

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN USANDO MÉTODOS COMPUTACIONALES
– CASO ESTUDIO: CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE
SANTANDER.**



autor
JENNIFER PÉREZ CONTRERAS

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRÓNICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURA
PAMPLONA, NORTE DE SANTANDER
2021**

UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO MÉTODOS COMPUTACIONALES – CASO ESTUDIO: CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER.

autor

JENNIFER PÉREZ CONTRERAS

Director

LUIS ENRIQUE MENDOZA

Ing. Electrónico



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRÓNICA

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES

**FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURA
PAMPLONA, NORTE DE SANTANDER**

2021

Tabla de contenido

I. INTRODUCCIÓN	6
II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
III. JUSTIFICACIÓN	8
IV. OBJETIVOS	9
Objetivo General.....	9
Objetivos Específicos	9
CAPITULO 1.	
1. MARCO TEÓRICO	10
1.1. Reconectores	11
1.1.1. Secuencia de operación de un reconector	12
1.1.1.1. Tiempo de reconexión	12
1.1.1.2. Tiempo de reposición	12
1.1.1.3. Corriente mínima de operación	12
1.1.1.4. Número total de operaciones o aperturas	12
1.1.2. Aplicaciones	12
1.1.3. Ubicación lógica	13
1.1.4. Implementación del reconector en los sistemas de distribución eléctrica ..	13
1.2. Sistema de distribución	14
1.2.1. Funciones de los elementos de distribución	14
1.2.2. Estructura de los sistemas de distribución	14
1.2.3. Elementos de protección de los elementos de distribución	14
1.2.3.1. Interruptor de potencia-relé	15
1.2.3.2. Seccionadores automáticos	15
1.2.3.3. Fusibles	15
1.2.3.4. Reconectores	15
1.2.4. Esquemas constructivos en redes de distribución	15
1.2.4.1. Esquema radial	15
1.2.4.2. Esquema anillo	16
1.2.4.3. Esquema mallado	17
1.3. Confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución	17
1.3.1. Confiabilidad	17
1.3.2. Seguridad	17
1.3.3. Disponibilidad	18
1.3.4. Suficiencia	18
1.3.5. Fallas	18
1.3.6. Defecto	18
1.3.7. Indisponibilidad	18
1.3.8. Operación	18
1.4. Funciones de confiabilidad	18

1.5. Confiabilidad de sistemas compuestos	20
1.5.1. Confiabilidad de sistemas en serie	20
1.5.2. Confiabilidad de sistemas en paralelo	20
1.6. Confiabilidad en sistemas de distribución	21
1.6.1. Confiabilidad en sistemas radiales	21
1.6.2. Índices de confiabilidad	22
1.6.2.1. Tasa de falla	22
1.6.2.2. Tasa de reparación	22
1.6.2.3. Indisponibilidad anual	22
1.6.3. Índice de confiabilidad del sistema	22
1.6.3.1. Tasa orientados al consumidor	23
1.6.3.1.1. System Average Interruption Frecuency Index - SAIFI	23
1.6.3.1.2. System Average Interruption Duration Index - SAIDI	23
1.7. Métodos para la evaluación de confiabilidad	23
1.7.1. Método de monte carlo	24
1.7.2. Método de Markov	24
1.7.3. Método de frecuencia y duración	24
1.7.4. Método de cortes mínimos	25
1.7.5. Método de modo falla y análisis de efecto	25
2. Caracterización para la metodología de evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica	26
2.1. Tasa de falla	26
2.1.1. Tasa de falla para tramos del circuito primario de distribución	26
2.2. Tiempo de interrupción	26
2.3. Estados operativos	27
2.4. Determinación de estados	27
2.4.1. Pasos para la construcción de la matriz de estados	27
2.4.2. Evaluación de estados	28
2.5. Evaluación de la confiabilidad en un sistema eléctrico de distribución	29
2.5.1. Representación topológica	30
2.5.2. Numeración de tramos	30
2.5.3. Caracterización de los componentes	30
2.5.4. Construcción de la matriz de estados	30
2.5.5. Construcción de la matriz de tasa de fallas λ	30
2.5.6. Construcción de la matriz de tiempos de reparación	30
2.5.7. Construcción de la matriz de indisponibilidades anuales	30
2.5.8. Cálculos de parámetros e índices de confiabilidad	30
3. Herramientas de inteligencia artificial para la ubicación óptima de reconectores	31
3.1. Algoritmos genéticos	31
3.1.1. Ventajas de los AG	31
3.1.2. Limitaciones	31
3.2. Algoritmo genético Chu & Beasley	31
3.2.1. Procesos evolutivos	31
3.2.1.1. Selección	31
3.2.1.2. Recombinación	32
3.2.1.3. Mutación	32
3.3. Algoritmo K-medoids	32
3.4. Algoritmos K-means	32

3.5. Algoritmo colonia de hormigas	33
3.6. Redes neuronales artificiales	33

CAPITULO 2.

