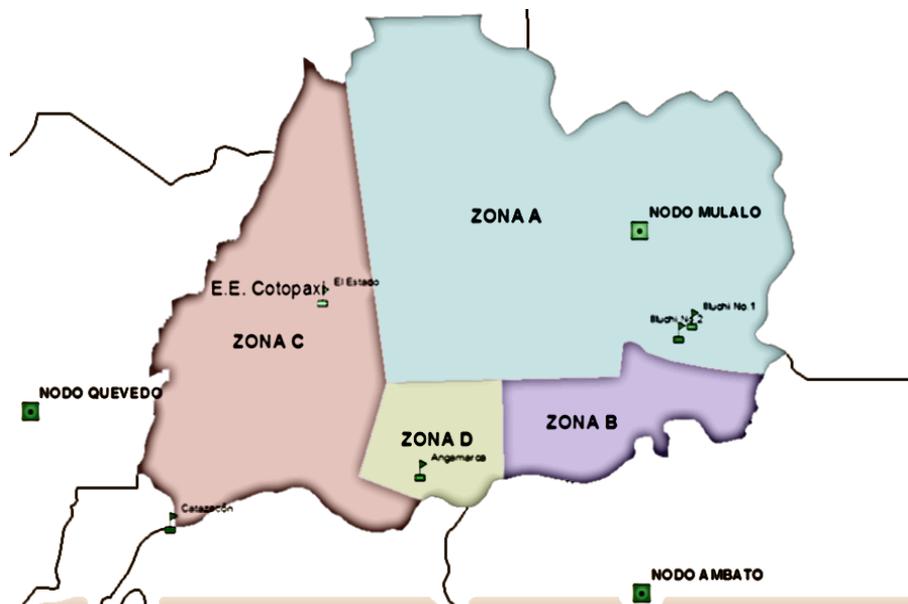


Figura 3. 7 Fuentes de suministro eléctrico ELEPCO S.A. [58]

Las mismas se encuentran conformadas de la siguiente manera:

- Zona A: S/E Mulaló y centrales Illuchi I e Illuchi II.
- Zona B: S/E Ambato.
- Zona C: S/E Quevedo y centrales El Estado y Catazacón.
- Zona D: central Angamarca.

Dentro del presente caso de estudio se desarrolla un modelo que consta del análisis de la Zona A y Zona B, considerando que dentro de estas se encuentra concentrada la mayor cantidad de carga del sistema, además de que se encuentran bastante cercanas.

Zona A

El nodo de conexión principal es la S/E Mulaló, y se encuentra ubicada en la parroquia Mulaló, cantón Latacunga; la cual se conecta al SNI a un nivel de voltaje de 138 kV mediante las líneas de transmisión Pucará-Mulaló y Vicentina-Mulaló; reduciendo el voltaje a nivel de subtransmisión a 69 kV mediante un autotransformador de 40/53.3/66.6 MVA.

En la figura 3.8 se presenta el diagrama unifilar de la Zona A, que parte de la S/E Mulaló formando un sistema de subtransmisión a 69 kV.

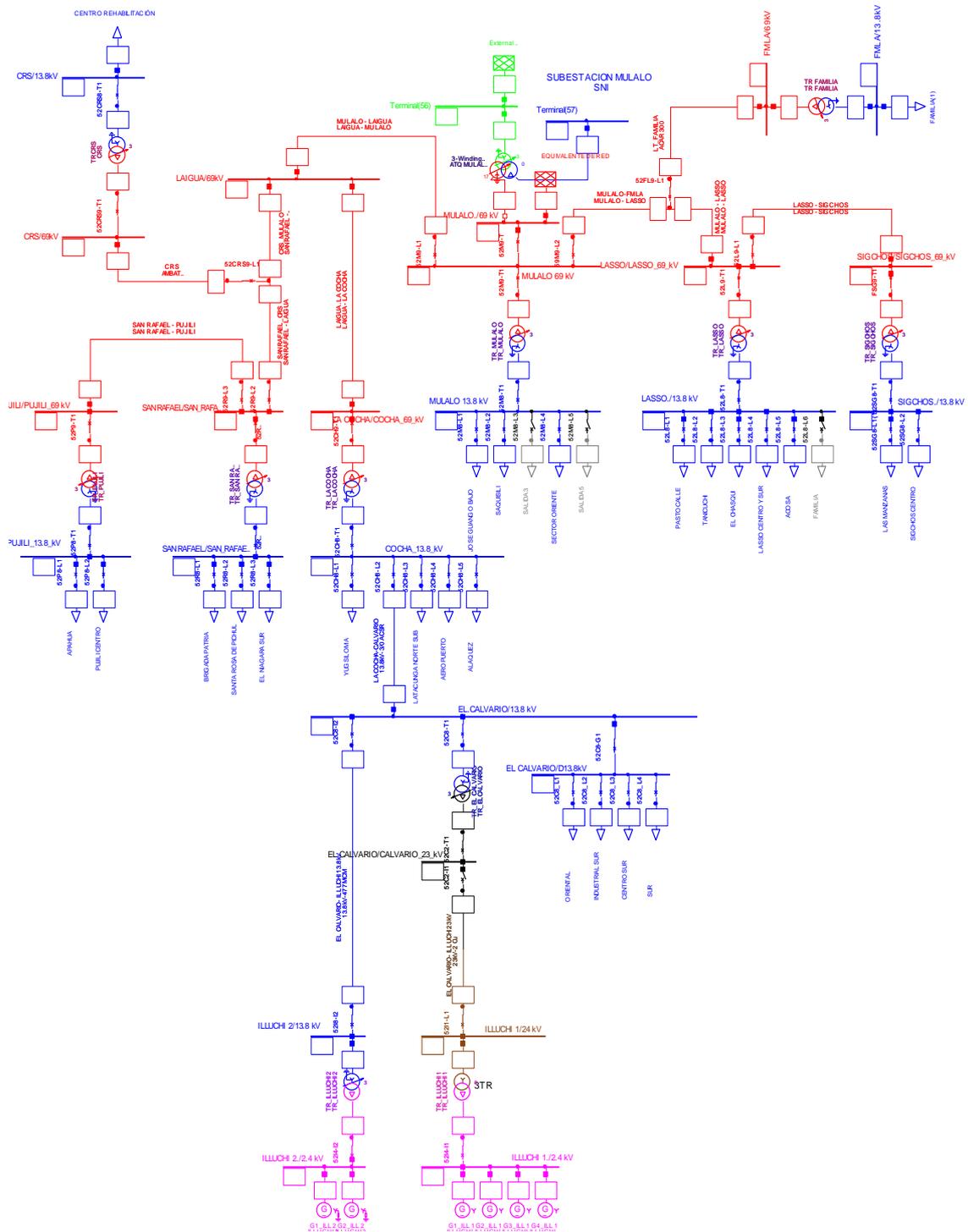


Figura 3. 8 Diagrama unifilar Zona A

De igual manera se presenta las características técnicas del mencionado sistema de subtransmisión, correspondiente a demanda en subestaciones y alimentadores principales, transformadores en subestaciones, líneas de subtransmisión en las tablas 3.17, 3.18 y 3.19 respectivamente.

Tabla 3. 17 Demanda en subestaciones de la Zona A

| Subestación | Alimentador | Demanda (MW) | Demanda (MVAR) |
|------------------------|------------------------------------|---------------------|-----------------------|
| El Calvario | 011 Oriental | 1,515 | 0,280 |
| | 012 Sur | 2,500 | 0,772 |
| | 013 Redes Subterráneas | 1,600 | 0,225 |
| | 014 Latacunga Sur | 2,303 | 0,495 |
| San Rafael | 021 Brigada Patria_Calera | 3,300 | 0,800 |
| | 022 Santa Rosa_Pujilí | 2,800 | 0,700 |
| | 023 Niagara | 3,206 | 0,933 |
| Mulaló | 041_Mulalo_Jose Guango Bajo | 1,326 | 0,282 |
| | 042 Saquisilí_Guaytacama | 3,164 | 0,779 |
| | 43 Libre | - | - |
| | 044 Provefrut_Brigada Patria | 2,927 | 0,796 |
| | 45 Libre | - | - |
| Lasso | 051 Toacazo | 2,584 | 0,684 |
| | 052 Tanicuchi_Rio Blanco | 0,875 | 0,143 |
| | 053 Chasqui_San Agustin | 0,726 | 0,129 |
| | 054 Lasso Centro_Sur | 0,847 | 0,287 |
| | 055 Acosa | 4,233 | 1,413 |
| | 056 Familia Sancela | - | - |
| La Cocha | 061 Yugsiloma | 0,744 | 0,136 |
| | 063 Latacunga Centro Norte | 1,267 | 0,258 |
| | 064 Fae | 0,352 | 0,011 |
| | 065 Latacunga Norte_Alaquez | 2,981 | 0,702 |
| Sigchos | 081 Sigchos Centro_Chugchilan | 0,768 | 0,045 |
| | 082 Las Manzanas_San Francisco | 0,144 | 0,006 |
| Pujilí | 101 La Victoria_Isinche – Zumbahua | 2,659 | 0,421 |
| | 102 Pujilí Centro_Alпамalag | 1,590 | 0,302 |
| Familia Sancela | 993 Familia Sancela | 4,839 | 1,591 |
| CRS | 994 C. Rehabilitación | 2,500 | 0,822 |
| TOTAL ZONA A | | 51,750 | 13,012 |

Tabla 3. 18 Transformadores en subestaciones de la Zona A

| Subestación | Potencia (MVA) | Grupo conexión | AT (kV) | BT (kV) |
|-----------------|----------------|----------------|---------|---------|
| Mulaló | 10/12.5 | Dy1 | 69 | 13.8 |
| Lasso | 20 | Dy1 | 69 | 13.8 |
| La Cocha | 10/12.5 | Dy1 | 69 | 13.8 |
| El Calvario | 4/5.2 | Dy1 | 69 | 13.8 |
| San Rafael | 10/13.0 | Dy1 | 69 | 13.8 |
| Sigchos | 5.0 | Dy1 | 69 | 13.8 |
| Pujilí | 5.0 | Dy1 | 69 | 13.8 |
| Familia Sancela | 9.375 | Dy1 | 69 | 4.16 |
| CRS | 12.5 | Dy1 | 69 | 13.8 |

Tabla 3. 19 Líneas de subtransmisión de la Zona A

| Salida | Llegada | Distancia (km) | Tipo | Calibre (MCM-AWG) | Voltaje (kV) |
|----------------|-----------------|----------------|------|-------------------|--------------|
| S/E San Rafael | S/E Pujilí | 6.98 | ACSR | 266.8 | 69 |
| S/E San Rafael | Deriv Laigua | 10.44 | ACSR | 266.8 | 69 |
| Deriv Laigua | S/E La Cocha | 6.34 | ACSR | 266.8 | 69 |
| Deriv Laigua | S/E Mulaló | 7.87 | ACSR | 266.8 | 69 |
| S/E Mulaló | S/E Lasso | 4.24 | ACSR | 266.8 | 69 |
| S/E Lasso | S/E Sigchos | 33.8 | ACSR | 266.8 | 69 |
| S/E La Cocha | S/E El Calvario | 2.32 | ACSR | 3/0 | 13.8 |
| Illúchi 2 | El Calvario | 7.49 | ACSR | 477 | 13.8 |
| Illúchi 1 | El Calvario | 9.45 | Cu | 2 | 23 |

Zona B

El nodo de conexión principal se encuentra ubicado en el cantón Ambato, provincia Tungurahua y es la S/E Ambato, la cual se conecta al SNI mediante la línea de transmisión a 138 kV Pisayambo-Totoras y reduce el voltaje a nivel de distribución a 69 kV mediante un transformador de 33/44 MVA.

En la figura 3.9 se presenta el diagrama unifilar de la Zona B, que parte de la S/E Ambato formando un sistema de subtransmisión a 69 kV.

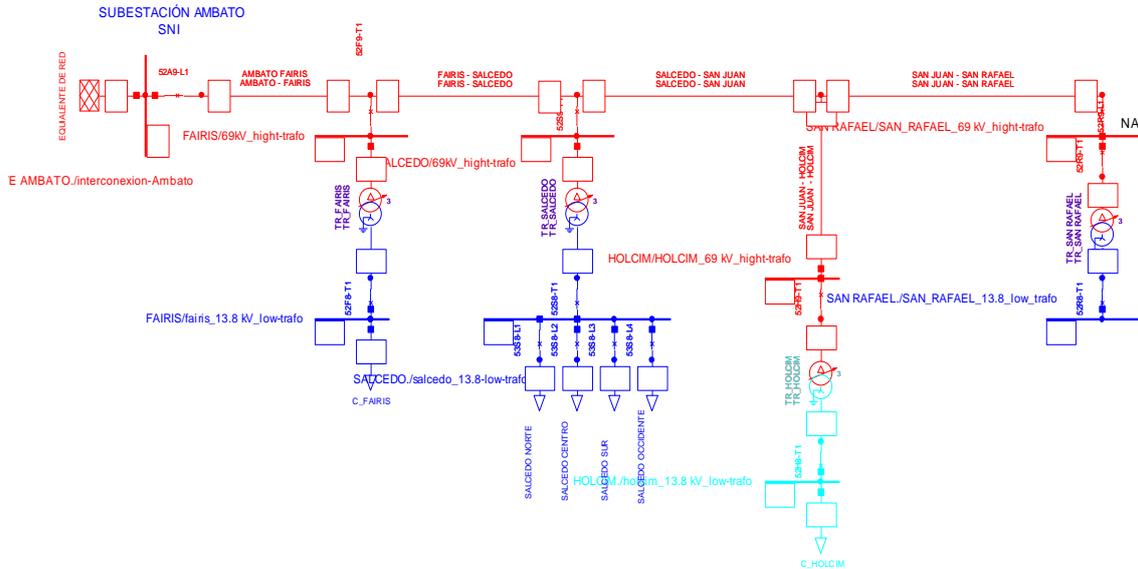


Figura 3. 9 Diagrama unifilar Zona B

De igual manera se presenta las características técnicas del mencionado sistema de subtransmisión, correspondiente a demanda en subestaciones y alimentadores principales, transformadores en subestaciones, líneas de subtransmisión en las tablas 3.20, 3.21 y 3.22 respectivamente.

Tabla 3. 20 Demanda en subestaciones de la Zona B

| Subestación | Alimentador | Demanda (MW) | Demanda (MVAR) |
|---------------------|---------------------------|---------------|----------------|
| Salcedo | 031 Salcedo Norte Oriente | 3,729 | 1,135 |
| | 032 Salcedo Centro | 2,069 | 0,403 |
| | 033 Sur Salcedo | 1,555 | 0,210 |
| | 034 Salcedo Occidental | 1,303 | 0,145 |
| Fairis | 991 Fairis | 1,550 | 0,610 |
| Holcim | 992 Holcim | 4,500 | 1,500 |
| TOTAL ZONA B | | 14,706 | 4,003 |

Tabla 3. 21 Transformadores en subestaciones de la Zona B

| Subestación | Potencia (MVA) | Grupo conexión | AT (kV) | BT (kV) |
|--------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|----------------|
| Holcim | 9.375 | Dy1 | 69 | 4.16 |
| Fairis | 5.0 | Dy1 | 69 | 13.8 |
| Salcedo | 10/12.5 | Dy1 | 69 | 13.8 |

Tabla 3. 22 Líneas de subtransmisión de la Zona B

| Salida | Llegada | Distancia (km) | Tipo | Calibre (MCM-AWG) | Voltaje (kV) |
|----------------|----------------|-----------------------|-------------|--------------------------|---------------------|
| S/E Fairis | S/E Salcedo | 22.86 | ACSR | 300 | 69 |
| S/E Salcedo | Deriv San Juan | 9.66 | ACSR | 300 | 69 |
| Deriv San Juan | S/E Holcim | 0.7 | ACSR | 300 | 69 |
| Deriv San Juan | S/E San Rafael | 1.45 | ACSR | 300 | 69 |

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Con la finalidad de realizar una adecuada presentación de resultados y posterior discusión de los mismos, se presenta un análisis de los dos casos descritos previamente en el capítulo anterior, de los cuales se ejecuta y expone dos simulaciones del caso 1 y una simulación del caso 2, utilizando la metodología descrita previamente, Optimización de Evolutiva de Enjambre de Partículas EPSO.

Adicionalmente, en la presente etapa, de resultados, con intenciones de demostrar la validez de los mismos se prueban en el modelo de PSO clásico de acuerdo a la metodología descrita en [23].

4.1 Resultados

4.1.1 Caso de Estudio I: Modelo de prueba a partir del IEEE 34 Node Test Feeder y el IEEE 13 Node Test Feeder

Se realizan pruebas y se ejecuta el código de programación, propuesto en este proyecto de investigación, sobre la base del modelo presentado en la sección 3.1.2.

4.1.1.1 Caso de Estudio I – Falla I: falla en la línea 6 del alimentador de 13 nodos, línea que une el nodo 2 con el nodo 7

Se ejecutó el programa donde de manera aleatoria mediante la función de trenes de operación, donde se obtuvo una falla en la línea 6 del alimentador de 13 nodos, que corresponde a la línea que une los nodos 2 y 7, tal como se muestra en la figura 4.1, quedando desenergizados los nodos 7, 8, 9, 10, 11, 12 y 13, produciéndose de esta manera la primera secuencia de maniobras.

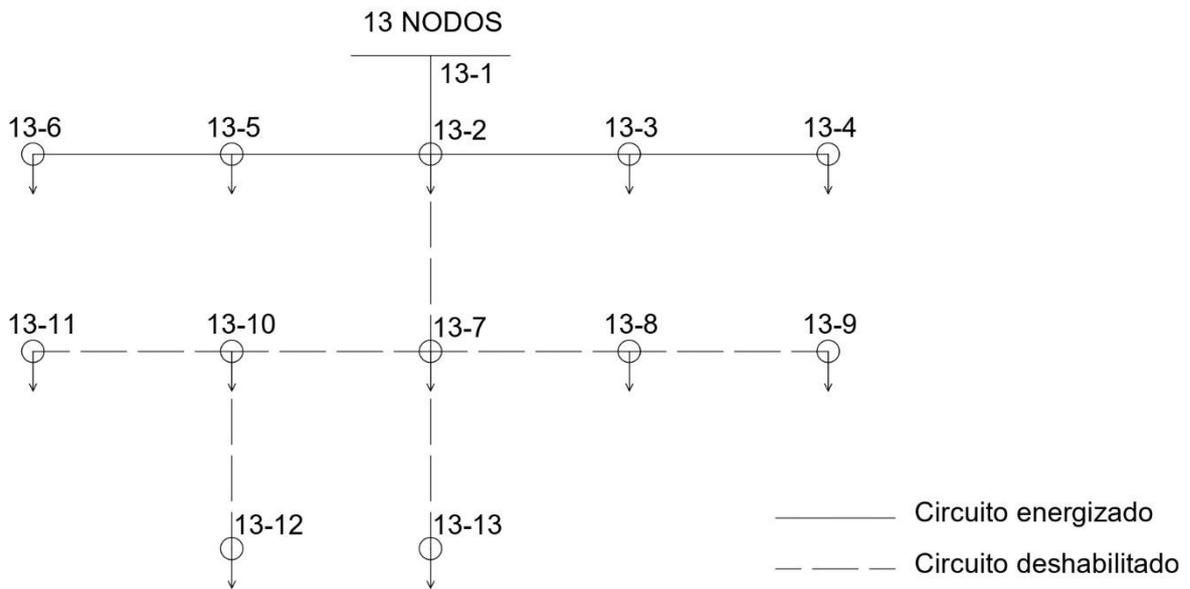


Figura 4. 1 Falla en la línea 6 del alimentador de 13 nodos

La mencionada falla fue obtenida mediante la simulación de trenes de operación aleatorios, tal como se muestra en la figura 4.2, donde se puede denotar que la mencionada falla ocurrió en la hora 1.752, considerando un intervalo de análisis de un año igual a 8.760 horas.