4. Metodología.....	35
4.1. Selección del método matemático para la optimización.....	36
4.2. Descripción del circuito.....	36
4.2.1. Determinación de la confiabilidad del alimentador Ocala_Playa	41
4.2.2. Ubicación de puntos críticos e implementación de reconectores.....	43
4.3. Desarrollo del algoritmo de optimización.....	45
Conclusiones	53

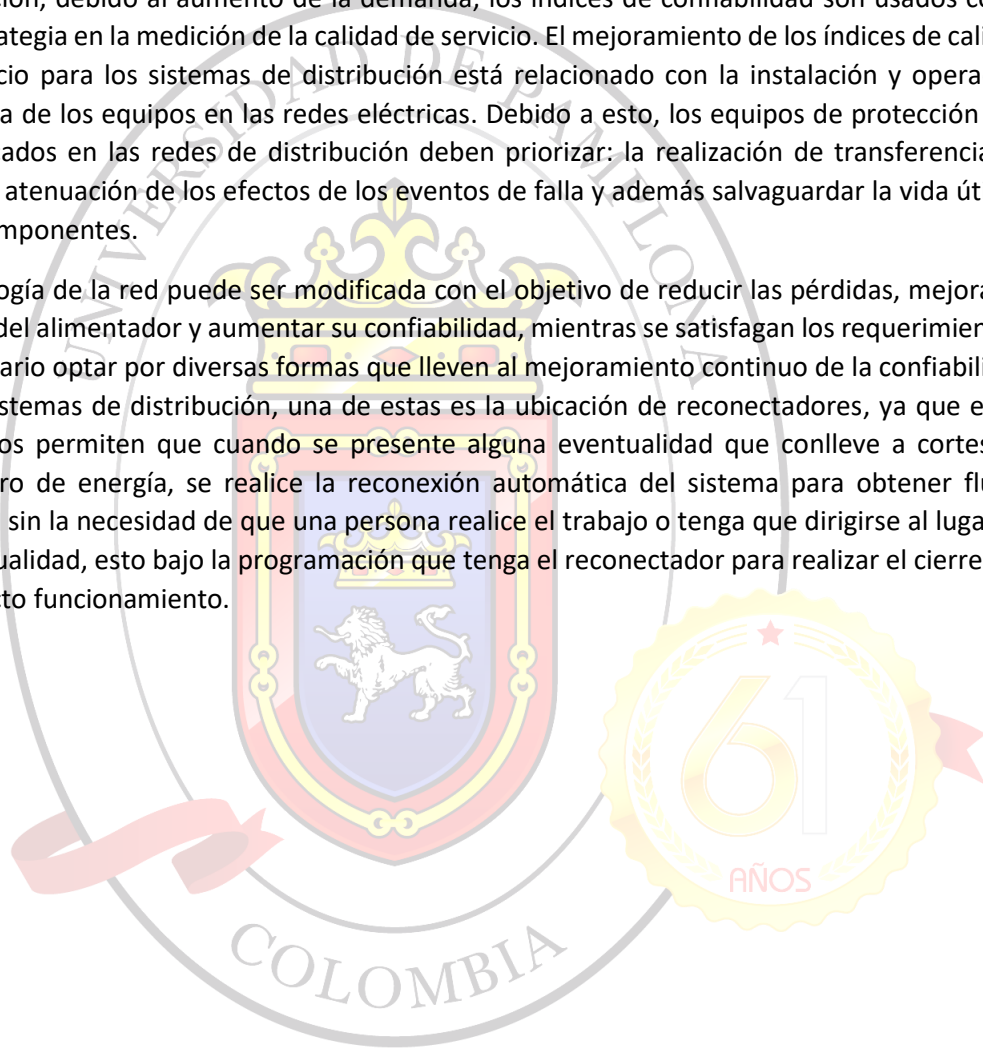


I. INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución eléctrica están configuradas, en su mayoría, de forma radial para una fácil operación y coordinación de las protecciones. En los aspectos a tener en cuenta en una red de distribución de energía eléctrica, está la reducción de pérdidas, ya que resulta ser importante para mejorar la eficiencia en la prestación del servicio. Estas redes conforman uno de los componentes fundamentales de los sistemas eléctricos, asumiendo la responsabilidad de mantener los niveles adecuados de confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico para los consumidores.

Actualmente la calidad de servicio eléctrico es un aspecto importante para los sistemas de distribución, debido al aumento de la demanda; los índices de confiabilidad son usados como una estrategia en la medición de la calidad de servicio. El mejoramiento de los índices de calidad de servicio para los sistemas de distribución está relacionado con la instalación y operación adecuada de los equipos en las redes eléctricas. Debido a esto, los equipos de protección que son ubicados en las redes de distribución deben priorizar: la realización de transferencia de carga, la atenuación de los efectos de los eventos de falla y además salvaguardar la vida útil de otros componentes.