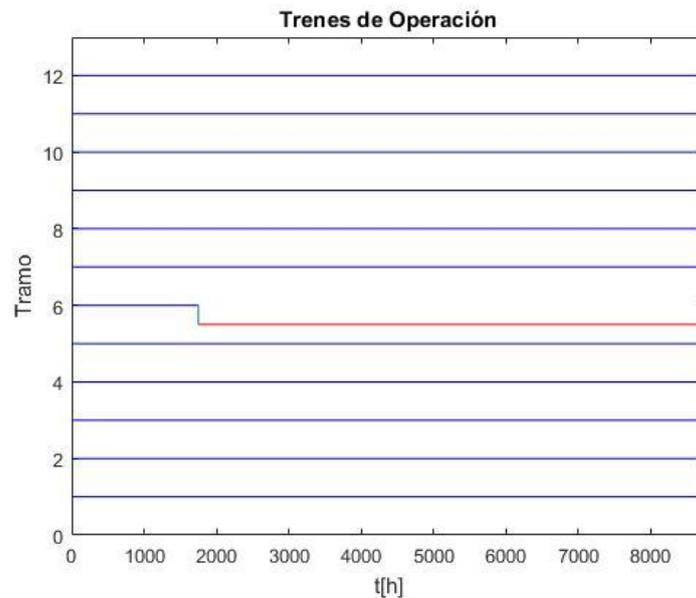


Figura 4. 2 Simulación de trenes de operación aleatorios: Falla en el tramo 2-7

De igual manera se presenta los perfiles de voltaje postfalla para el alimentador de 13 nodos en la figura 4.3.

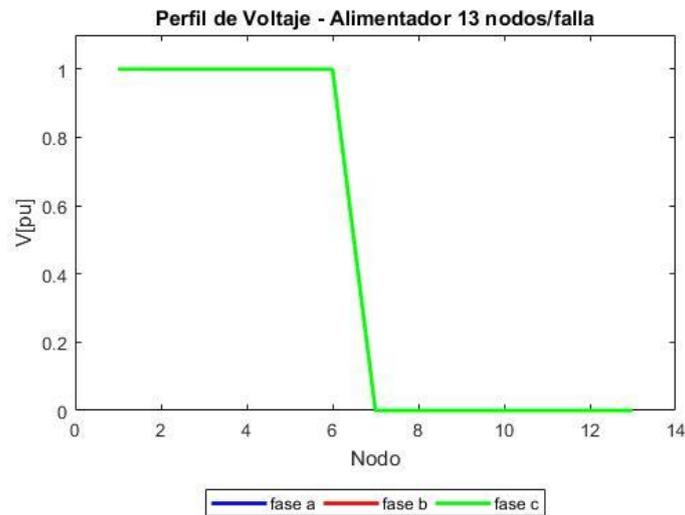


Figura 4. 3 Perfiles de voltaje postfalla: Falla en el tramo 2-7

Para lo cual el programa planteado buscará la solución óptima, para la creación de una línea de enlace predefinida, que energice el tramo deshabilitado desde cualquiera de los nodos del alimentador de 34 nodos.

Con fines de que fluya la programación se renombra los nodos desenergizados del alimentador de 13 nodos, a partir del 35, considerando así, que toda vez que se conecte la línea de enlace, se forme un solo alimentador, para lo que se crea la variable “igualdad” que renombra los nodos como se muestra en la figura 4.4.

| | 1 | 2 | 3 |
|---|----|----|---|
| 1 | 35 | 7 | |
| 2 | 36 | 8 | |
| 3 | 37 | 9 | |
| 4 | 38 | 10 | |
| 5 | 39 | 11 | |
| 6 | 40 | 12 | |
| 7 | 41 | 13 | |
| 8 | | | |

Figura 4. 4 Variable “igualdad” para el caso 1

A partir de este punto, el programa genera un enjambre de 30 partículas, las mismas que representan una línea de enlace que permita suministrar energía al segmento desconectado del alimentador de 13 nodos desde cualquier nodo del alimentador de 34 nodos. Cabe recalcar que los datos de conductores, configuración y distancias de todas las posibles soluciones se ingresan previamente mediante tabla de Excel, de las que las 30 partículas iniciales se escogen de manera aleatoria, tal como se muestra en la figura 4.5.

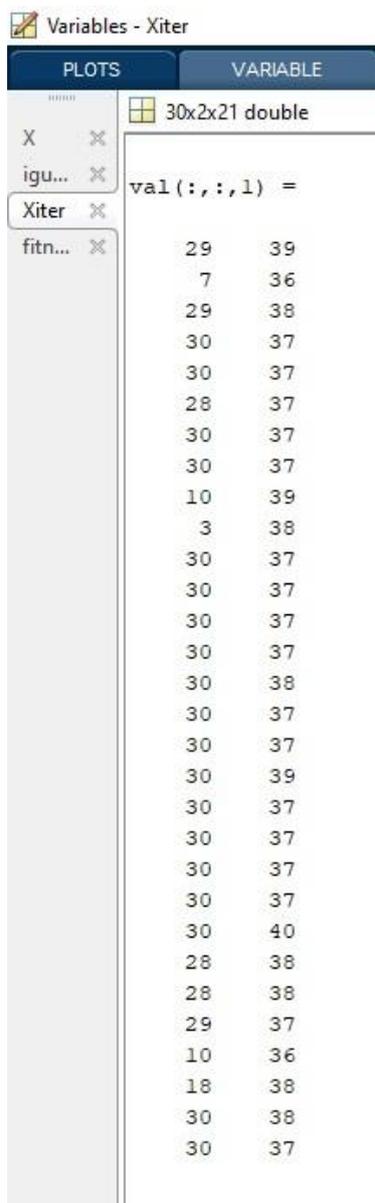


Figura 4. 5 Primer enjambre de partículas caso 1

Con este primer enjambre se evalúa individualmente cada una de las partículas mediante un flujo de carga, de donde se obtienen resultados de voltajes en nodos, pérdidas y energía

no suministrada; de lo que al tener como restricción mantener la radialidad del sistema y los perfiles de voltaje dentro de los rangos permitidos por [2], se busca minimizar la cantidad de energía no suministrada y las pérdidas de potencia del sistema, para lo cual las partículas que no cumplan con la restricción de voltaje son descartadas asignando un valor muy alto de pérdidas de potencia. En la figura 4.6 se muestra las pérdidas de potencia de cada una de las partículas del primer enjambre, donde se puede observar que, bajo la consideración mencionada anteriormente, las partículas 15 y 23 no cumplen con la restricción de voltaje, de igual manera se muestra en el Anexo A, figuras A.1 y A.2, los voltajes en cada nodo de las partículas 15 y 23 del primer enjambre, la mismas que son las que no cumplen con la restricción del voltaje.

Variables - fitness

| PLOTS | | VARIABLE | |
|---------|---|-------------|-------------|
| X | ✕ | | |
| igu... | ✕ | | |
| Xiter | ✕ | | |
| fitn... | ✕ | | |
| | | 30x1 double | |
| | | 1 | 2 |
| | | 1 | 1.0336e+03 |
| | | 2 | 3.1980e+03 |
| | | 3 | 1.7102e+03 |
| | | 4 | 53.6517 |
| | | 5 | 1.7103e+03 |
| | | 6 | 102.2240 |
| | | 7 | 827.9841 |
| | | 8 | 119.0632 |
| | | 9 | 1.7423e+03 |
| | | 10 | 3.1727e+03 |
| | | 11 | 1.0145e+03 |
| | | 12 | 1.7102e+03 |
| | | 13 | 3.1482e+03 |
| | | 14 | 931.0915 |
| | | 15 | 1.0000e+100 |
| | | 16 | 171.7085 |
| | | 17 | 1.7102e+03 |
| | | 18 | 236.1512 |
| | | 19 | 106.9189 |
| | | 20 | 902.9336 |
| | | 21 | 918.2808 |
| | | 22 | 109.2662 |
| | | 23 | 1.0000e+100 |
| | | 24 | 1.0893e+03 |
| | | 25 | 102.2240 |
| | | 26 | 185.5442 |
| | | 27 | 3.1980e+03 |
| | | 28 | 955.0101 |
| | | 29 | 70.2308 |
| | | 30 | 1.1029e+03 |

Figura 4. 6 Pérdidas de potencia en las partículas del primer enjambre

Luego de esto, el EPSO inicia la optimización dentro del espacio de búsqueda, pretendiendo encontrar la mejor combinación o secuencia de maniobras que permita reconfigurar el circuito de tal manera que se recupere la mayor cantidad de clientes, disminuyendo así la energía no suministrada, a través de la transferencia de carga desde el alimentador de 34 nodos, obteniendo las menores pérdidas de potencia en el sistema;

para lo cual en cada iteración las partículas irán buscando el valor óptimo de acuerdo al movimiento de partículas y torneo estocástico evolutivo, característicos del EPSO. En el Anexo A, en las figuras A.3, A.4, A.5 y A.6 se muestran los valores que van obteniendo las partículas a través de cada una de las 20 iteraciones programadas. Cabe recalcar que tanto el número de partículas como el número de iteraciones se escogió a partir los resultados obtenidos mediante varias simulaciones del programa.

Cabe recalcar que, independientemente del valor inicial que se le haya asignado aleatoriamente a cada una de las partículas, estas se encaminan hacia el mejor global o resultado óptimo, a lo largo de cada iteración; para lo cual se llegó a la convergencia en la iteración número 8, tal como se muestra en la figura 4.7.

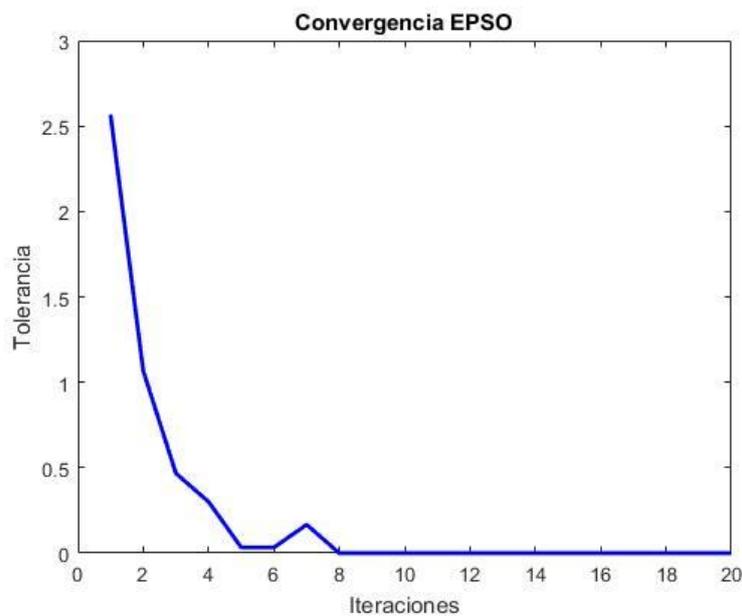


Figura 4. 7 Convergencia EPSO Caso 1

Es decir que se realizó un total de 20 iteraciones, de las cuales el EPSO encontró la solución óptima en la iteración número 8, tomando un tiempo total de convergencia de 320 s, es decir que el tiempo promedio de resolución por iteración es igual a 16 s y el tiempo efectivo hasta encontrar la solución es igual a 128 s. La función objetivo o energía no suministrada total es igual a 0 kWh, y las pérdidas de potencia igual a 53.65 kW.

En el Anexo A, figuras A.7, A.8, A.9 y A.10 se muestran las pérdidas de potencia obtenidas para las 30 partículas a través de cada una de las 20 iteraciones.

Para lo cual en la tabla 4.1 se muestra el resumen de las partículas del primer enjambre.

Tabla 4. 1 Resumen de partículas del primer enjambre caso 1

| CASO 1 | | | | |
|------------------|---------------------|-------------------|--------------------|----------------------------------|
| Partícula | Nodo inicial | Nodo final | Pérdidas kW | Observación |
| 1 | 29 | 39 | 1033 | - |
| 2 | 7 | 36 | 3198 | - |
| 3 | 29 | 38 | 1710,2 | - |
| 4 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 5 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 6 | 28 | 37 | 102,22 | - |
| 7 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 8 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 9 | 10 | 39 | 1742,3 | - |
| 10 | 3 | 38 | 3172,7 | - |
| 11 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 12 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 13 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 14 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 15 | 10 | 38 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 16 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 17 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 18 | 30 | 39 | 236,15 | - |
| 19 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 20 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 21 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 22 | 30 | 37 | 53,65 | - |
| 23 | 10 | 40 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 24 | 28 | 38 | 1089,3 | - |
| 25 | 27 | 38 | 102,22 | - |
| 26 | 29 | 37 | 185,54 | - |
| 27 | 10 | 36 | 3198 | - |
| 28 | 18 | 38 | 955,01 | - |
| 29 | 30 | 38 | 70,23 | - |
| 30 | 30 | 37 | 53,65 | - |

Así mismo, en la tabla 4.2 se muestran las diferentes combinaciones de líneas de enlace evaluadas por las 30 partículas dentro de las 20 iteraciones.

Tabla 4. 2 Combinaciones de líneas de enlace caso 1

| CASO 1 | | | | |
|------------------|---------------------|-------------------|--------------------|----------------------------------|
| Partícula | Nodo inicial | Nodo final | Pérdidas kW | Observación |
| 1 | 30 | 37 | 53,65 | RESULTADO ÓPTIMO |
| 2 | 29 | 39 | 1033 | - |
| 3 | 7 | 36 | 3198 | - |
| 4 | 29 | 38 | 1710,2 | - |
| 5 | 28 | 37 | 102,22 | - |
| 6 | 10 | 39 | 1742,3 | - |
| 7 | 3 | 38 | 3172,7 | - |
| 8 | 10 | 38 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 9 | 30 | 39 | 236,15 | - |
| 10 | 10 | 40 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 11 | 28 | 38 | 1089,3 | - |
| 12 | 27 | 38 | 102,22 | - |
| 13 | 29 | 37 | 185,54 | - |
| 14 | 10 | 36 | 3198 | - |
| 15 | 18 | 38 | 955,01 | - |
| 16 | 30 | 38 | 70,23 | - |
| 17 | 24 | 39 | 206,4546 | - |
| 18 | 26 | 37 | 202,22 | - |
| 19 | 19 | 37 | 568,32656 | - |
| 20 | 24 | 37 | 346,4546 | - |
| 21 | 18 | 37 | 996,0578 | - |

La solución encontrada corresponde a una línea de enlace que une los nodos 30 y 37, que de acuerdo a la variable "igualdad" mostrada en la figura 4.4, significa un tramo que parta del nodo 30 del alimentador de 34 nodos con la finalidad de conectarse en el nodo 9 del alimentador de 13 nodos, quedando el sistema como se muestra en la figura 4. 8.

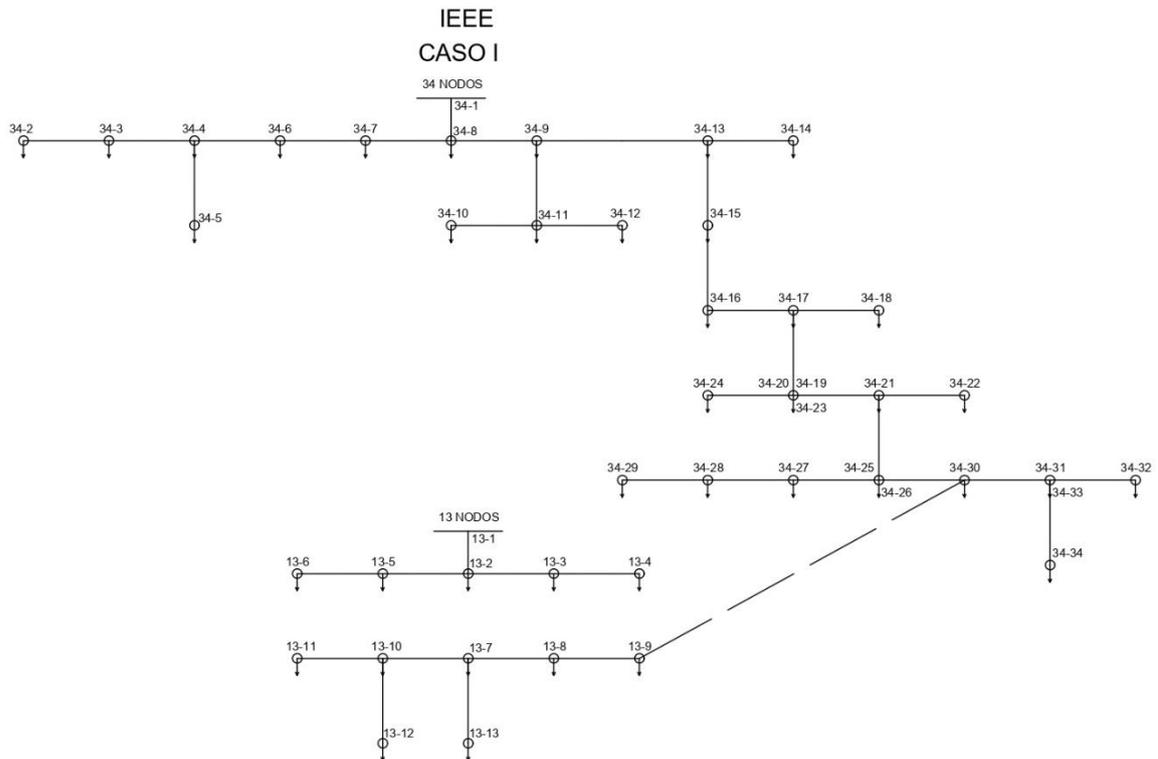


Figura 4. 8 Circuito final caso 1

Cabe recalcar que la solución encontrada cumple con las restricciones de voltaje detalladas anteriormente, lo que se puede evidenciar en la figura 4.9.

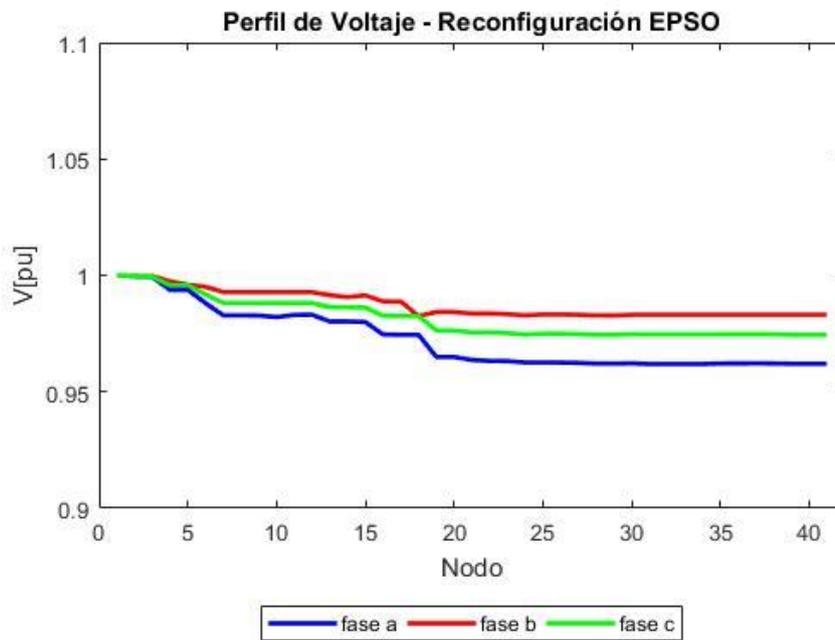


Figura 4. 9 Cumplimiento de restricción de perfiles voltaje

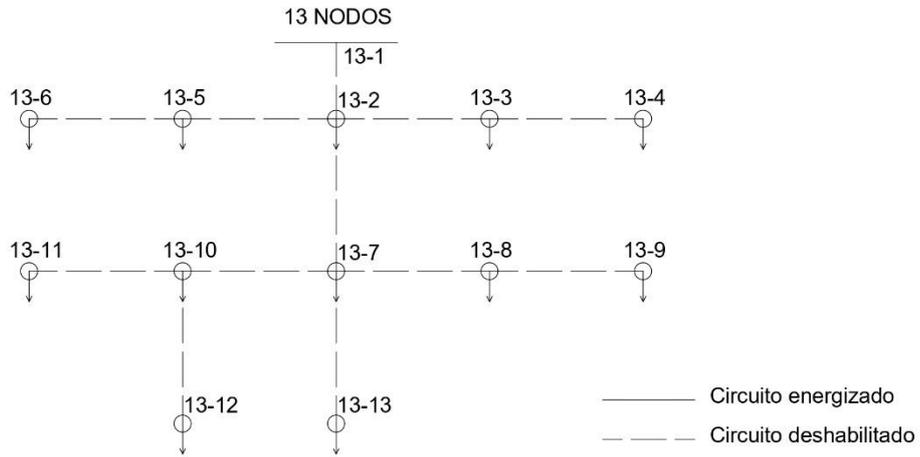


Figura 4. 11 Falla en la línea 1 del alimentador de 13 nodos

En la figura 4.12 se muestra los perfiles de voltaje postfalla.

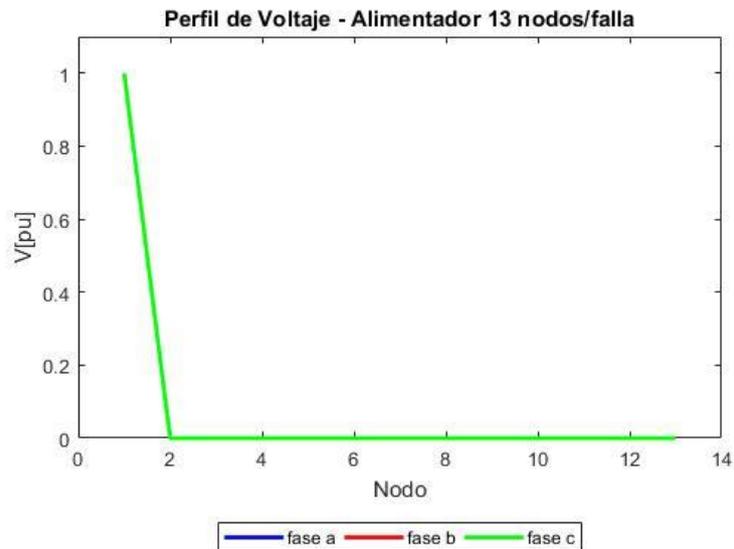


Figura 4. 12 Perfiles de voltaje postfalla: Falla en el tramo 1-2

Con la finalidad de iniciar la segunda secuencia de maniobras, la cual consiste en recuperar los consumidores perdidos en la mencionada falla, a través de una línea de enlace que permita conectarse al alimentador de 34 nodos, se procede a crear, al igual que en el caso

1, la variable "igualdad" que consiste en reenumerar los nodos a energizarse en el alimentador de 13 nodos, como se muestra en la figura 4.13.

| | 1 | 2 | |
|----|----|----|--|
| 1 | 35 | 2 | |
| 2 | 36 | 3 | |
| 3 | 37 | 4 | |
| 4 | 38 | 5 | |
| 5 | 39 | 6 | |
| 6 | 40 | 7 | |
| 7 | 41 | 8 | |
| 8 | 42 | 9 | |
| 9 | 43 | 10 | |
| 10 | 44 | 11 | |
| 11 | 45 | 12 | |
| 12 | 46 | 13 | |
| 13 | | | |

Figura 4. 13 Variable "igualdad" para el caso 2

Al igual que en el caso 1, se establece un enjambre de 30 partículas y se definen 20 iteraciones; se realiza un análisis al primer enjambre, el cual el programa escoge aleatoriamente, que se muestra en la figura 4.14.

```

val(:, :, 1) =
    25    37
    25    37
    25    37
     6    41
    25    41
    25    37
    25    38
    25    37
    16    42
    25    40
    25    37
    25    40
    23    37
     2    39
    25    37
    25    37
    25    37
    25    37
    25    40
    24    42
    25    37
    22    39
    25    38
    14    37
    25    37
    18    41
    25    37
    25    40
    25    37
    25    37

```

Figura 4. 14 Primer enjambre de partículas caso 2

Al igual que en el caso 1, se evalúa los perfiles de voltaje dados en las configuraciones obtenidas en cada partícula del enjambre, con la finalidad de valorar si cumplen con la restricción mencionada anteriormente, obtener los valores de energía suministrada y pérdidas de potencia; donde se puede observar que, bajo la consideración mencionada anteriormente, las partículas 11, 15, 19 y 23 no cumplen con la restricción de voltaje, para lo cual se muestra en el Anexo B, en las figuras B.1, B.2, B.3 y B.4 los perfiles de voltaje en cada nodo.

De igual manera, en el Anexo B, en las figuras B.5, B.6, B.7 y B.8 se muestran las partículas a través de las 20 iteraciones.

Cabe recalcar que independientemente del valor inicial que se le haya asignado aleatoriamente a cada una de las partículas, estas se encaminan hacia el mejor global o resultado óptimo, a lo largo de cada iteración; para lo cual se llegó a la convergencia en la iteración número 10, tal como se muestra en la figura 4.15.

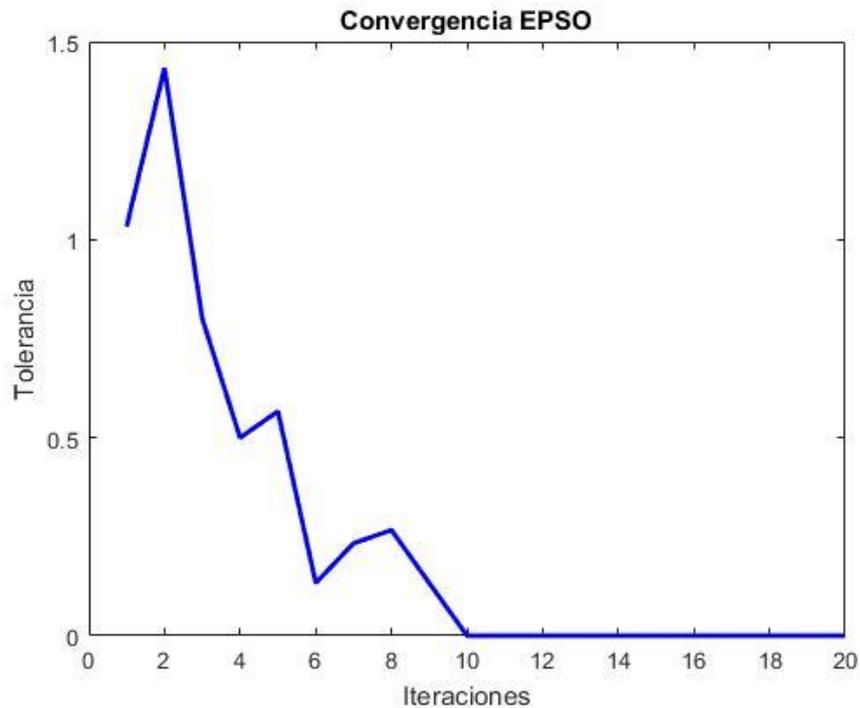


Figura 4. 15 Convergencia EPSO Caso 2

En un total de 20 iteraciones, de las cuales el EPSO encontró la solución óptima en la iteración número 10, tomando un tiempo total de convergencia de 405 s, es decir que el tiempo promedio de resolución por iteración es igual a 20,25 s y el tiempo efectivo hasta encontrar la solución es igual a 202,5 s. La función objetivo o energía no suministrada total es igual a 0 kWh, y las pérdidas de potencia igual a 97.31 kW.

En el Anexo B, en las figuras B.9, B.10, B.11 y B.12 se muestran las pérdidas de potencia obtenidas para las 30 partículas a través de cada una de las 20 iteraciones.

Para lo cual en la tabla 4.3 se muestra el resumen de las partículas del primer enjambre.

Tabla 4. 3 Resumen de partículas del primer enjambre caso 2

| CASO 2 | | | | |
|------------------|---------------------|-------------------|--------------------|----------------------------------|
| Partícula | Nodo inicial | Nodo final | Pérdidas kW | Observación |
| 1 | 25 | 37 | 1908,645219 | - |
| 2 | 25 | 37 | 245,3179129 | - |
| 3 | 25 | 37 | 163,1565197 | - |
| 4 | 6 | 41 | 5167,902495 | - |
| 5 | 25 | 41 | 1296,179979 | - |
| 6 | 25 | 37 | 1910,401612 | - |
| 7 | 25 | 38 | 123,1841387 | - |
| 8 | 25 | 37 | 871,992109 | - |
| 9 | 16 | 42 | 1348,777909 | - |
| 10 | 25 | 40 | 327,6968458 | - |
| 11 | 4 | 37 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 12 | 25 | 40 | 346,8145182 | - |
| 13 | 23 | 37 | 219,0670094 | - |
| 14 | 2 | 39 | 1711,547629 | - |
| 15 | 8 | 37 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 16 | 25 | 37 | 1504,52811 | - |
| 17 | 25 | 37 | 277,7578002 | - |
| 18 | 25 | 37 | 201,9566677 | - |
| 19 | 10 | 40 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 20 | 24 | 42 | 269,2316897 | - |
| 21 | 25 | 37 | 109,1043442 | - |
| 22 | 22 | 39 | 196,7526683 | - |
| 23 | 12 | 38 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 24 | 14 | 37 | 5314,207886 | - |
| 25 | 25 | 37 | 1640,05113 | - |
| 26 | 18 | 41 | 4129,080458 | - |
| 27 | 25 | 37 | 4251,504031 | - |
| 28 | 25 | 40 | 1181,043161 | - |
| 29 | 25 | 37 | 196,6736397 | - |
| 30 | 25 | 37 | 1409,08253 | - |

Así mismo, en la tabla 4.4 se muestran las diferentes combinaciones de líneas de enlace evaluadas por las 30 partículas dentro de las 20 iteraciones.

Tabla 4. 4 Combinaciones líneas de enlace caso 2

| CASO 2: Resumen final | | | | |
|------------------------------|---------------------|-------------------|--------------------|----------------------------------|
| Partícula | Nodo inicial | Nodo final | Pérdidas kW | Observación |
| 1 | 25 | 37 | 1908,645219 | - |
| 2 | 6 | 41 | 5167,902495 | - |
| 3 | 25 | 41 | 1296,179979 | - |
| 4 | 16 | 42 | 1348,777909 | - |
| 5 | 25 | 40 | 327,6968458 | - |
| 6 | 23 | 37 | 219,0670094 | - |
| 7 | 2 | 39 | 1711,547629 | - |
| 8 | 25 | 40 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 9 | 24 | 42 | 269,2316897 | - |
| 10 | 22 | 39 | 196,7526683 | - |
| 11 | 25 | 38 | 1,00E+100 | No cumple restricción de voltaje |
| 12 | 14 | 37 | 5314,207886 | - |
| 13 | 18 | 41 | 4129,080458 | - |
| 14 | 11 | 40 | 5328,598785 | - |
| 15 | 10 | 37 | 5,69E+03 | - |
| 16 | 25 | 39 | 194,23569 | - |
| 17 | 24 | 39 | 205,59865 | - |
| 18 | 18 | 37 | 3859,23323 | - |
| 19 | 19 | 41 | 2258,23265 | - |
| 20 | 25 | 42 | 196,7526668 | - |
| 21 | 22 | 42 | 235,554835 | - |
| 22 | 20 | 38 | 456,526598 | - |
| 23 | 20 | 39 | 345,566598 | - |
| 24 | 24 | 40 | 327,6968458 | - |
| 25 | 26 | 37 | 97,31 | RESULTADO ÓPTIMO |

La solución encontrada corresponde a una línea de enlace que une los nodos 26 y 37, que de acuerdo a la variable "igualdad" mostrada en la figura 4.13, significa un tramo que parta

del nodo 26 del alimentador de 34 nodos con la finalidad de conectarse en el nodo 4 del alimentador de 13 nodos, quedando el sistema como se muestra en la figura 4.16.

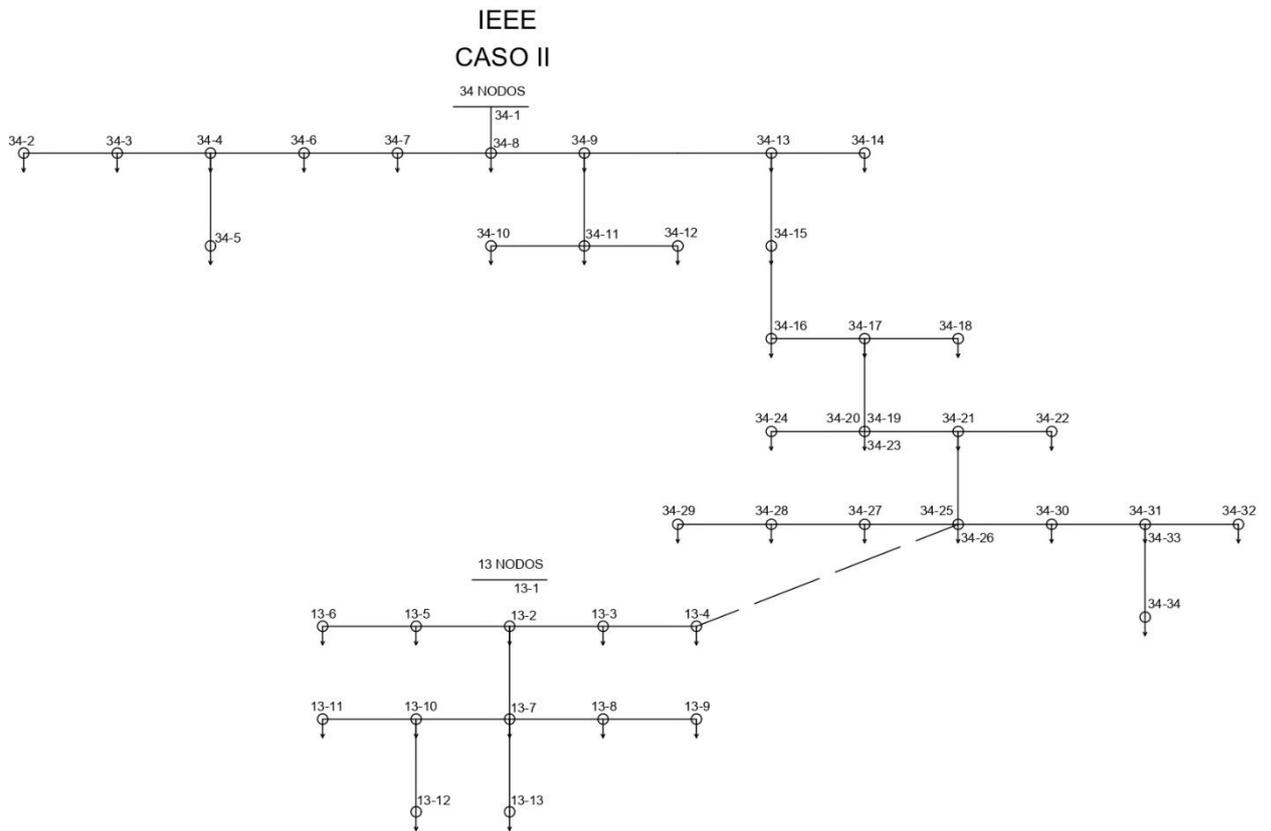


Figura 4. 16 Circuito final caso 2

Cabe recalcar que la solución encontrada cumple con las restricciones de voltaje detalladas anteriormente, lo que se puede evidenciar en la figura 4.17.