La topología de la red puede ser modificada con el objetivo de reducir las pérdidas, mejorar la tensión del alimentador y aumentar su confiabilidad, mientras se satisfagan los requerimientos. Es necesario optar por diversas formas que lleven al mejoramiento continuo de la confiabilidad en los sistemas de distribución, una de estas es la ubicación de reconectores, ya que estos elementos permiten que cuando se presente alguna eventualidad que conlleve a cortes de suministro de energía, se realice la reconexión automática del sistema para obtener fluido eléctrico sin la necesidad de que una persona realice el trabajo o tenga que dirigirse al lugar de la eventualidad, esto bajo la programación que tenga el reconector para realizar el cierre con el correcto funcionamiento.



II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Por diferentes motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas o salidas de servicio, lo que puede significar en algunos casos como la desconexión de uno o varios consumidores.

Los reconectores son una parte esencial en los sistemas eléctricos de distribución ya que permiten una protección al sistema y por ello se puede plantear la siguiente pregunta problema:

¿Es posible implementar métodos de optimización para la localización de reconectores en la red de distribución?



III. JUSTIFICACIÓN

La calidad de la energía es un tema de gran interés tanto para operadores de red como para usuarios finales. En relación con la continuidad del servicio existen dos indicadores que reflejan el número de interrupciones y la duración de estas en el servicio eléctrico, estos son los indicadores SAIDI y SAIFI, las metas establecidas por la CREG para los operadores de red su ubican en un valor de 2 horas/año y 9 veces/año.

Algunas de las causas que provocan fallas son factores como las condiciones ambientales, aves, arboles, rayos, entre otros, los cuales afectan el comportamiento de la red eléctrica, además la duración de la interrupción se ve afectada por el tiempo de localización de la falla.

La ubicación óptima de reconectores permite actuar de forma oportuna frente a las diferentes contingencias que se puedan presentar.