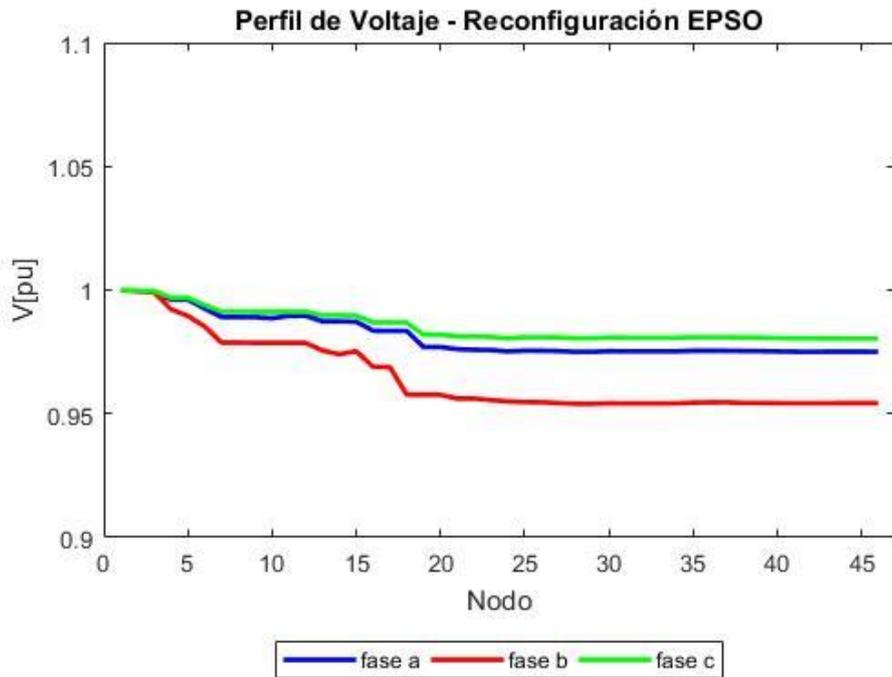


Figura 4. 17 Cumplimiento de restricción de perfiles voltaje

4.1.2 Caso de Estudio II: Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi ELEPCO S.A.

Con la finalidad de validar los resultados obtenidos por el modelo de optimización planteado, se analiza el caso de prueba dado en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi ELEPCO S.A., específicamente en las zonas A y B, de acuerdo a lo establecido en el punto 3.1.3, para lo cual se tiene una falla en la línea 5, es decir en la línea que une los puntos 1 y 6, que corresponden a los nodos “Mulaló” y “Derivación Laigua”, mediante la función de tren de operaciones tal como se muestra en la figura 4.18. Dejando así la primera secuencia de maniobras, la misma que llama a la desconexión de los nodos 6, 7, 8, 9, 10 y 11 como se muestra en la figura 4.19.

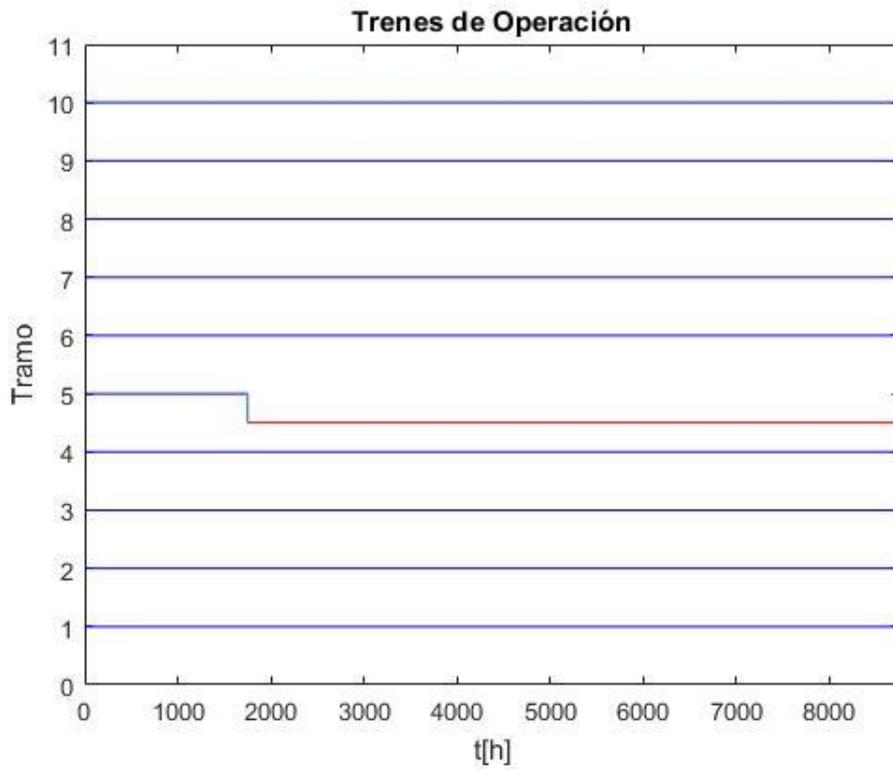


Figura 4. 18 Simulación de trenes de operación aleatorios: caso ELEPCO S.A.

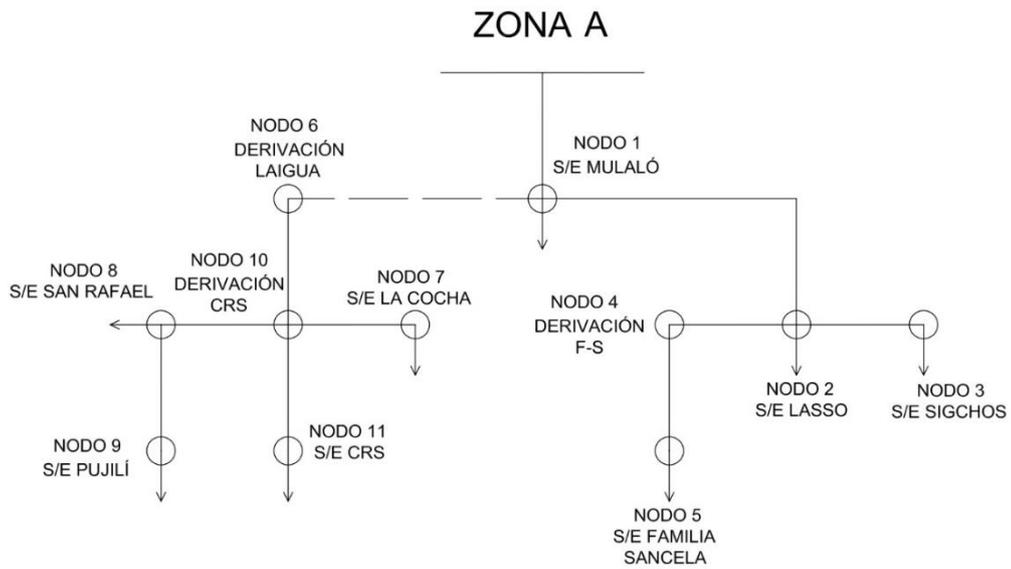


Figura 4. 19 Falla en la línea 5 del alimentador de la zona A – caso ELEPCO S.A.

En la figura 4.20 se muestra los perfiles de voltaje postfalla.

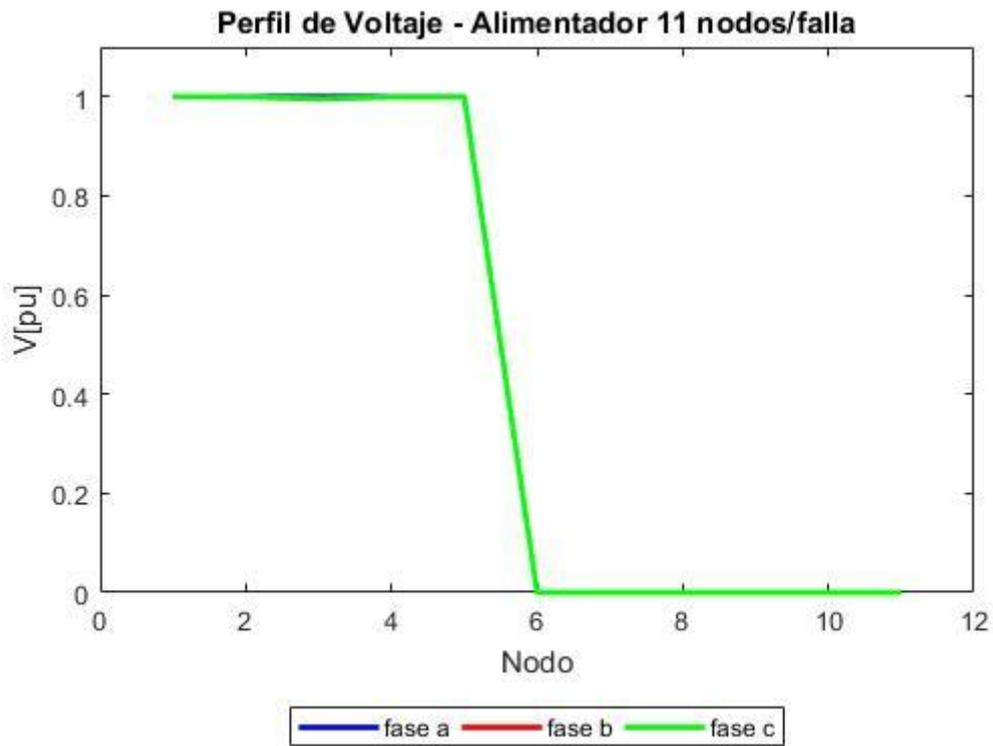


Figura 4. 20 Perfiles de voltaje postfalla: caso ELEPCO S.A.

Con la finalidad de iniciar la segunda secuencia de maniobras, la cual consiste en recuperar los consumidores perdidos en la mencionada falla, a través de una línea de enlace que permita conectarse al alimentador de la zona B, se procede a crear, al igual que en los casos anteriores, la variable “igualdad” que consiste en reenumerar los nodos a energizarse en el alimentador de la zona A, como se muestra en la figura 4.21.

Variables - igualdad

| | PLOTS | | | VARIABLE | | | VIEW | | |
|---------|------------|----|----|----------|--|--|------|--|--|
| X | 6x2 double | | | | | | | | |
| igu... | | 1 | 2 | 3 | | | | | |
| Volt... | 1 | 5 | 6 | | | | | | |
| fitn... | 2 | 6 | 7 | | | | | | |
| fitn... | 3 | 7 | 8 | | | | | | |
| Xiter | 4 | 8 | 9 | | | | | | |
| tole... | 5 | 9 | 10 | | | | | | |
| | 6 | 10 | 11 | | | | | | |
| | 7 | | | | | | | | |
| | 8 | | | | | | | | |
| | 9 | | | | | | | | |

Figura 4. 21 Variable “igualdad” para el caso ELEPCO S.A.

Se establece un enjambre de 30 partículas y se definen 20 iteraciones; se realiza un análisis al primer enjambre, el cual el programa escoge aleatoriamente, que se muestra en la figura 4.22.

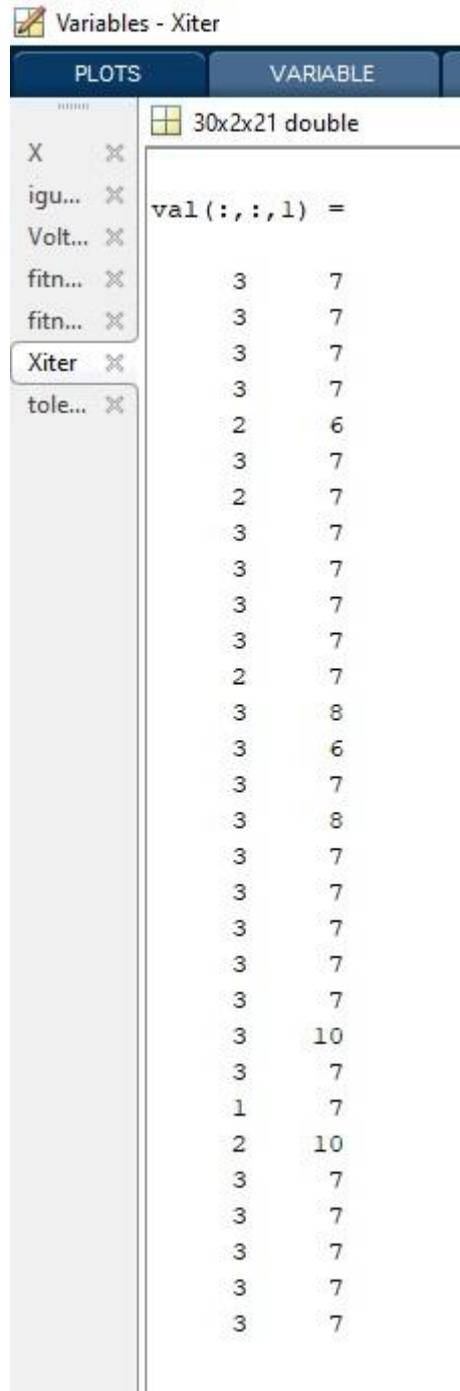


Figura 4. 22 Primer enjambre de partículas caso ELEPCO S.A.

Se evalúa los perfiles de voltaje dados en las configuraciones obtenidas en cada partícula del enjambre, con la finalidad de valorar si cumplen con la restricción mencionada anteriormente, obtener los valores de energía suministrada y pérdidas de potencia; donde se puede observar en la figura 4.23 que, bajo la consideración mencionada anteriormente, todas las partículas cumplen con la restricción de voltaje.

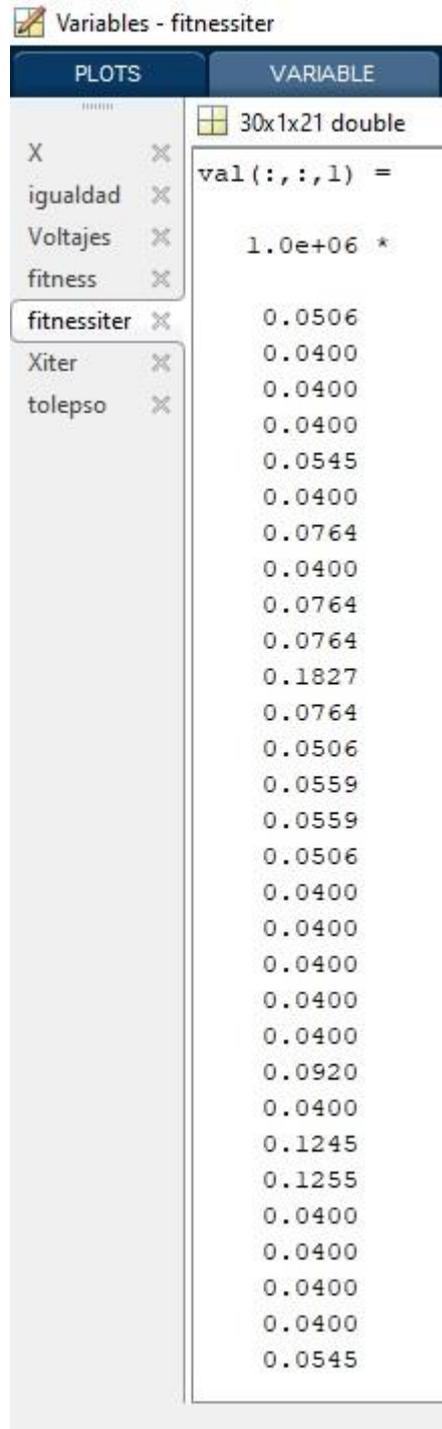


Figura 4. 23 Pérdidas de potencia del primer enjambre

En el Anexo C, en las figuras C.1, C.2, C.3 y C.4 se muestran las partículas a través de las 20 iteraciones.

Cabe recalcar que independientemente del valor inicial que se le haya asignado aleatoriamente a cada una de las partículas, estas se encaminan hacia el mejor global o

resultado óptimo, a lo largo de cada iteración; para lo cual se llegó a la convergencia en la iteración número 3, tal como se muestra en la figura 4.24.

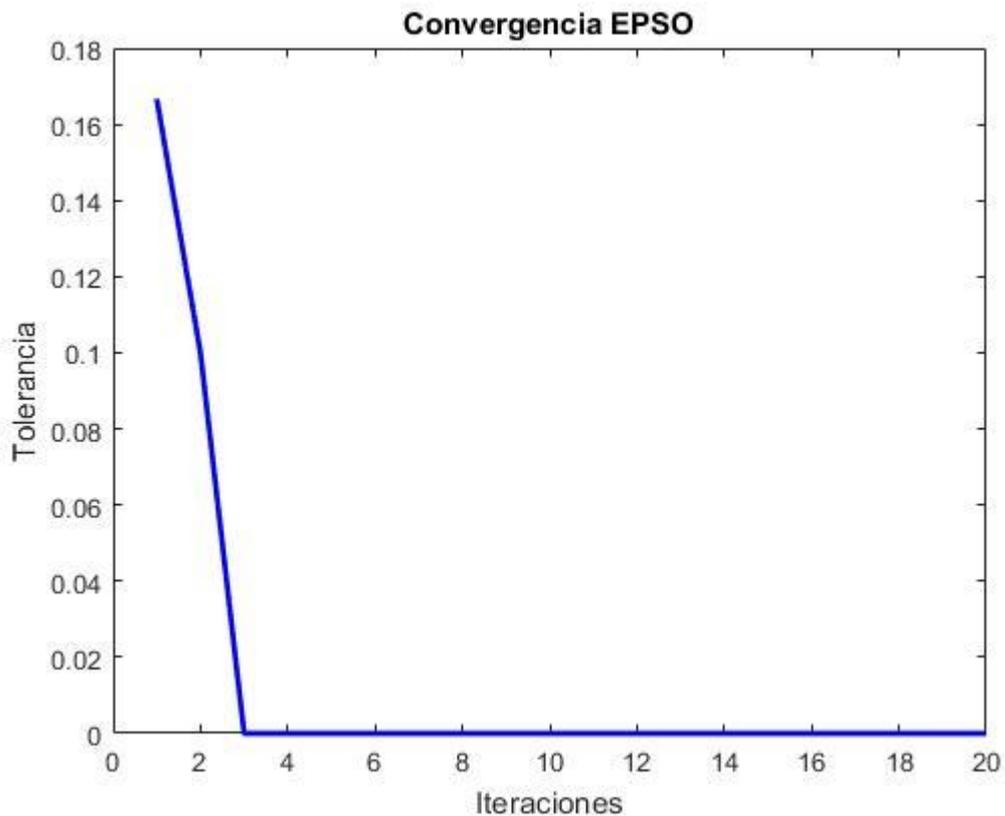


Figura 4. 24 Convergencia EPSO Caso ELEPCO S.A.

En un total de 20 iteraciones, de las cuales el EPSO encontró la solución óptima en la iteración número 3, tomando un tiempo total de convergencia de 39,02 s, es decir que el tiempo promedio de resolución por iteración es igual a 1,95 s y el tiempo efectivo hasta encontrar la solución es igual a 5,85 s. La función objetivo o energía no suministrada total es igual a 0 kWh, y las pérdidas de potencia igual a 40,027 kW.

En el Anexo C, en las figuras C.5, C.6, C.7 y C.8 se muestran las pérdidas de potencia obtenidas para las 30 partículas a través de cada una de las 20 iteraciones.

Para lo cual en la tabla 4.5 se muestra el resumen de las partículas del primer enjambre.