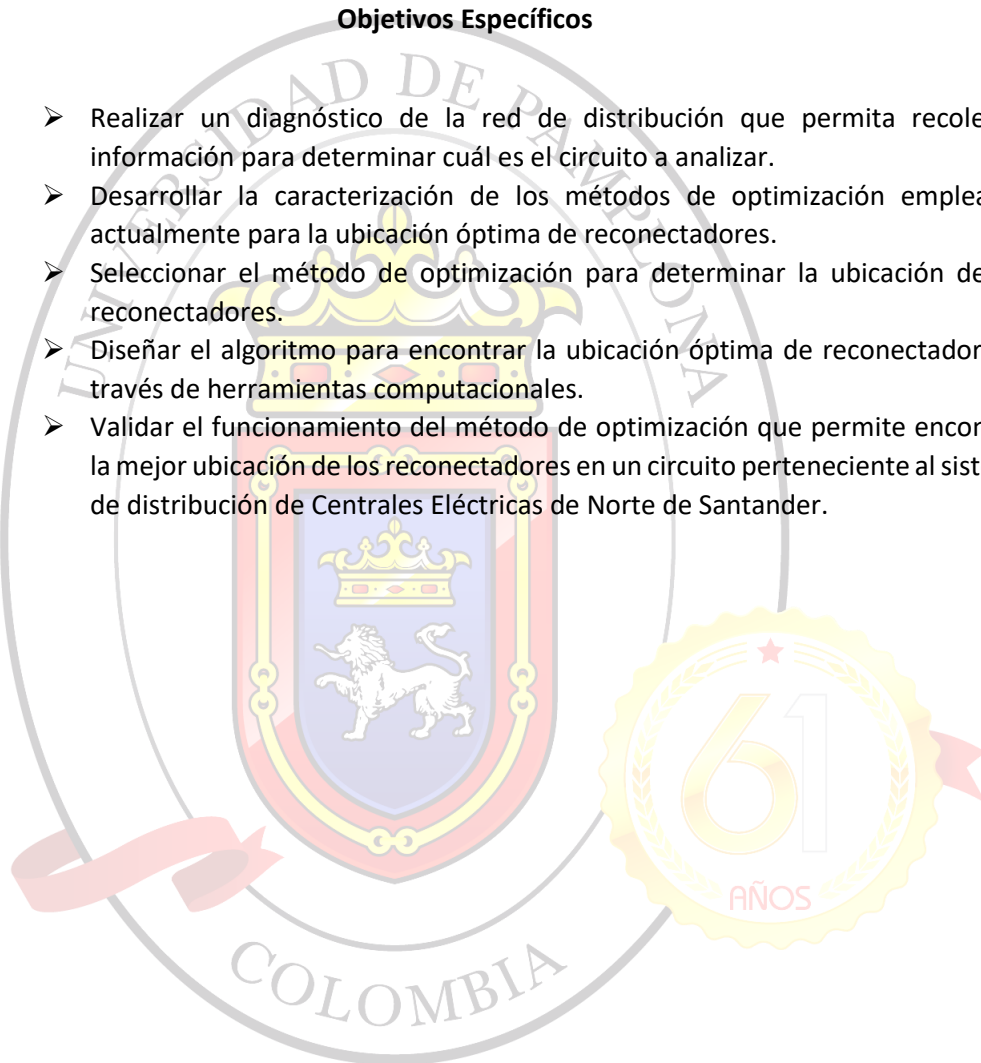
IV. OBJETIVOS


Objetivo General

- Determinar la ubicación óptima de reconectores en un sistema eléctrico para mejorar los niveles de disponibilidad de servicio en los circuitos alimentadores a través de herramientas computacionales, caso estudio: Centrales Eléctricas de Norte de Santander.

Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico de la red de distribución que permita recolectar información para determinar cuál es el circuito a analizar.
- Desarrollar la caracterización de los métodos de optimización empleados actualmente para la ubicación óptima de reconectores.
- Seleccionar el método de optimización para determinar la ubicación de los reconectores.
- Diseñar el algoritmo para encontrar la ubicación óptima de reconectores a través de herramientas computacionales.
- Validar el funcionamiento del método de optimización que permite encontrar la mejor ubicación de los reconectores en un circuito perteneciente al sistema de distribución de Centrales Eléctricas de Norte de Santander.



The background features a large, faint watermark of the University of Pamplona logo. It consists of a circular emblem with the text "UNIVERSIDAD DE PAMPLONA" at the top and "COLOMBIA" at the bottom. In the center is a shield with a red border, a blue field containing a white rampant lion, and a gold crown above it. A red ribbon is draped across the bottom of the shield. To the right of the shield is a gold circular seal with a scalloped edge, containing the number "61" in a large font, a small red star above it, and the word "AÑOS" below it.

CAPITULO 1.

MARCO TEÓRICO

A continuación, se describen los aspectos teóricos más importantes que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del proyecto. Dentro de los aspectos más relevantes están: reconectores, sistemas de distribución, confiabilidad, inteligencia artificial.

1.1. Reconectores

Los reconectores son dispositivos de interrupción de carga eléctrica con reconexión automática que proveen protección en sistemas de distribución, es capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para Re energizar la línea. Están dotados de un control que les permite realizar múltiples reconexiones sucesivas. De esta manera, si la falla es permanente el reconector abre de manera definitiva después de cierto número de operaciones programadas. De modo que aísla la sección que se encuentra en falla de la parte principal del sistema. [1]

El mecanismo del reconector realiza operaciones de apertura y cierre de los contactos del interruptor en respuesta a las señales recibidas. La apertura de los contactos inicia cuando se envía una señal eléctrica al solenoide de disparo, el cuál desplaza la traba basculante para soltar los resortes de disparo cargados (**Figura 1.1**).

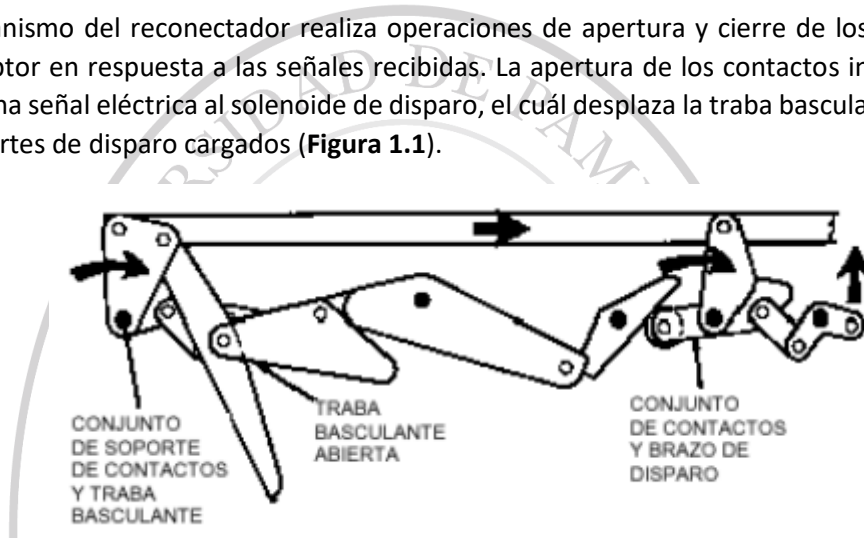


Figura 1.1. Contactos completamente abiertos. Fuente: [1]

El cierre de los contactos inicia cuando se envía una señal eléctrica a un solenoide giratorio, el cuál cierra el contactor de la bobina de cierre por medios mecánicos para energizar la bobina de cierre de alto voltaje. Cuando los contactos se cierran (**Figura 1.2**), los resortes de disparo están completamente extendidos y el mecanismo está en la posición de reposo "cerrado".

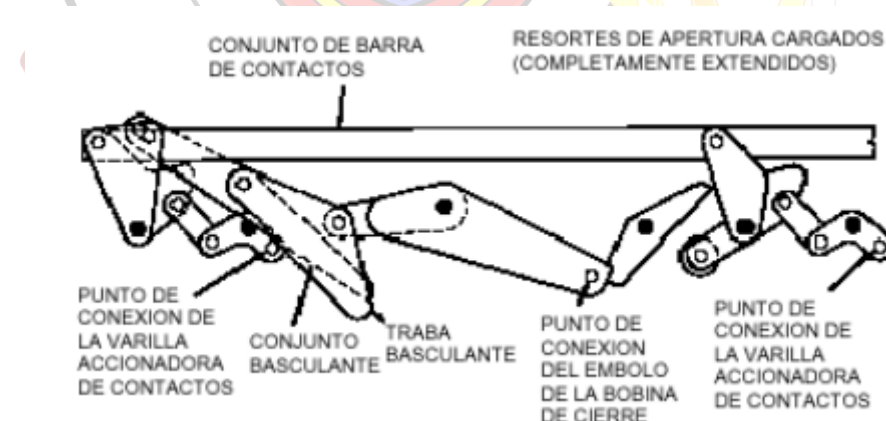


Figura 1.2. Contactos cerrados

La función principal de un reconector es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera un tiempo para que cambie sola a través de sucesivas

reconexiones; o si la falla es de carácter permanente, que sea despejada por el elemento de protección instalado aguas abajo del reconectador.

1.1.1. Secuencia de Operación de un Reconectador

Según la **Figura 1.3**, en condiciones normales, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si sucede una falla aguas debajo de la instalación del reconectador y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida en un tiempo de aclaramiento. Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, terminado este reconecta la línea fallada. [2]

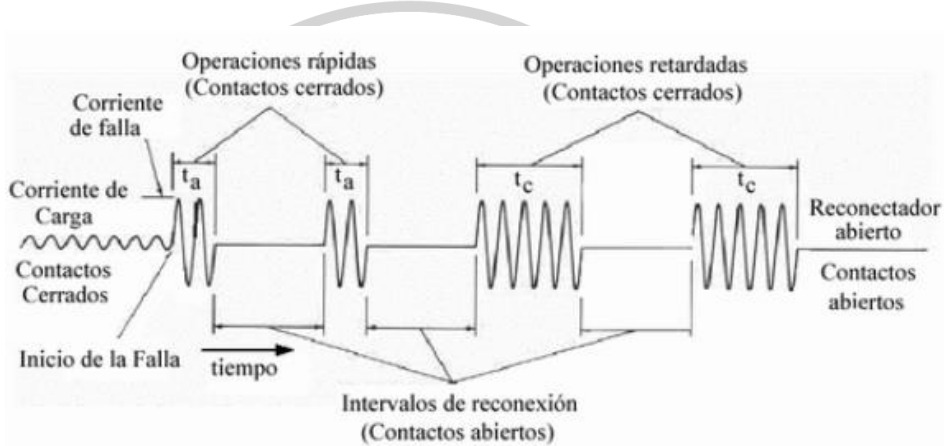


Figura 1.3. Secuencia de operación de un reconectador

1.1.1.1. Tiempo de Reconexión

Son los intervalos de tiempo en el que los contactos del reconectador se mantienen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o reconexión.

1.1.1.2. Tiempo de Reposición

Es el tiempo después del cual el reconector restablece su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido en cierta medida, debido a que la falla era de carácter temporal o fue despejada por otro elemento de protección.

1.1.1.3. Corriente Mínima de Operación

Es el mínimo valor de corriente para el cual el reconectador empieza a efectuar la secuencia de operación programada.

1.1.1.4. Número Total de Operaciones o Aperturas

Los reconectadores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Depende del estudio de coordinación con otros elementos de protección.

1.1.2. Aplicaciones

Para la aplicación correcta de los reconectadores se deben considerar los siguientes factores:

- La tensión nominal del sistema debe ser igual o menor a la tensión de diseño del reconectador.
- La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde se ubicará, debe ser menor o igual a la corriente nominal del reconectador.
- Debe tener una capacidad de ruptura mayor o igual, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación.
- La corriente mínima de operación debe escogerse de modo que detecte todas las fallas que ocurran dentro de la zona que se ha encomendado proteger.
- Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

1.1.3. Ubicación lógica

Los reconectadores pueden ser usados en cualquier punto de un sistema de distribución donde el rango del reconectador es adecuado para los requerimientos del sistema (**Figura 1.4**). [3]

- En subestaciones, como el dispositivo de protección del alimentador primario que permite aislar el alimentador en caso de falla permanente.
- En líneas de distribución a una distancia de la subestación, para seccionar alimentadores y de este modo prevenir salidas del alimentador cuando una falla permanente sucede cerca del final del alimentador.
- En ramales importantes para proteger el alimentador principal de interrupciones y salidas debido a fallas en el ramal.
- En pequeños ramales monofásicos.