Tabla 4. 5 Resumen de partículas del primer enjambre caso ELEPCO S.A.

| CASO ELEPCO S.A. | | | | |
|-------------------------|---------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| Partícula | Nodo inicial | Nodo final | Pérdidas kW | Observación |
| 1 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 2 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 3 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 4 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 5 | 2 | 6 | 54,501 | - |
| 6 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 7 | 2 | 7 | 76,403 | - |
| 8 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 9 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 10 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 11 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 12 | 2 | 7 | 76,402 | - |
| 13 | 3 | 8 | 50,621 | - |
| 14 | 3 | 6 | 55,931 | - |
| 15 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 16 | 3 | 8 | 50,603 | - |
| 17 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 18 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 19 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 20 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 21 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 22 | 3 | 10 | 92,045 | - |
| 23 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 24 | 1 | 7 | 124,102 | - |
| 25 | 2 | 10 | 125,510 | - |
| 26 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 27 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 28 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 29 | 3 | 7 | 40,027 | - |
| 30 | 3 | 7 | 40,027 | - |

Así mismo, en la tabla 4.6 se muestran las diferentes combinaciones de líneas de enlace evaluadas por las 30 partículas dentro de las 20 iteraciones.

Tabla 4. 6 Combinaciones líneas de enlace caso ELEPCO S.A.

| CASO ELEPCO S.A.: Resumen final | | | | |
|---------------------------------|--------------|------------|-------------|------------------|
| Partícula | Nodo inicial | Nodo final | Pérdidas kW | Observación |
| 1 | 3 | 7 | 40,027 | RESULTADO ÓPTIMO |
| 2 | 2 | 6 | 54,501 | - |
| 3 | 2 | 7 | 76,403 | - |
| 4 | 3 | 8 | 50,603 | - |
| 5 | 3 | 6 | 55,931 | - |
| 6 | 3 | 10 | 92,045 | - |
| 7 | 1 | 7 | 124,102 | - |
| 8 | 2 | 10 | 125,510 | - |

La solución encontrada corresponde a una línea de enlace que une los nodos 3 y 7, que de acuerdo a la variable "igualdad" mostrada en la figura 4.21, significa un tramo que parta del nodo 3 del alimentador de la zona B con la finalidad de conectarse en el nodo 8 del alimentador de la zona A, quedando el sistema como se muestra en la figura 4.25.

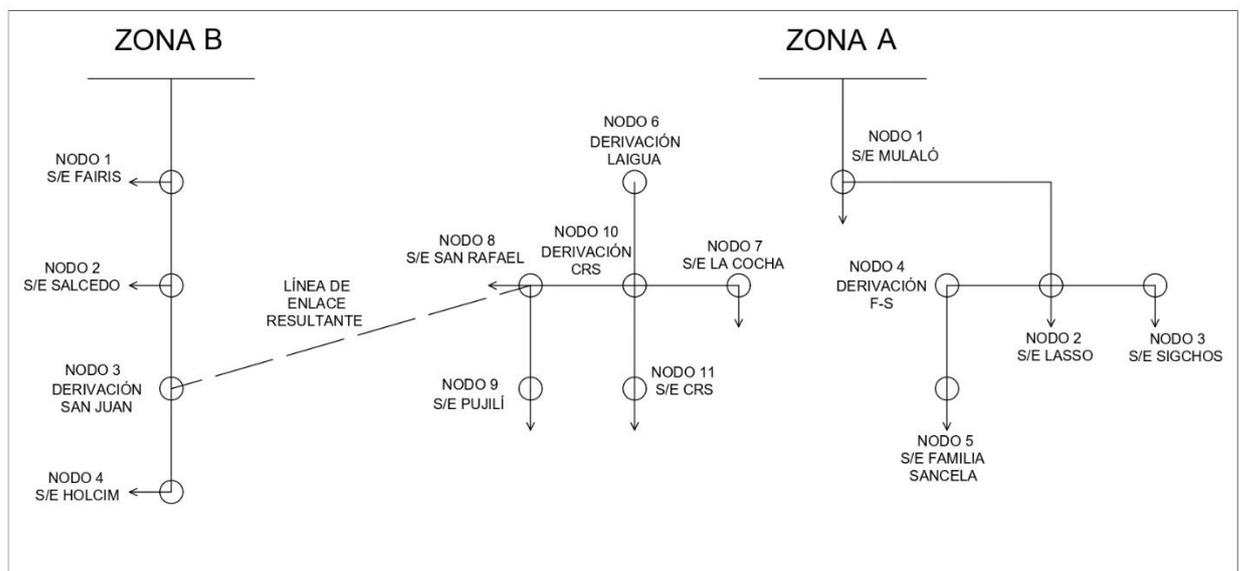


Figura 4. 25 Circuito final caso ELEPCO S.A.

Cabe recalcar que la solución encontrada cumple con las restricciones de voltaje detalladas anteriormente, lo que se puede evidenciar en la figura 4.26.

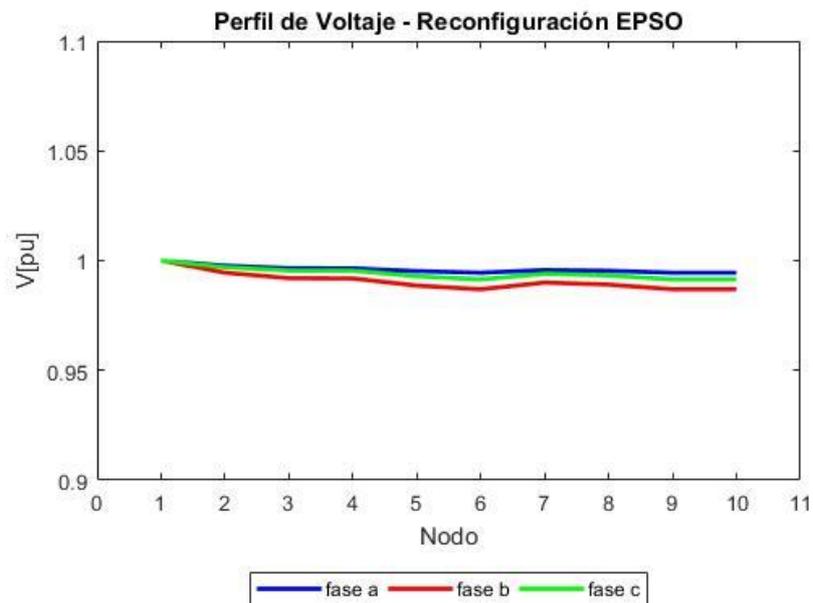


Figura 4. 26 Cumplimiento de restricción de perfiles voltaje

4.2 Discusión

Al comparar los resultados obtenidos mediante el método planteado en función del algoritmo de optimización EPSO, versus la metodología del PSO clásico detallada en [23], se puede observar claramente las ventajas que se obtuvo en función del tiempo de convergencia de la solución; ya que, por su naturaleza explicada en el análisis del estado del arte, literatura y bibliografía revisada, con la aplicación de EPSO, en cada uno de los casos planteados, se encontró la solución óptima en un tiempo menor y en una menor cantidad de iteraciones que con el PSO clásico; sin embargo, con la utilización de ambos métodos se obtuvo el mismo resultado óptimo para cada uno de los casos planteados. Para lo cual se presenta un análisis de cada uno de los casos presentados previamente, mostrando la convergencia obtenida en las diferentes iteraciones tanto para la metodología planteada de EPSO como para la del PSO clásico.

4.2.1 Resultados Caso de Estudio I – Falla I

Para el presente caso, con la utilización de ambos métodos de optimización se obtuvo el mismo resultado. Para lo cual se presenta en la figura 4.27 la convergencia obtenida en las

diferentes iteraciones tanto para la metodología planteada de EPSO como para la del PSO clásico.

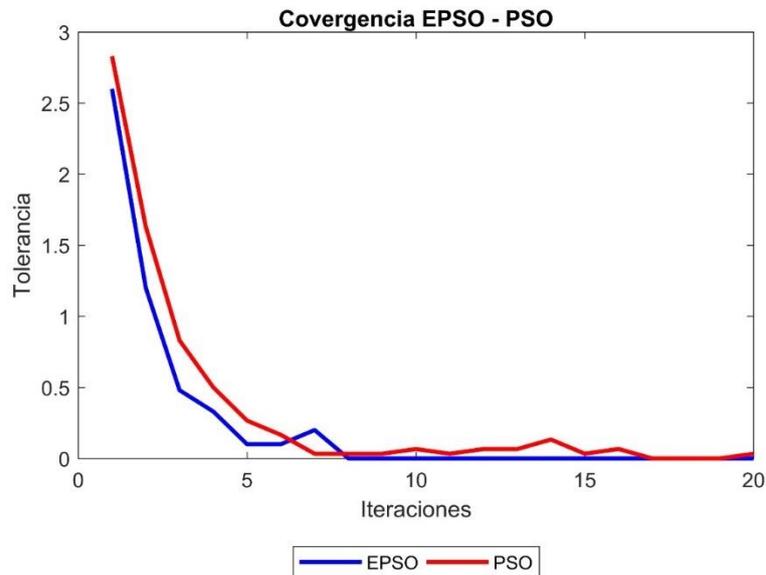


Figura 4. 27 Resultados EPSO vs resultados PSO clásico Caso 1

Así mismo se presenta en la tabla 4.7 una matriz comparativa de los resultados obtenidos entre el EPSO planteado y el PSO clásico, notándose la diferencia expuesta previamente.

Tabla 4. 7 Comparación de resultados EPSO vs PSO clásico: Caso 1

| Parámetro | EPSO | PSO |
|---|-------|--------|
| Resultado obtenido: Energía No Suministrada [kWh] | 0 | 0 |
| Pérdidas de potencia [kW] | 53.65 | 53.65 |
| Número total de iteraciones [u] | 20 | 20 |
| Tiempo total de convergencia [s] | 320 | 437 |
| Tiempo promedio de convergencia por iteración [s] | 16 | 21.85 |
| Número de iteraciones necesarias hasta encontrar la solución [u] | 8 | 17 |
| Tiempo efectivo de convergencia necesitado para encontrar la solución [s] | 128 | 371.45 |

4.2.2 Resultados Caso de Estudio I – Falla II

Al igual que en el caso 1, se obtuvo el mismo resultado óptimo para ambos métodos, con la diferencia de que el modelo de EPSO converge en menor número de iteraciones que el PSO, lo que se puede apreciar en la figura 4.28 y tabla 4.8.

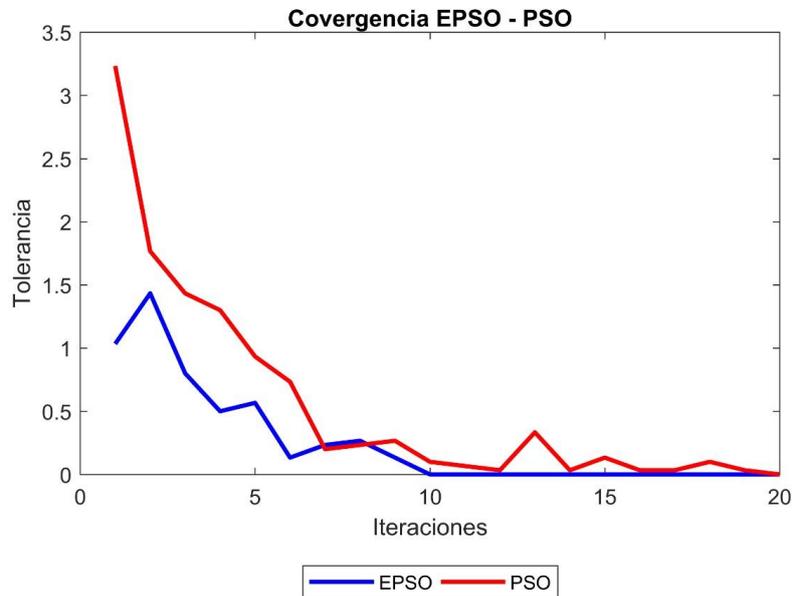


Figura 4. 28 Resultados EPSO vs resultados PSO clásico Caso 2

Tabla 4. 8 Comparación de resultados EPSO vs PSO clásico: Caso 2

| Parámetro | EPSO | PSO |
|---|-------|--------|
| Resultado obtenido: Energía No Suministrada [kWh] | 0 | 0 |
| Pérdidas de potencia [kW] | 97.31 | 123,18 |
| Número total de iteraciones [u] | 20 | 20 |
| Tiempo total de convergencia [s] | 405 | 480 |
| Tiempo promedio de convergencia por iteración [s] | 20,25 | 24 |
| Número de iteraciones necesarias hasta encontrar la solución [u] | 10 | 18 |
| Tiempo efectivo de convergencia necesitado para encontrar la solución [s] | 202,5 | 432 |

4.2.3 Resultados Caso de Estudio II – Caso ELEPCO S.A.

Para el modelo de prueba del sistema de subtransmisión de ELEPCO S.A., se opera de la misma manera que en los casos 1 y 2, obteniendo como resultados que el EPSO alcanza la convergencia en un número de iteraciones menor que el PSO, lo que se puede apreciar tanto en la figura 4.29 como en la tabla 4.9.

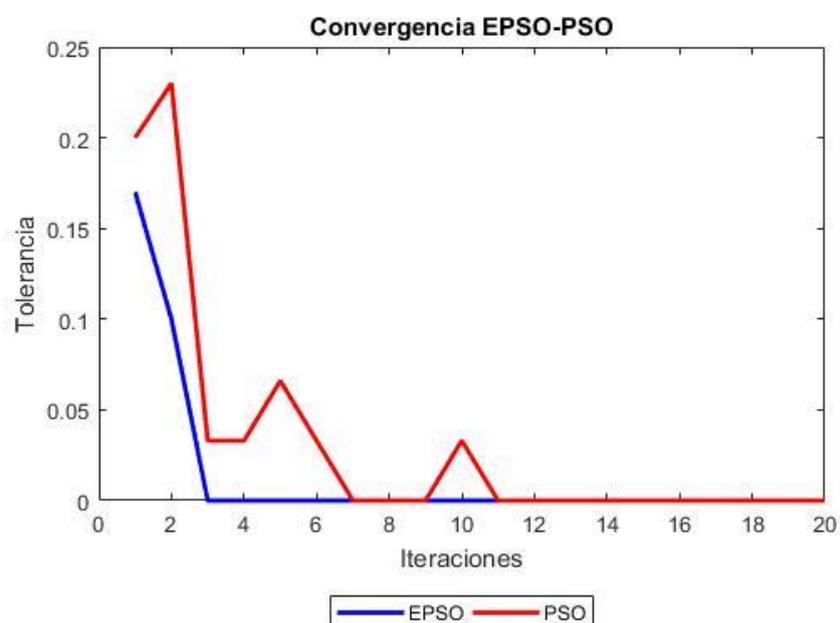


Figura 4. 29 Resultados EPSO vs resultados PSO clásico Caso ELEPCO S.A.

Tabla 4. 9 Comparación de resultados EPSO vs PSO clásico: Caso ELEPCO S.A.

| Parámetro | EPSO | PSO |
|---|--------|--------|
| Resultado obtenido: Energía No Suministrada [kWh] | 0 | 0 |
| Pérdidas de potencia [kW] | 40,027 | 40,027 |
| Número total de iteraciones [u] | 20 | 20 |
| Tiempo total de convergencia [s] | 39,02 | 41,41 |
| Tiempo promedio de convergencia por iteración [s] | 1,95 | 2,07 |
| Número de iteraciones necesarias hasta encontrar la solución [u] | 3 | 11 |
| Tiempo efectivo de convergencia necesitado para encontrar la solución [s] | 5,85 | 22,78 |

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El desarrollo presentado en este proyecto de titulación puede entregar a las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica una fuerte herramienta de planificación, ya que el aplicativo puede ser utilizado en el análisis respectivo para la planificación de construcción de líneas de enlace dentro del sistema de distribución de energía eléctrica, ya que permite evaluar la mejor opción a implementar luego de ponderar los resultados obtenidos para la simulación de falla en todos los tramos del alimentador en el cual se prueba.

Es importante recalcar que el presente aplicativo, por sus características, también puede ser utilizado con la finalidad de encontrar la ubicación óptima de líneas de enlace para dos alimentadores dados, los cuales pueden ser de la misma o de distinta subestación.

El algoritmo y código computacional presentado en el desarrollo de este proyecto de investigación, puede ser utilizado y aplicado dentro de cualquier sistema de distribución de energía eléctrica, ya que se desarrolló de manera general con el propósito de que pueda ser utilizado para n barras, tanto en el cálculo de flujos de carga y valoración de la energía no suministrada, como para la evaluación de cualquier tipo de escenario de falla trifásica dentro de cualquiera de los tramos de los alimentadores a ser modelados.

De igual manera el algoritmo presenta la opción de simular fallas dirigidas, lo que es muy útil para la planificación, es decir, para definir las líneas de enlace que deben implementarse con la finalidad de resolver un caso particular de fallas trifásicas en el sistema.

El aplicativo presentado permite definir la secuencia de maniobras a realizar luego de cualquier contingencia ocurrida, cumpliendo de forma eficiente con la restauración y posterior reconfiguración de la red, ya que se logra obtener la menor cantidad de clientes fuera de servicio, manteniendo la calidad del producto en cuanto al nivel de voltaje de los nodos de conexión durante la reconfiguración planteada; presentando una solución que no solo considera dichos parámetros de la red, sino que brinda un procedimiento más adecuado minimizando la cantidad de energía no suministrada y pérdidas de potencia del sistema.

EPSO muestra mejor convergencia en comparación con el algoritmo PSO clásico, dado que encuentra la solución óptima en un número menor de iteraciones, esto se debe a la combinación de estrategias utilizadas en EPSO, que le permiten orientar el enjambre hacia

el camino óptimo dentro del espacio de búsqueda, independientemente de los valores iniciales escogidos a manera aleatoria.

El código de programación producto de este trabajo de investigación, al utilizar optimización mediante EPSO, permite alcanzar el resultado óptimo en un corto tiempo de convergencia, dado que, elimina de manera rápida las soluciones lejanas a este valor óptimo a través de la pronta identificación del cumplimiento de las restricciones de voltaje.

En el estado del arte presentado, específicamente donde se realizó una comparación entre el EPSO y PSO; las diferentes condiciones mediante las cuales el algoritmo EPSO encamina al enjambre hacia la solución óptima a través del desarrollo matemático dentro de su modelo, causaron que aumente de cierta manera el tiempo de ejecución por iteración en comparación con el PSO clásico, debido a que representa un mayor esfuerzo computacional; a diferencia del presente proyecto de investigación, en el cual, considerando el desarrollo tecnológico actual, se ha logrado revertir esta situación debido a la gran capacidad de procesamiento que tienen los softwares computacionales actuales utilizados.