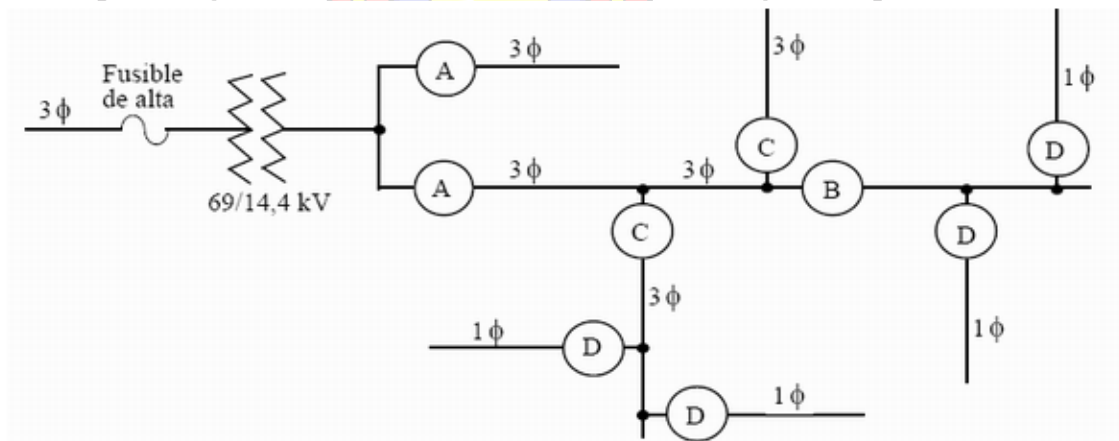


Figura 1.4. Diagrama unilínea de un sistema de distribución. Fuente: [3]

1.1.4. Implementación del reconectador en los sistemas de distribución eléctrica

Los reconectadores pueden ser utilizados en aplicaciones para montaje en postes o subestaciones, tiene como finalidad proteger de cualquier falla al sistema; el reconectador es un equipo de cierre y apertura automático que, junto con las funciones de control y protección de los relés numéricos, hace de él un equipo de maniobra o protección eficiente. Además, puede usarse como seccionadores puestos en los postes para los sistemas aéreos de distribución.

Con los equipos necesarios de comunicaciones como los RTU, trae como beneficio la operación del reconector a distancia, sin necesidad de desplazarse al lugar donde se encuentra ubicado dicho equipo; y de esta forma se pueda comprobar las condiciones nominales del sistema, o chequear los eventos de las fallas que han ocurrido en un determinado tiempo, esto se obtiene a través de una memoria que tiene incorporado el reconector. [4]

1.2. Sistema de Distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. La distribución de energía eléctrica abarca las líneas primarias, los transformadores de distribución, líneas secundarias, acometidas y medidores. Entonces, un sistema de distribución forma parte de un sistema eléctrico, este incluye la generación, transmisión y distribución. [5]

El sistema de distribución incluye lo siguiente:

- Subestación principal de potencia
- Sistema de subtransmisión
- Subestación de distribución
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Secundarios y servicios

1.2.1. Funciones de los elementos de distribución

- Subestación principal: Recibe la potencia del sistema de transmisión y la transforma al voltaje de subtransmisión.
- Sistema de subtransmisión: Son las líneas que salen de la subestación principal para alimentar a las SE de distribución.
- Subestación de distribución: Es la encargada de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión y transformarla al voltaje de los alimentadores primarios.
- Alimentador primario: Son los circuitos que salen de las subestaciones de distribución y llevan el flujo de potencia hasta los transformadores de distribución.
- Transformador de distribución: Reduce el voltaje del alimentador primario al voltaje de utilización del usuario.
- Secundarios y servicios: Distribuyen la energía del secundario del transformador de distribución a los usuarios o servicios.

1.2.2. Estructura de los sistemas de distribución

Existen dos tipos fundamentales de sistemas de distribución: radiales y mallados. El primero es aquel que presenta un solo camino simultáneo al paso de la potencia hacia la carga. Un sistema mallado, de lo contrario, tiene más de un camino simultáneo para el flujo de potencia. [6]

1.2.3. Elementos de protección de los sistemas de distribución

En los sistemas de distribución se presentan múltiples perturbaciones, dichas perturbaciones pueden ser temporales o permanentes, ellas ocasionan la discontinuidad del flujo eléctrico; por

tal razón se requiere la instalación de elementos de protección. Su función principal es proteger a los equipos pertenecientes al sistema eléctrico con la finalidad de minimizar las afectaciones a los consumidores. [7]

1.2.3.1. Interruptor de potencia-relé

La detección de la falla en el circuito primario se realiza mediante el relé y para se necesita del interruptor de potencia, de esta manera el conjunto interruptor-relé representa uno de los dispositivos más usados en la salida de las subestaciones de distribución. Los interruptores de potencia son dispositivos de apertura o cierre mecánico, se caracteriza porque su operación es bajo carga y la interrupción de corrientes de falla.

1.2.3.2. Seccionalizadores automáticos

Utilizan un mecanismo que no está calificado para interrumpir la corriente de falla, la operación del seccionalizador ocurre cuando el circuito está desenergizado debido a acciones previas de interruptores o reconectores. Permite aislar las fallas a través del seccionamiento de las zonas que están bajo su efecto, de tal forma que el número de usuarios afectados sea mínimo.

1.2.3.3. Fusibles

Es el mecanismo más sencillo para la interrupción de corrientes producidas por diferentes eventos de sobrecargas y cortocircuitos del sistema. Protege las zonas que se encuentran aguas abajo del tramo en el cual se lo coloque.

1.2.3.4. Reconectores

Dispositivos autocontrolados capaces de detectar sobrecorrientes e interrumpirlas, luego de lo cual se procede a la reconexión automática de los circuitos de distribución para el restablecimiento de la energía.

1.2.4. Esquemas constructivos en redes de distribución

La topología de una red de distribución es referida al esquema de la distribución, esto es la forma en que se distribuye la energía por medio de la disposición de los segmentos de los circuitos de distribución. [8]

1.2.4.1. Esquema radial

Se describe en la **figura 1.5** el esquema radial, que presenta una trayectoria entre la fuente (subestación eléctrica) y la carga (consumidor final) presentan las siguientes características:

- Presencia de una trayectoria para el flujo de potencia.
- El costo de construcción es bajo.
- Sus elementos están en serie debido a que la confiabilidad del servicio es baja.

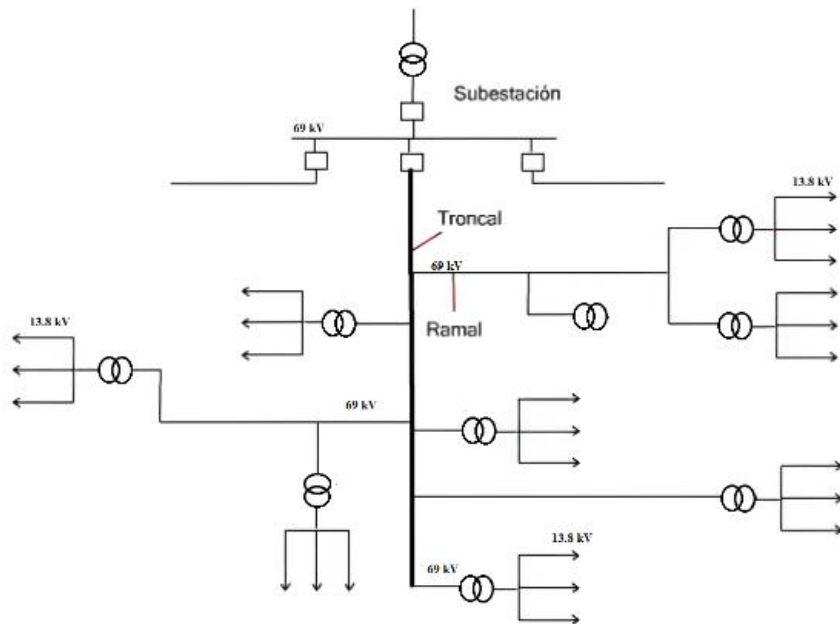


Figura 1.5. Esquema Radial. Fuente: [8]

1.2.4.2. Esquema anillo

Presenta dos trayectorias entre la fuente y la carga, por lo que presenta las siguientes características: **(figura 1.6)**

- Posee un disyuntor normalmente abierto para transferencia y una topología compleja.
- La obra eléctrica presenta un alto costo.
- Hace que los circuitos rodeen el área de servicio por lo que es empleado en zonas de alta densidad de carga.
- Tiene un servicio continuo y una confiabilidad de servicio alta.

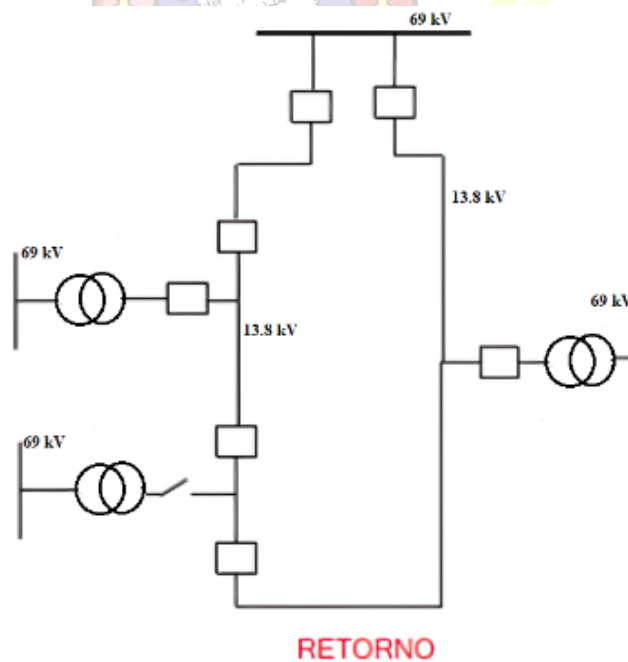


Figura 1.6. Esquema en anillo. Fuente: [8]