Para fines de programación, la matriz "igualdad" es de suma importancia, ya que, al numerar los nodos del alimentador a ser suministrado mediante la línea de enlace, de manera que se continúe la secuencia del alimentador sano, permite que se pueda prolongar con la metodología de cálculo de flujo de potencia, conocida como ladder.

Se debe indicar que, en el presente proyecto de investigación, para llegar a definir dentro del modelo, 30 partículas y 20 iteraciones, se realizaron varias pruebas en el sistema, es decir, determinando estos valores a través del conocido método de prueba y error, donde los mencionados valores fueron elegidos ya que presentaron el resultado óptimo en un menor tiempo de convergencia.

En todos los casos de estudio presentados, las partículas finales y resultado óptimo presentaron cumplimiento de la restricción de voltaje, es decir que la línea de enlace final no provoca disminución de voltaje fuera del rango permitido en la regulación estudiada, en ninguno de los nodos y tramos de la nueva red, luego de abastecer a la carga desconectada del alimentador fallido.

De igual manera es importante recalcar que para todos los casos, el nuevo sistema provocado por el abastecimiento al alimentador fallido, mediante la línea de enlace resultante, cumple con la restricción y mantiene la radialidad del sistema, factor de suma importancia debido a que no provoca descoordinación en el sistema de protecciones.

En el desarrollo del modelo de prueba del caso uno, falla uno, correspondiente a la falla trifásica en el tramo que une los nodos 2 y 7 del alimentador de 13 nodos, la secuencia de maniobra resultado de la optimización, sugirió unir mediante una línea de enlace el nodo 9 del mencionado alimentador con el nodo 30 del alimentador de 34 nodos, causando así que la energía no suministrada sea igual a 0, esto dado que se generaron dos sistemas separados, los cuales permiten suministrar energía eléctrica a todos los usuarios del alimentador de 13 nodos, del nodo 1 al 6 mediante la propia subestación; y, del nodo 7 al 13 mediante la mencionada línea de enlace.

Esta línea de enlace, producto de la optimización del caso 1, falla 1, tiene la particularidad de ser la que menores pérdidas de potencia genera al conjunto en general; esto se debe, entre otras cosas, a la cercanía, es decir a la distancia menor entre ambos nodos.

Lo mismo ocurre en el modelo de prueba del caso uno, falla dos, de acuerdo a la falla analizada en el tramo 1-2 del alimentador de 13 nodos; donde la secuencia de maniobras resultante producto de la optimización sugiere el establecimiento de una línea de enlace que une al nodo 4 del mencionado alimentador, con el nodo 26 del alimentador de 34 nodos, quedando así una energía no suministrada igual a 0, debido a que por las condiciones topológicas de la falla, en la primera secuencia de maniobras se deshabilita por completo a los usuarios del alimentador de 13 nodos, para luego habilitar todo ese tramo de red desde el alimentador de 34 nodos, el mismo que tiene la capacidad suficiente para hacerlo, además de que la mencionada línea de enlace es la que presenta menor cantidad de pérdidas de potencia en el sistema.

En el análisis del caso ELEPCO S.A., correspondiente a la falla en el tramo 1-6 del alimentador de subtransmisión de la zona A de la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A., el programa arroja como resultado una línea de enlace que une los nodos 3 del alimentador de la zona B con el nodo 8 del alimentador de la zona A, obteniendo así una energía no suministrada igual a 0. Esta línea de enlace permite obtener 40,027 kW, que corresponde a la menor cantidad de pérdidas de potencia en el sistema mientras se establece esta nueva conexión.

Cabe recalcar que la línea de enlace resultante en el caso ELEPCO S.A., para el sistema de subtransmisión de la ELEPCO S.A., corresponde a la que une los nodos “Derivación San Juan” de la zona B y “San Rafael” de la zona A, lo que permite validar el modelo de programación, ya que, en la actualidad, la mencionada empresa distribuidora cuenta con dicha línea de enlace implementada, la misma que presenta resultados óptimos,

minimizando tanto la cantidad de energía no suministrada como las pérdidas de potencia luego de haber reestablecido el servicio.

En los tres casos analizados en el presente proyecto de investigación, al realizar una comparativa entre el método que se propone mediante EPSO, versus el PSO clásico, se puede observar que para ambos métodos se obtiene el mismo valor óptimo y que los resultados convergen en un menor número de iteraciones, representando así una reducción del 52,94% en el caso uno, falla uno, del 44,44% en el caso uno falla dos y del 72,73% en el caso ELEPCO S.A. respectivamente.

Lo mismo sucede con el tiempo efectivo de convergencia, ya que al utilizar el método propuesto en este proyecto de investigación a través de la técnica EPSO, en comparación con los resultados obtenidos con el PSO clásico, se tiene una reducción de este valor del 65,54% en el caso uno, falla uno, del 53,13% en el caso uno falla dos y del 74,32% en el caso correspondiente a la ELEPCO S.A.

5.2 Recomendaciones

Se recomienda que el método desarrollado para dar solución a la problemática planteada sirva de base e inspiración para futuros trabajos a desarrollarse que permitan complementar los resultados obtenidos, ya sea aplicándolos a modelos de empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica reales o con la implementación de la modelación de cualquier tipo de generación distribuida que reduzca la construcción de líneas de enlace y sirvan para poder cubrir la transferencia de las cargas que quedan desenergizadas luego de las contingencias o fallas ocurridas.

Asimismo, se recomienda que, para cada sistema a modelarse, se ejecute varias veces el programa, con la finalidad de obtener un valor adecuado tanto para el número de partículas como para el número de iteraciones a escogerse, especialmente para sistemas que cuenten con una gran cantidad de nodos.

Para el análisis de resultados, es recomendable, definir dentro del código de programación, un tramo del sistema donde ocurrirá la falla, con el objetivo de comparar los resultados que arroje el sistema en distintas pruebas, bajo el mismo escenario.

Es recomendable, de igual manera, comparar los resultados dados en el presente trabajo de investigación, con otras metodologías de optimización, con la finalidad de reafirmar los resultados y determinar qué herramienta es la de mayor utilidad para esta aplicación.

Cabe recalcar que aparte de la condición óptima, se eligen alternativas posibles de conexión, que cumplan condiciones mayores de topología, por lo cual, se recomienda evaluar las mismas en una fase previa, antes de ingresar los datos de línea al programa.

Los resultados presentados en este proyecto de investigación, no contemplan las características de los elementos del sistema de protecciones, por lo cual, se recomienda que, en un estudio futuro, se involucren cómo responden las protecciones del sistema de distribución, con la finalidad de mejorar la transferencia de energía eléctrica para la adaptación de las topologías de los alimentadores, que permitan obtener una mayor confiabilidad y continuidad de servicio eléctrico.

Se recomienda utilizar el método propuesto para resolver otro tipo de problemas de optimización dentro del sector eléctrico o energético.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. Asamblea Nacional, *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*, vol. Tercer Sup, no. Registro Oficial N° 418. Ecuador, 2015, pp. 1–28.
- [2] ARCONEL, *Regulacion No. ARCONEL-005-2018.pdf*. Ecuador, 2019, p. 38.
- [3] F. Scenna, D. Anaut, L. I. Passoni, and G. J. Meschino, “Reconfiguration of electrical networks by an Ant Colony Optimization algorithm,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 11, no. 1, pp. 538–544, 2013.
- [4] V. Miranda and N. Fonseca, “EPSO - Evolutionary Particle Swarm Optimization, a new algorithm with applications in power systems,” *Ieee/Pes Transm. Distrib. Conf. Exhib. 2002 Asia Pacific, Vols 1-3, Conf. Proc.*, p. 6, 2002.
- [5] S. Ramírez Castaño and E. A. Cano Plata, *Calidad del servicio de energía eléctrica*, Primera., vol. 1. Manizales: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2003.
- [6] S. Ramirez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera. Manizales: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [7] J. D. Juárez, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, Primera. Ciudad de México: San Serif Editores, 1995.
- [8] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, Segunda. Sacramento, California: California State University, 2008.
- [9] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. WINTER MEETING, pp. 908–912, 2001.
- [10] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, Third. Las Cruces, New Mexico, 2002.
- [11] A. Sallam and O. Malik, *Electric Distribution Systems*, IEEE Press. New Jersey: John Wiley & Sons, 2011.
- [12] N. Tleis, *Power Systems Modelling and Fault Analysis*. Oxford, UK: Elsevier Ltd., 2008.
- [13] S. Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Primera. Mani: Universidad Nacional de Colombia, 2014.
- [14] F. Girbau, A. Sumper, and M. Aragues, “Estudio técnico sobre la calidad del

- suministro en redes de distribución : Análisis de la secuencia de desconexión y reconexión de las líneas de media tensión,” p. 29, 2014.
- [15] I. I. Atteya, H. A. Ashour, N. Fahmi, and D. Strickland, “Distribution network reconfiguration in smart grid system using modified particle swarm optimization,” *IEEE 5th Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl.*, pp. 305–313, 2016.
- [16] A. Arya, Y. Kumar, and M. Dubey, “Reconfiguration of Electric Distribution Network using Modified Particle Swarm Optimization,” *Int. J. Comput. Appl.*, vol. 34, no. 6, pp. 54–62, 2011.
- [17] T. Short, *Electric power distribution handbook*, Second. Boca Ratón, Florida: CRC Press, 2017.
- [18] A. Ghia and A. del Rosso, “Reducción de pérdidas en sistemas de transmisión y distribución,” *Cámara Argentina la Construcción Área Pensam. estratégico*, p. 34, 2013.
- [19] R. Granda, “Reducción de pérdidas mediante reconfiguración de la red de distribución,” Escuela Politécnica Nacional, 1998.
- [20] P. Vásquez and A. Chiguano, “Reducción de pérdidas y de la duración de las interrupciones en alimentadores primarios mediante su reconfiguración óptima. Estudio de caso de la Empresa Eléctrica Riobamba,” Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [21] R. Ulloa, B. Chere, and A. Martínez, *Análisis de confiabilidad en alimentadores de distribución*. Esmeraldas: Editorial Académica Española, 2019.
- [22] H. Arcos, “Confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución,” Quito, 2016.
- [23] J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle Swarm Optimization,” in *Proceedings of ICNN’95 - International Conference on Neural Networks*, 1995, pp. 1942–1948.
- [24] J. Muñoz, “Aplicación del Algoritmo Metaheurístico Optimización Evolutiva por Enjambre de Partículas (EPSO) a la alternativa de de asignación de energía eléctrica: Minimización de Pagos Finales (PCM),” Universidad Industrial de Santander, 2011.
- [25] R. Hassan, O. de Weck, and B. Cohanin, “A COMPARISON OF PARTICLE SWARM OPTIMIZATION AND THE GENETIC ALGORITHM,” *J. Am. Inst. Aeronaut. Astronaut.*, no. April 2005, pp. 1–13, 2005.

- [26] M. Dauer, J. Meyer, J. Jaeger, T. Bopp, and R. Krebs, "EPSODE Algorithm for System-Wide Protection Coordination," in *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2016.
- [27] I. Rechenberg, "Evolutionsstrategie-Optimierung technischer Systeme nach Prinzipien der biologischen Evolution," in *Frommann-Holzboog*, 1973, p. 1939.
- [28] H. Schwefel, *Evolution and Optimum Seeking*, Technische., no. October. Dortmund: Wiley, 1995.
- [29] D. Fogel, "Evolving artificial intelligence," University of California, San Diego, 1992.
- [30] H. Mori and H. Ikegami, "Parallel Discrete EPSO for Distribution Network Reconfigurations," *2016 IEEE Reg. 10 Conf.*, pp. 2662–2665, 2016.
- [31] V. Miranda and N. Fonseca, "NEW EVOLUTIONARY PARTICLE SWARM ALGORITHM (EPSO) APPLIED TO VOLTAGE / VAR CONTROL," *Ieee/Pes Transm. Distrib. Conf. Exhib. 2002 Asia Pacific, Vols 1-3, Conf. Proc.*, p. 6, 2002.
- [32] H. Leite, J. Barros, and V. Miranda, "The Evolutionary Algorithm EPSO to Coordinate Directional Overcurrent Relays," Porto, 2006.
- [33] N. W. Oo, "A Comparison Study on Particle Swarm and Evolutionary Particle Swarm Optimization Using Capacitor Placement Problem," in *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, 2008, no. PECon 08, pp. 1208–1211.
- [34] D. O. Anaut, G. F. Di Mauro, G. Meschino, and J. A. Su??rez, "Optimizaci3n de Redes El3ctricas Mediante la Aplicaci3n de Algoritmos Gen3ticos," *Inf. Tecnol.*, vol. 20, no. 4, pp. 137–148, 2009.
- [35] R. Bola??os, R. Hincapi3, and R. Gallego, "Restauraci3n de sistemas el3ctricos de distribuci3n usando un algoritmo heur3stico constructivo," vol. 18, pp. 69–78, 2013.
- [36] M. F. Sulaima, N. Hazahsha, H. I. Jaafar, W. Dahalan, and H. Mokhlis, "A DNR and DG Sizing Simultaneously by Using EPSO," *2014 5th Int. Conf. Intell. Syst. Model. Simul.*, vol. 4, pp. 405–410, 2014.
- [37] M. F. Sulaima, S. N. Othman, M. S. Jamri, O. Rosli, and M. Sulaiman, "A DNR by Using Rank Evolutionary Particle Swarm Optimization for Power Loss Minimization," *2014 5th Int. Conf. Intell. Syst. Model. Simul.*, vol. 1, no. 1, pp. 417–422, 2014.
- [38] M. Abdullah, A. Bakar, N. Rahim, H. Mokhlis, and C. Tan, "Implementation of Hybrid Particle Swarm Optimization for Combined Economic-Emission Load Dispatch

- Problem,” in *2014 IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2014)*, 2014, no. March, pp. 402–407.
- [39] A. Pacheco and J. Saraiva, “An Evolutionary Particle Swarm Optimization , EPSO , Approach to Optimize the Operation of Hydro Stations in Market Environment,” in *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, 2014, pp. 1–6.
- [40] A. Tandon and D. Saxena, “Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Network Using Selective Particle Swarm Optimization Algorithm,” in *2014 International Conference on Power, Control and Embedded Systems (ICPCES)*, 2014, p. 6.
- [41] J. Pereira, J. Alves, and M. Matos, “Optimization of electrical distribution network operation based on EPSO,” *2015 18th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst. ISAP 2015*, no. 608, pp. 1–6, 2015.
- [42] D. F. Teshome and K. L. Lian, “An Improved Distribution System Reconfiguration Using Hybrid GA with PSO,” in *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2015, p. 6.
- [43] J. A. González, E. Sospedra, and M. Álvarez, “Reconfiguración de sistemas de distribución mediante algoritmos genéticos basados en la teoría de Grafos,” *Ing. Energética*, vol. XXXVII, no. 2, pp. 115–123, 2016.
- [44] J. H. Lee, J. Kim, J. Song, Y. Kim, and S. Jung, “A Novel Memetic Algorithm Using Modified Particle Swarm Optimization and Mesh Adaptive Direct Search for PMSM Design,” *IEEE Trans. Magn.*, vol. 52, no. 3, pp. 2–5, 2016.
- [45] I. I. Atteya, H. Ashour, N. Fahmi, and D. Strickland, “Radial distribution network reconfiguration for power losses reduction using a modified particle swarm optimisation,” *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2505–2508, 2017.
- [46] H. Mori and S. Itaba, “A Hybrid Intelligent System for Electricity Price Forecasting,” in *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, 2016, vol. 12, no. 3, pp. 703–706.
- [47] H. Mori, S. Ogawa, and H. Chiang, “Stochastic Optimal Allocation of PMUs for Improving the Accuracy of State Estimation,” in *2017 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI)*, 2017.
- [48] S. Ogawa, H. Mori, and H. Chiang, “An Evolutionary EM-Algorithm for Distribution System State Estimation,” in *2018 IEEE International Conference on Probabilistic*

- Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2018, pp. 1–6.
- [49] B. Tran, B. Xue, and M. Zhang, “A New Representation in PSO for Discretization-Based Feature Selection,” *IEEE Trans. Cybern.*, vol. 48, no. 6, pp. 1733–1746, 2018.
- [50] P. V. Gomes and J. T. Saraiva, “Transmission System Planning Considering Solar Distributed Generation Penetration,” in *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2017, pp. 2–7.
- [51] P. V. Gomes, J. Saraiva, M. Coelho, B. Dias, L. Willer, and A. Junior, “Impact of Large Fleets of Plug-in-Electric Vehicles on Transmission Systems Expansion Planning,” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1–7.
- [52] R. Faia, T. Pinto, Z. Vale, and J. M. Corchado, “Optimization of Multiple Electricity Markets Participation using Evolutionary PSO,” in *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2018, pp. 1–9.
- [53] S. Barik and D. Das, “MDPSO Based Q – PQV Bus Pair Technique – A Novel Method to Maintain the Voltage of Remotely Located Buses with Renewable DGs,” in *2018 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2018, pp. 394–399.
- [54] A. Santos and W. Peres, “A Hybrid EPSO for Power System Stabilizers Design,” in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 2018, no. 2, pp. 1–6.
- [55] M. Usman, A. Amin, M. M. Azam, and H. Mokhlis, “Optimal Under Voltage Load Shedding Scheme for a Distribution Network Using EPSO Algorithm,” in *2018 1st International Conference on Power, Energy and Smart Grid (ICPESG)*, 2018.
- [56] M. Shafik, G. Rashed, H. Chen, M. Elkadeem, and S. Wang, “Reconfiguration Strategy for Active Distribution Networks with Soft Open Points,” in *2019 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, 2019, no. 2.
- [57] C. Arango, J. López, and M. González, “Método heurístico para restauración del servicio en sistemas de distribución de energía eléctrica,” *Ing. y Cienc. | ing.cienc.*, vol. 2, no. Vol 2 No 3 (2006), pp. 39–50, 2006.
- [58] X. Guano, F. Pérez, and H. Arcos, “Coordinación de las protecciones de sobrecorriente del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ante el cambio de configuración de red radial a red en anillo,” *Escuela Politécnica Nacional*, 2017.

7. ANEXOS

A continuación, se detalla la lista de anexos que forman parte del presente proyecto de titulación:

ANEXO A. Resultados del Caso de Estudio I – Falla I: falla en la línea 6 del alimentador de 13 nodos, línea que une el nodo 2 con el nodo 7.

ANEXO B. Resultados del Caso de Estudio I – Falla II: falla en la línea 1 del alimentador de 13 nodos, línea que une el nodo 1 con el nodo 2

ANEXO C. Resultados del Caso de Estudio II: Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi ELEPCO S.A.

ANEXO A

```

val(:, :, 1, 15) =      val(:, :, 2, 15) =      val(:, :, 3, 15) =      val(:, :, 4, 15) =      val(:, :, 5, 15) =
    1.0000         0      0.9987   -0.0296      0.9979   -0.0494      0.9822   -0.4314      0.9822   -0.4314
    1.0000  -120.0000      0.9996  -120.0038      0.9993  -120.0063      0.9941  -120.0588      0.9903  -120.0752
    1.0000  120.0000      0.9984  119.9923      0.9973  119.9872      0.9775  119.8848      0.9775  119.8848

val(:, :, 6, 15) =      val(:, :, 7, 15) =      val(:, :, 8, 15) =      val(:, :, 9, 15) =      val(:, :, 10, 15) =
    0.9664   -0.8101      0.9519   -1.1686      0.9519   -1.1687      0.9517   -1.1709      0.9497   -1.1778
    0.9888  -120.0966      0.9838  -120.1272      0.9838  -120.1272      0.9837  -120.1263      0.9837  -120.1263
    0.9575  119.7922      0.9391  119.7024      0.9391  119.7024      0.9388  119.7036      0.9388  119.7036

val(:, :, 11, 15) =      val(:, :, 12, 15) =      val(:, :, 13, 15) =      val(:, :, 14, 15) =      val(:, :, 15, 15) =
    0.9075   -1.3728      0.8953   -1.4093      0.9447   -1.2465      0.9447   -1.2465      0.9445   -1.2466
    0.9837  -120.1263      0.9837  -120.1263      0.9809  -120.0959      0.9801  -120.1026      0.9808  -120.0971
    0.9388  119.7036      0.9388  119.7036      0.9303  119.7437      0.9303  119.7437      0.9302  119.7440

val(:, :, 16, 15) =      val(:, :, 17, 15) =      val(:, :, 18, 15) =      val(:, :, 19, 15) =      val(:, :, 20, 15) =
    0.9408   -1.2529      0.9407   -1.2527      0.9407   -1.2527      0.9342   -1.2540      0.9342   -1.2540
    0.9777  -120.1281      0.9776  -120.1285      0.9713  -120.1651      0.9722  -120.1748      0.9722  -120.1748
    0.9264  119.7478      0.9263  119.7482      0.9263  119.7482      0.9196  119.7644      0.9196  119.7644

val(:, :, 21, 15) =      val(:, :, 22, 15) =      val(:, :, 23, 15) =      val(:, :, 24, 15) =      val(:, :, 25, 15) =
    0.9333   -1.2516      0.9330   -1.2503      0.9330   -1.2507      0.9324   -1.2571      0.9327   -1.2474
    0.9714  -120.1755      0.9714  -120.1755      0.9711  -120.1760      0.9706  -120.1838      0.9709  -120.1744
    0.9187  119.7668      0.9187  119.7668      0.9184  119.7677      0.9178  119.7600      0.9181  119.7713

val(:, :, 26, 15) =      val(:, :, 27, 15) =      val(:, :, 28, 15) =      val(:, :, 29, 15) =      val(:, :, 30, 15) =
    0.9327   -1.2471      0.9326   -1.2456      0.9322   -1.2415      0.9322   -1.2414      0.9325   -1.2450
    0.9709  -120.1742      0.9708  -120.1732      0.9705  -120.1705      0.9705  -120.1705      0.9707  -120.1730
    0.9181  119.7716      0.9180  119.7730      0.9176  119.7769      0.9176  119.7770      0.9179  119.7737

val(:, :, 31, 15) =      val(:, :, 32, 15) =      val(:, :, 33, 15) =      val(:, :, 34, 15) =      val(:, :, 35, 15) =
    0.9325   -1.2447      0.9325   -1.2447      0.9325   -1.2447      0.9325   -1.2447      0.8945   -1.5007
    0.9707  -120.1731      0.9707  -120.1731      0.9707  -120.1731      0.9707  -120.1737      0.9839  -120.1307
    0.9179  119.7741      0.9179  119.7742      0.9179  119.7741      0.9179  119.7741      0.9373  119.6584

val(:, :, 36, 15) =      val(:, :, 37, 15) =      val(:, :, 38, 15) =      val(:, :, 39, 15) =      val(:, :, 40, 15) =
    0.8944   -1.5053      0.8944   -1.5047      0.8944   -1.5053      0.8944   -1.5133      0.8944   -1.5133
    0.9839  -120.1307      0.9839  -120.1307      0.9839  -120.1307      0.9839  -120.1313      0.9839  -120.1313
    0.9371  119.6583      0.9371  119.6583      0.9371  119.6578      0.9371  119.6522      0.9371  119.6522

val(:, :, 41, 15) =
    0.8943   -1.5150
    0.9839  -120.1317
    0.9370  119.6528

```

Figura A. 1 Voltajes en los nodos de la partícula 15 del primer enjambre: Caso I – Falla I

```

val(:, :, 1, 23) =      val(:, :, 2, 23) =      val(:, :, 3, 23) =      val(:, :, 4, 23) =      val(:, :, 5, 23) =
    1.0000         0      0.9988  -0.0295    0.9979  -0.0492    0.9826  -0.4294    0.9826  -0.4294
    1.0000 -120.0000    0.9996 -120.0020    0.9993 -120.0032    0.9938 -120.0329    0.9899 -120.0481
    1.0000  120.0000    0.9983  119.9904    0.9971  119.9839    0.9756  119.8559    0.9756  119.8559
val(:, :, 6, 23) =      val(:, :, 7, 23) =      val(:, :, 8, 23) =      val(:, :, 9, 23) =      val(:, :, 10, 23) =
    0.9670  -0.8059    0.9527  -1.1622    0.9527  -1.1622    0.9525  -1.1644    0.9505  -1.1701
    0.9881 -120.0476    0.9828 -120.0567    0.9828 -120.0567    0.9827 -120.0554    0.9827 -120.0554
    0.9538  119.7361    0.9338  119.6198    0.9338  119.6198    0.9335  119.6209    0.9335  119.6209
val(:, :, 11, 23) =      val(:, :, 12, 23) =      val(:, :, 13, 23) =      val(:, :, 14, 23) =      val(:, :, 15, 23) =
    0.9514  -1.2708    0.9514  -1.2777    0.9456  -1.2378    0.9456  -1.2378    0.9450  -1.2429
    0.9827 -120.0554    0.9827 -120.0554    0.9798 -120.0155    0.9778 -120.0191    0.9796 -120.0124
    0.9335  119.6209    0.9335  119.6209    0.9243  119.6567    0.9243  119.6567    0.9235  119.6600
val(:, :, 16, 23) =      val(:, :, 17, 23) =      val(:, :, 18, 23) =      val(:, :, 19, 23) =      val(:, :, 20, 23) =
    0.9310  -1.3722    0.9306  -1.3752    0.9306  -1.3752    0.9054  -1.6078    0.9054  -1.6078
    0.9738 -119.9393    0.9737 -119.9372    0.9580 -119.9481    0.9633 -119.7930    0.9633 -119.7929
    0.9052  119.7358    0.9047  119.7381    0.9047  119.7381    0.8718  119.8928    0.8718  119.8929
v
val(:, :, 21, 23) =      val(:, :, 22, 23) =      val(:, :, 23, 23) =      val(:, :, 24, 23) =      val(:, :, 25, 23) =
    0.9021  -1.6371    0.9018  -1.6356    0.9007  -1.6489    0.8963  -1.7627    0.9014  -1.6328
    0.9619 -119.7681    0.9619 -119.7681    0.9613 -119.7583    0.9600 -119.7403    0.9614 -119.7665
    0.8674  119.9146    0.8674  119.9146    0.8657  119.9231    0.8594  119.8928    0.8668  119.9201
val(:, :, 26, 23) =      val(:, :, 27, 23) =      val(:, :, 28, 23) =      val(:, :, 29, 23) =      val(:, :, 30, 23) =
    0.9014  -1.6324    0.9013  -1.6309    0.9010  -1.6267    0.9010  -1.6266    0.9012  -1.6302
    0.9613 -119.7663    0.9612 -119.7652    0.9609 -119.7624    0.9609 -119.7624    0.9612 -119.7650
    0.8667  119.9205    0.8666  119.9221    0.8663  119.9265    0.8662  119.9266    0.8665  119.9229
val(:, :, 31, 23) =      val(:, :, 32, 23) =      val(:, :, 33, 23) =      val(:, :, 34, 23) =      val(:, :, 35, 23) =
    0.9012  -1.6299    0.9012  -1.6299    0.9012  -1.6299    0.9012  -1.6299    0.9006  -1.6656
    0.9611 -119.7650    0.9611 -119.7651    0.9611 -119.7651    0.9611 -119.7657    0.9613 -119.7600
    0.8665  119.9233    0.8665  119.9234    0.8665  119.9234    0.8665  119.9234    0.8654  119.9117
val(:, :, 36, 23) =      val(:, :, 37, 23) =      val(:, :, 38, 23) =      val(:, :, 39, 23) =      val(:, :, 40, 23) =
    0.9005  -1.6701    0.9004  -1.6696    0.9005  -1.6701    0.9005  -1.6780    0.9005  -1.6780
    0.9613 -119.7600    0.9613 -119.7600    0.9613 -119.7600    0.9613 -119.7602    0.9613 -119.7602
    0.8652  119.9114    0.8652  119.9114    0.8652  119.9108    0.8652  119.9038    0.8652  119.9038
val(:, :, 41, 23) =
    0.9004  -1.6798
    0.9614 -119.7605
    0.8651  119.9045

```

Figura A. 2 Voltajes en los nodos de la partícula 23 del primer enjambre: Caso I – Falla I

val(:, :, 1) = val(:, :, 2) = val(:, :, 3) = val(:, :, 4) = val(:, :, 5) =

| | | | | | | | | | |
|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 29 | 39 | 30 | 38 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 7 | 36 | 18 | 37 | 24 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 29 | 38 | 30 | 38 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 28 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 10 | 39 | 25 | 38 | 29 | 38 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 3 | 38 | 10 | 37 | 19 | 37 | 26 | 37 | 29 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 38 | 30 | 38 | 30 | 38 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 22 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 39 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 30 | 40 | 30 | 40 | 30 | 38 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 28 | 38 | 29 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 28 | 38 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 24 | 39 |
| 29 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 10 | 36 | 27 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |
| 18 | 38 | 29 | 38 | 30 | 38 | 30 | 38 | 30 | 38 |
| 30 | 38 | 30 | 38 | 30 | 39 | 30 | 39 | 30 | 37 |
| 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 | 30 | 37 |

Figura A. 3 Partículas en cada una de las iteraciones: 1-5: Caso I – Falla I


```

val(:, :, 1) = val(:, :, 2) = val(:, :, 3) = val(:, :, 4) = val(:, :, 5) =

    1.0e+03 *    1.0e+03 '    53.6517    53.6517    53.6517
                117.4040    53.6517    53.6517
    0.2091      0.0707    53.6517    53.6517    53.6517
    1.1929      0.9854    53.6517    53.6517    53.6517
    0.2048      0.0707    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0537      0.0537    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0763      0.0537    53.6517    53.6517    53.6517
    0.1975      0.0869    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0537      0.0537    204.7505    53.6517    53.6517
    0.0537      0.0537    173.9906    55.9286    185.5442
    1.1491      0.0813    53.6517    53.6517    53.6517
    3.1359      1.1561    53.6517    53.6517    53.6517
    0.2048      0.0537    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0631      0.0537    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0707      0.0537    70.6803    53.6517    53.6517
    0.1881      0.0537    55.9286    53.6517    53.6517
    0.0707      0.0707    53.6517    53.6517    53.6517
    0.1975      0.1800    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0537      0.0537    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0763      0.0537    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0537      0.0537    53.6517    53.6517    53.6517
    0.1672      0.0537    53.6517    53.6517    53.6517
    0.1174      0.0537    70.6803    53.6517    53.6517
    0.0537      0.0537    185.5442    53.6517    53.6517
    0.0702      0.0702    204.7505    216.7415    102.2240
    0.2167      0.1855    53.6517    53.6517    53.6517
    0.2167      0.2167    185.5442    53.6517    53.6517
    0.1855      0.0537    70.6803    70.6803    70.6803
    1.1627      0.0869    76.3014    76.3014    70.6803
    0.9857      0.2048    53.6517    53.6517    53.6517
    0.0707      0.0707
    0.9854      0.0537

```

Figura A. 7 Pérdidas de potencia de las 30 partículas en cada una de las iteraciones: 1-5:
Caso I – Falla I

ANEXO B

```

val(:, :, 1, 11) =      val(:, :, 2, 11) =      val(:, :, 3, 11) =      val(:, :, 4, 11) =      val(:, :, 5, 11) =

    1.0000         0    0.9988   -0.0296    0.9979   -0.0494    0.9825   -0.4308    0.9825   -0.4308
    1.0000  -120.0000    0.9996  -120.0019    0.9993  -120.0032    0.9938  -120.0324    0.9899  -120.0479
    1.0000  120.0000    0.9983  119.9902    0.9971  119.9837    0.9754  119.8540    0.9754  119.8540
val(:, :, 6, 11) =      val(:, :, 7, 11) =      val(:, :, 8, 11) =      val(:, :, 9, 11) =      val(:, :, 10, 11) =

    0.9669   -0.8086    0.9525   -1.1662    0.9525   -1.1663    0.9523   -1.1685    0.9503   -1.1740
    0.9881  -120.0466    0.9828  -120.0553    0.9828  -120.0553    0.9828  -120.0540    0.9828  -120.0540
    0.9535  119.7325    0.9333  119.6143    0.9333  119.6144    0.9330  119.6155    0.9330  119.6155
val(:, :, 11, 11) =     val(:, :, 12, 11) =     val(:, :, 13, 11) =     val(:, :, 14, 11) =     val(:, :, 15, 11) =

    0.9512   -1.2747    0.9512   -1.2816    0.9454   -1.2420    0.9454   -1.2420    0.9448   -1.2471
    0.9828  -120.0540    0.9828  -120.0540    0.9799  -120.0139    0.9778  -120.0176    0.9796  -120.0108
    0.9330  119.6155    0.9330  119.6155    0.9237  119.6511    0.9237  119.6511    0.9230  119.6543
val(:, :, 16, 11) =     val(:, :, 17, 11) =     val(:, :, 18, 11) =     val(:, :, 19, 11) =     val(:, :, 20, 11) =

    0.9307   -1.3767    0.9303   -1.3797    0.9303   -1.3797    0.9050   -1.6129    0.9050   -1.6130
    0.9738  -119.9373    0.9737  -119.9351    0.9580  -119.9471    0.9633  -119.7902    0.9633  -119.7902
    0.9045  119.7297    0.9040  119.7320    0.9040  119.7320    0.8709  119.8861    0.8709  119.8861
val(:, :, 21, 11) =     val(:, :, 22, 11) =     val(:, :, 23, 11) =     val(:, :, 24, 11) =     val(:, :, 25, 11) =

    0.9016   -1.6423    0.8999   -1.6438    0.9003   -1.6541    0.8997   -1.6613    0.8981   -1.6761
    0.9619  -119.7652    0.9619  -119.7652    0.9613  -119.7555    0.9608  -119.7631    0.9606  -119.7336
    0.8665  119.9078    0.8665  119.9078    0.8647  119.9163    0.8641  119.9077    0.8617  119.9353

val(:, :, 26, 11) =     val(:, :, 27, 11) =     val(:, :, 28, 11) =     val(:, :, 29, 11) =     val(:, :, 30, 11) =

    0.8979   -1.6775    0.8978   -1.6760    0.8975   -1.6718    0.8975   -1.6717    0.8969   -1.6868
    0.9605  -119.7319    0.9604  -119.7309    0.9601  -119.7280    0.9601  -119.7280    0.9601  -119.7216
    0.8615  119.9368    0.8614  119.9385    0.8610  119.9429    0.8610  119.9430    0.8601  119.9459
val(:, :, 31, 11) =     val(:, :, 32, 11) =     val(:, :, 33, 11) =     val(:, :, 34, 11) =     val(:, :, 35, 11) =

    0.8955   -1.7041    0.8950   -1.7098    0.8953   -1.7059    0.8953   -1.7059    0.8951   -1.7403
    0.9597  -119.7079    0.9596  -119.7035    0.9597  -119.7064    0.9583  -119.7157    0.9583  -119.7161
    0.8581  119.9566    0.8575  119.9600    0.8579  119.9577    0.8579  119.9577    0.8573  119.9357
val(:, :, 36, 11) =     val(:, :, 37, 11) =     val(:, :, 38, 11) =     val(:, :, 39, 11) =     val(:, :, 40, 11) =

    0.8951   -1.7403    0.8951   -1.7403    0.8949   -1.7455    0.8949   -1.7461    0.8953   -1.7151
    0.9581  -119.7144    0.9580  -119.7152    0.9582  -119.7183    0.9582  -119.7187    0.9583  -119.7158
    0.8570  119.9279    0.8571  119.9274    0.8571  119.9321    0.8571  119.9320    0.8578  119.9519
val(:, :, 41, 11) =     val(:, :, 42, 11) =     val(:, :, 43, 11) =     val(:, :, 44, 11) =     val(:, :, 45, 11) =

    0.8951   -1.7197    0.8951   -1.7192    0.8951   -1.7197    0.8952   -1.7277    0.8952   -1.7277
    0.9583  -119.7158    0.9583  -119.7158    0.9583  -119.7158    0.9583  -119.7160    0.9583  -119.7160
    0.8576  119.9516    0.8576  119.9516    0.8576  119.9509    0.8575  119.9438    0.8575  119.9438
val(:, :, 46, 11) =

    0.8951   -1.7295
    0.9583  -119.7163
    0.8575  119.9445

```

Figura B. 1 Voltajes en los nodos de la partícula 11 del primer enjambre: Caso I – Falla II

```

val(:, :, 1, 15) =      val(:, :, 2, 15) =      val(:, :, 3, 15) =      val(:, :, 4, 15) =      val(:, :, 5, 15) =

    1.0000         0    0.9988   -0.0296    0.9979   -0.0495    0.9825   -0.4316    0.9825   -0.4316
    1.0000  -120.0000    0.9996  -120.0021    0.9993  -120.0034    0.9938  -120.0341    0.9899  -120.0500
    1.0000  120.0000    0.9983  119.9902    0.9971  119.9837    0.9755  119.8537    0.9755  119.8537

val(:, :, 6, 15) =      val(:, :, 7, 15) =      val(:, :, 8, 15) =      val(:, :, 9, 15) =      val(:, :, 10, 15) =

    0.9670   -0.8101    0.9526   -1.1683    0.9526   -1.1684    0.9524   -1.1706    0.9504   -1.1763
    0.9882  -120.0498    0.9829  -120.0598    0.9829  -120.0598    0.9828  -120.0586    0.9828  -120.0586
    0.9536  119.7320    0.9335  119.6137    0.9335  119.6137    0.9332  119.6148    0.9332  119.6148

val(:, :, 11, 15) =     val(:, :, 12, 15) =     val(:, :, 13, 15) =     val(:, :, 14, 15) =     val(:, :, 15, 15) =

    0.9513   -1.2770    0.9513   -1.2839    0.9455   -1.2447    0.9455   -1.2447    0.9449   -1.2498
    0.9828  -120.0586    0.9828  -120.0586    0.9799  -120.0191    0.9779  -120.0231    0.9797  -120.0161
    0.9332  119.6148    0.9332  119.6148    0.9240  119.6500    0.9240  119.6500    0.9232  119.6532

val(:, :, 16, 15) =     val(:, :, 17, 15) =     val(:, :, 18, 15) =     val(:, :, 19, 15) =     val(:, :, 20, 15) =

    0.9309   -1.3805    0.9305   -1.3835    0.9305   -1.3835    0.9052   -1.6187    0.9052   -1.6187
    0.9739  -119.9441    0.9738  -119.9419    0.9581  -119.9561    0.9634  -119.7997    0.9634  -119.7997
    0.9048  119.7278    0.9043  119.7300    0.9043  119.7300    0.8713  119.8825    0.8713  119.8825

val(:, :, 21, 15) =     val(:, :, 22, 15) =     val(:, :, 23, 15) =     val(:, :, 24, 15) =     val(:, :, 25, 15) =

    0.9019   -1.6483    0.9001   -1.6500    0.9005   -1.6603    0.8999   -1.6674    0.8983   -1.6824
    0.9620  -119.7751    0.9620  -119.7751    0.9614  -119.7655    0.9609  -119.7731    0.9607  -119.7439
    0.8669  119.9040    0.8669  119.9040    0.8652  119.9124    0.8645  119.9038    0.8622  119.9312

val(:, :, 26, 15) =     val(:, :, 27, 15) =     val(:, :, 28, 15) =     val(:, :, 29, 15) =     val(:, :, 30, 15) =

    0.8982   -1.6839    0.8974   -1.6913    0.8952   -1.7112    0.8952   -1.7111    0.8971   -1.6932
    0.9607  -119.7423    0.9604  -119.7343    0.9596  -119.7129    0.9596  -119.7129    0.9603  -119.7321
    0.8619  119.9327    0.8609  119.9394    0.8579  119.9577    0.8579  119.9578    0.8605  119.9417

val(:, :, 31, 15) =     val(:, :, 32, 15) =     val(:, :, 33, 15) =     val(:, :, 34, 15) =     val(:, :, 35, 15) =

    0.8970   -1.6929    0.8970   -1.6929    0.8970   -1.6929    0.8970   -1.6929    0.8971   -1.7260
    0.9602  -119.7321    0.9602  -119.7322    0.9602  -119.7322    0.9602  -119.7328    0.9604  -119.7356
    0.8605  119.9422    0.8605  119.9422    0.8605  119.9422    0.8605  119.9422    0.8602  119.9168

val(:, :, 36, 15) =     val(:, :, 37, 15) =     val(:, :, 38, 15) =     val(:, :, 39, 15) =     val(:, :, 40, 15) =

    0.8971   -1.7260    0.8971   -1.7260    0.8970   -1.7312    0.8969   -1.7318    0.8973   -1.7009
    0.9601  -119.7339    0.9601  -119.7347    0.9603  -119.7378    0.9603  -119.7382    0.9604  -119.7353
    0.8599  119.9091    0.8600  119.9085    0.8600  119.9132    0.8600  119.9131    0.8607  119.9328

val(:, :, 41, 15) =     val(:, :, 42, 15) =     val(:, :, 43, 15) =     val(:, :, 44, 15) =     val(:, :, 45, 15) =

    0.8972   -1.7055    0.8971   -1.7050    0.8972   -1.7055    0.8972   -1.7135    0.8972   -1.7135
    0.9604  -119.7353    0.9604  -119.7353    0.9604  -119.7353    0.9604  -119.7355    0.9604  -119.7355
    0.8605  119.9325    0.8605  119.9325    0.8605  119.9319    0.8604  119.9248    0.8604  119.9248

val(:, :, 46, 15) =

    0.8971   -1.7153
    0.9604  -119.7358
    0.8604  119.9255

```

Figura B. 2 Voltajes en los nodos de la partícula 15 del primer enjambre: Caso I – Falla II

```

val(:, :, 1, 19) =      val(:, :, 2, 19) =      val(:, :, 3, 19) =      val(:, :, 4, 19) =      val(:, :, 5, 19) =

    1.0000         0    0.9988   -0.0296    0.9979   -0.0494    0.9825   -0.4308    0.9825   -0.4308
    1.0000  -120.0000    0.9996  -120.0019    0.9993  -120.0032    0.9938  -120.0324    0.9899  -120.0479
    1.0000  120.0000    0.9983  119.9902    0.9971  119.9837    0.9754  119.8540    0.9754  119.8540
val(:, :, 6, 19) =      val(:, :, 7, 19) =      val(:, :, 8, 19) =      val(:, :, 9, 19) =      val(:, :, 10, 19) =

    0.9669   -0.8086    0.9525   -1.1662    0.9525   -1.1663    0.9523   -1.1685    0.9503   -1.1740
    0.9881  -120.0466    0.9828  -120.0553    0.9828  -120.0553    0.9828  -120.0540    0.9828  -120.0540
    0.9535  119.7325    0.9333  119.6143    0.9333  119.6144    0.9330  119.6155    0.9330  119.6155
val(:, :, 11, 19) =     val(:, :, 12, 19) =     val(:, :, 13, 19) =     val(:, :, 14, 19) =     val(:, :, 15, 19) =

    0.9512   -1.2747    0.9512   -1.2816    0.9454   -1.2420    0.9454   -1.2420    0.9448   -1.2471
    0.9828  -120.0540    0.9828  -120.0540    0.9799  -120.0139    0.9778  -120.0176    0.9796  -120.0108
    0.9330  119.6155    0.9330  119.6155    0.9237  119.6511    0.9237  119.6511    0.9230  119.6543
val(:, :, 16, 19) =     val(:, :, 17, 19) =     val(:, :, 18, 19) =     val(:, :, 19, 19) =     val(:, :, 20, 19) =

    0.9307   -1.3767    0.9303   -1.3797    0.9303   -1.3797    0.9050   -1.6129    0.9050   -1.6130
    0.9738  -119.9373    0.9737  -119.9351    0.9580  -119.9471    0.9633  -119.7902    0.9633  -119.7902
    0.9045  119.7297    0.9040  119.7320    0.9040  119.7320    0.8709  119.8861    0.8709  119.8861
val(:, :, 21, 19) =     val(:, :, 22, 19) =     val(:, :, 23, 19) =     val(:, :, 24, 19) =     val(:, :, 25, 19) =

    0.9016   -1.6423    0.8999   -1.6438    0.9003   -1.6541    0.8997   -1.6613    0.8981   -1.6761
    0.9619  -119.7652    0.9619  -119.7652    0.9613  -119.7555    0.9608  -119.7631    0.9606  -119.7336
    0.8665  119.9078    0.8665  119.9078    0.8647  119.9163    0.8641  119.9077    0.8617  119.9353

val(:, :, 26, 19) =     val(:, :, 27, 19) =     val(:, :, 28, 19) =     val(:, :, 29, 19) =     val(:, :, 30, 19) =

    0.8979   -1.6775    0.8978   -1.6760    0.8975   -1.6718    0.8975   -1.6717    0.8969   -1.6868
    0.9605  -119.7319    0.9604  -119.7309    0.9601  -119.7280    0.9601  -119.7280    0.9601  -119.7216
    0.8615  119.9368    0.8614  119.9385    0.8610  119.9429    0.8610  119.9430    0.8601  119.9459
val(:, :, 31, 19) =     val(:, :, 32, 19) =     val(:, :, 33, 19) =     val(:, :, 34, 19) =     val(:, :, 35, 19) =

    0.8955   -1.7041    0.8950   -1.7098    0.8953   -1.7059    0.8953   -1.7059    0.8951   -1.7403
    0.9597  -119.7079    0.9596  -119.7035    0.9597  -119.7064    0.9583  -119.7157    0.9583  -119.7161
    0.8581  119.9566    0.8575  119.9600    0.8579  119.9577    0.8579  119.9577    0.8573  119.9357
val(:, :, 36, 19) =     val(:, :, 37, 19) =     val(:, :, 38, 19) =     val(:, :, 39, 19) =     val(:, :, 40, 19) =

    0.8951   -1.7403    0.8951   -1.7403    0.8949   -1.7455    0.8949   -1.7461    0.8953   -1.7151
    0.9581  -119.7144    0.9580  -119.7152    0.9582  -119.7183    0.9582  -119.7187    0.9583  -119.7158
    0.8570  119.9279    0.8571  119.9274    0.8571  119.9321    0.8571  119.9320    0.8578  119.9519
val(:, :, 41, 19) =     val(:, :, 42, 19) =     val(:, :, 43, 19) =     val(:, :, 44, 19) =     val(:, :, 45, 19) =

    0.8951   -1.7197    0.8951   -1.7192    0.8951   -1.7197    0.8952   -1.7277    0.8952   -1.7277
    0.9583  -119.7158    0.9583  -119.7158    0.9583  -119.7158    0.9583  -119.7160    0.9583  -119.7160
    0.8576  119.9516    0.8576  119.9516    0.8576  119.9509    0.8575  119.9438    0.8575  119.9438
val(:, :, 46, 19) =

    0.8951   -1.7295
    0.9583  -119.7163
    0.8575  119.9445

```

Figura B. 3 Voltajes en los nodos de la partícula 19 del primer enjambre: Caso I – Falla II

```

val(:, :, 1, 23) =      val(:, :, 2, 23) =      val(:, :, 3, 23) =      val(:, :, 4, 23) =      val(:, :, 5, 23) =
    1.0000      0      0.9988 -0.0295      0.9979 -0.0493      0.9825 -0.4303      0.9825 -0.4303
    1.0000 -120.0000      0.9996 -120.0020      0.9993 -120.0033      0.9938 -120.0332      0.9899 -120.0487
    1.0000 120.0000      0.9983 119.9903      0.9971 119.9838      0.9755 119.8547      0.9755 119.8547
val(:, :, 6, 23) =      val(:, :, 7, 23) =      val(:, :, 8, 23) =      val(:, :, 9, 23) =      val(:, :, 10, 23) =
    0.9669 -0.8077      0.9526 -1.1649      0.9526 -1.1649      0.9524 -1.1671      0.9504 -1.1728
    0.9881 -120.0481      0.9829 -120.0575      0.9829 -120.0575      0.9828 -120.0562      0.9828 -120.0562
    0.9537 119.7340      0.9336 119.6166      0.9335 119.6166      0.9333 119.6177      0.9333 119.6177
val(:, :, 11, 23) =      val(:, :, 12, 23) =      val(:, :, 13, 23) =      val(:, :, 14, 23) =      val(:, :, 15, 23) =
    0.9513 -1.2735      0.9513 -1.2804      0.9455 -1.2407      0.9455 -1.2407      0.9449 -1.2458
    0.9828 -120.0562      0.9828 -120.0562      0.9799 -120.0164      0.9778 -120.0201      0.9796 -120.0133
    0.9333 119.6177      0.9333 119.6177      0.9240 119.6533      0.9240 119.6533      0.9233 119.6565
val(:, :, 16, 23) =      val(:, :, 17, 23) =      val(:, :, 18, 23) =      val(:, :, 19, 23) =      val(:, :, 20, 23) =
    0.9308 -1.3755      0.9305 -1.3785      0.9305 -1.3785      0.9052 -1.6118      0.9052 -1.6119
    0.9739 -119.9406      0.9737 -119.9384      0.9580 -119.9506      0.9634 -119.7947      0.9634 -119.7947
    0.9049 119.7319      0.9044 119.7341      0.9044 119.7341      0.8714 119.8881      0.8714 119.8882
val(:, :, 21, 23) =      val(:, :, 22, 23) =      val(:, :, 23, 23) =      val(:, :, 24, 23) =      val(:, :, 25, 23) =
    0.9019 -1.6412      0.9001 -1.6428      0.9005 -1.6530      0.8999 -1.6602      0.8983 -1.6750
    0.9619 -119.7699      0.9619 -119.7699      0.9614 -119.7602      0.9609 -119.7678      0.9606 -119.7385
    0.8670 119.9098      0.8670 119.9098      0.8653 119.9183      0.8646 119.9097      0.8623 119.9373

val(:, :, 26, 23) =      val(:, :, 27, 23) =      val(:, :, 28, 23) =      val(:, :, 29, 23) =      val(:, :, 30, 23) =
    0.8981 -1.6765      0.8973 -1.6838      0.8970 -1.6796      0.8970 -1.6795      0.8971 -1.6857
    0.9606 -119.7368      0.9603 -119.7288      0.9600 -119.7260      0.9600 -119.7259      0.9602 -119.7266
    0.8620 119.9388      0.8610 119.9456      0.8606 119.9500      0.8606 119.9501      0.8606 119.9479
val(:, :, 31, 23) =      val(:, :, 32, 23) =      val(:, :, 33, 23) =      val(:, :, 34, 23) =      val(:, :, 35, 23) =
    0.8970 -1.6854      0.8970 -1.6854      0.8970 -1.6854      0.8970 -1.6854      0.8979 -1.7081
    0.9602 -119.7266      0.9601 -119.7267      0.9602 -119.7266      0.9602 -119.7273      0.9606 -119.7378
    0.8606 119.9483      0.8606 119.9484      0.8606 119.9484      0.8606 119.9484      0.8615 119.9183
val(:, :, 36, 23) =      val(:, :, 37, 23) =      val(:, :, 38, 23) =      val(:, :, 39, 23) =      val(:, :, 40, 23) =
    0.8979 -1.7081      0.8979 -1.7081      0.8978 -1.7133      0.8977 -1.7139      0.8981 -1.6830
    0.9604 -119.7361      0.9603 -119.7369      0.9605 -119.7400      0.9605 -119.7404      0.9606 -119.7375
    0.8612 119.9106      0.8612 119.9101      0.8613 119.9147      0.8612 119.9147      0.8619 119.9343
val(:, :, 41, 23) =      val(:, :, 42, 23) =      val(:, :, 43, 23) =      val(:, :, 44, 23) =      val(:, :, 45, 23) =
    0.8980 -1.6876      0.8979 -1.6871      0.8980 -1.6876      0.8980 -1.6956      0.8980 -1.6956
    0.9606 -119.7375      0.9606 -119.7375      0.9606 -119.7375      0.9606 -119.7376      0.9606 -119.7376
    0.8617 119.9340      0.8617 119.9340      0.8617 119.9333      0.8617 119.9263      0.8617 119.9263
val(:, :, 46, 23) =
    0.8979 -1.6973
    0.9606 -119.7380
    0.8616 119.9270

```

Figura B. 4 Voltajes en los nodos de la partícula 23 del primer enjambre: Caso I – Falla II

```

val(:, :, 1) = val(:, :, 2) = val(:, :, 3) = val(:, :, 4) = val(:, :, 5) =

25  37  25  37  25  37  25  37  26  37
25  37  25  37  25  37  25  37  26  37
25  37  25  37  25  37  25  37  25  37
6   41  11  40  25  37  25  37  26  37
25  41  25  37  25  37  26  37  26  37
25  37  25  37  25  37  25  37  25  37
25  38  25  37  25  41  25  37  25  37
25  37  25  37  25  37  25  37  26  37
16  42  25  37  25  37  26  37  26  37
25  40  25  42  22  42  24  40  26  37
25  37  25  37  25  37  25  37  26  37
25  40  25  40  25  37  26  37  26  37
23  37  25  37  25  37  25  37  26  37
2   39  10  37  25  37  26  37  26  37
25  37  25  37  25  37  25  37  26  37
25  37  25  37  25  37  25  37  26  37
25  37  25  37  25  37  26  37  26  37
25  37  25  37  25  37  25  37  25  37
25  40  25  39  25  39  25  38  25  38
24  42  24  39  25  38  25  37  26  37
25  37  25  37  25  37  26  37  26  37
22  39  24  39  20  38  26  37  24  39
25  38  25  37  25  37  25  37  25  37
14  37  18  37  23  37  26  37  26  37
25  37  25  37  25  37  26  37  26  37
18  41  19  41  20  39  26  37  26  37
25  37  25  37  25  37  25  37  25  37
25  40  25  42  25  37  25  37  26  37
25  37  25  39  25  38  25  38  25  37
25  37  25  37  25  37  25  37  26  37

```

Figura B. 5 Partículas en cada una de las iteraciones: 1-5: Caso I – Falla II


```

val(:, :, 6) = val(:, :, 7) = val(:, :, 8) = val(:, :, 9) = val(:, :, 10) =

1.0e+03 *      1.0e+03 *      97.3125      97.3125      97.3125
      97.3125      97.3125      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      201.2551      258.4317      217.7596
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
1.5045      1.7606      97.3125      97.3125      97.3125
0.1091      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.1471      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      225.1369      109.1043      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.2599      0.2481      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.0973      0.0973      97.3125      97.3125      97.3125
0.1091      0.1091
0.0973      0.0973

```

Figura B. 10 Pérdidas de potencia de las 30 partículas en cada una de las iteraciones: 6-10: Caso I – Falla II

ANEXO C

| val(:, :, 1) = | | val(:, :, 2) = | | val(:, :, 3) = | | val(:, :, 4) = | | val(:, :, 5) = | |
|----------------|----|----------------|---|----------------|---|----------------|---|----------------|---|
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 2 | 6 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 2 | 7 | 2 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 2 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 2 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 8 | 3 | 8 | 3 | 7 | 3 | 8 | 3 | 8 |
| 3 | 6 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 8 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 10 | 3 | 8 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 1 | 7 | 2 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 2 | 10 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |
| 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 | 3 | 7 |

Figura C. 1 Partículas en cada una de las iteraciones: 1-5: Caso II


```

val(:, :, 1) = val(:, :, 2) = val(:, :, 3) = val(:, :, 4) = val(:, :, 5) =

    1.0e+06 *    1.0e+06 *    1.0e+04 *    1.0e+04 *    1.0e+04 *

    0.0506      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0545      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0764      0.0764      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0764      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0764      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.1827      0.0764      7.6440      4.0027      4.0027
    0.0764      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0506      0.0506      5.0645      5.0645      5.0645
    0.0559      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0559      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0506      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    1.0920      0.0506      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.1245      0.0764      4.0027      4.0027      4.0027
    1.1255      1.0920      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0400      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027
    0.0545      0.0400      4.0027      4.0027      4.0027

```

Figura C. 5 Pérdidas de potencia de las 30 partículas en cada una de las iteraciones: 1-5:
Caso II