1.2.4.3. Esquema mallado

Es el sistema que presenta las salidas de línea respaldadas por ramas o circuitos primarios adyacentes, con las siguientes características: (**figura 1.7**)

- Cuentan con redes equilibradas en topologías y carga; incorporando varias subestaciones de distribución para alimentar las redes primarias.
- Presenta un costo elevado de construcción.
- Es usado en zonas urbanas.
- Posee una confiabilidad de servicio alta.

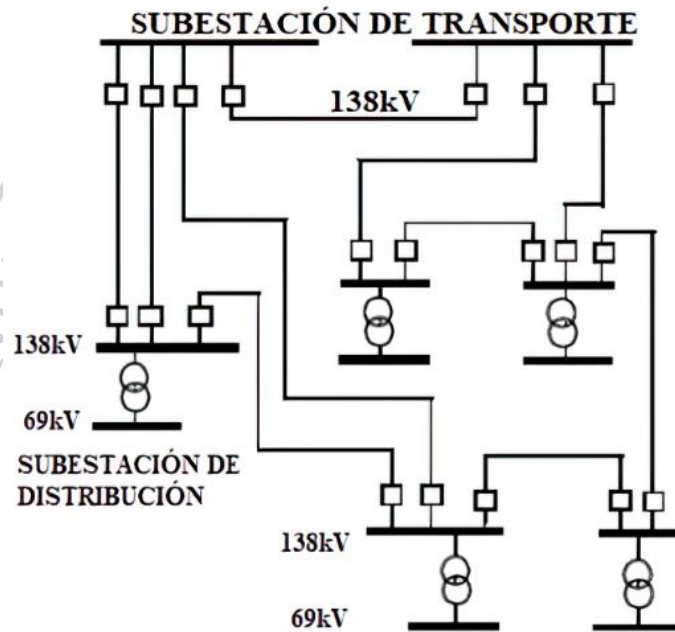


Figura 1.7. Esquema mallado. Fuente: [8]

1.3. Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Distribución

Es indispensable conocer ciertas definiciones básicas sobre confiabilidad de los sistemas eléctricos. La confiabilidad en los sistemas eléctricos puede positiva o negativamente la productividad y seguridad de los procesos. Por tal razón, la disponibilidad del fluido eléctrico se ha vuelto un tema importante para las compañías.

La confiabilidad de un sistema está unido a la capacidad de mantener la continuidad del servicio en caso de que falle algún elemento, además depende directamente de la fiabilidad de los equipos instalados y del tiempo de reparación en caso de fallas. Un sistema confiable debe garantizar la seguridad de las personas y de los procesos ante cualquier eventualidad. [9]

1.3.1. Confiabilidad

Se puede definir como la probabilidad de que un elemento de protección realice su operación correctamente durante el periodo de tiempo establecido. En este caso, el cumplimiento de las funciones de confiabilidad del elemento está en función de su correcto funcionamiento.

1.3.2. Seguridad

Se conoce como la habilidad que posee el sistema de distribución para reaccionar de forma correcta ante una perturbación que está ligada con su respuesta dinámica. Además, consiste en

tener la mitigación de eventos que puedan encontrar riesgos para el personal y los equipos que están en él.

1.3.3. Disponibilidad

Es la capacidad de disponer con la infraestructura adecuada en el sistema de distribución con la finalidad de satisfacer la demanda.

1.3.4. Suficiencia

Es la habilidad que tiene el sistema de distribución para abastecer requerimientos de suministro eléctrico continuo, considerando fallas.

1.3.5. Fallas

Es la imposibilidad de que algún equipo o red pueda desempeñar una función correcta.

1.3.6. Defecto

Desperfecto que presenta algún equipo.

1.3.7. Indisponibilidad

Es la relación de tiempo en que un equipo o sistema no puede mantener el sistema en condiciones óptimas.

1.3.8. Operación

Conjunto de procedimientos y técnicas aplicados al uso del correcto funcionamiento del equipo.

1.4. Funciones de confiabilidad

Se puede plantear la confiabilidad como una función caracterizada en la probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo. A medida que transcurre el tiempo, la probabilidad de que este opere de forma adecuada se reduce ya que el componente se encuentra expuesto a factores externos con lo que la vida útil y el funcionamiento correcto disminuye, se presenta en la **figura 1.8** un ejemplo de función de confiabilidad. [10]

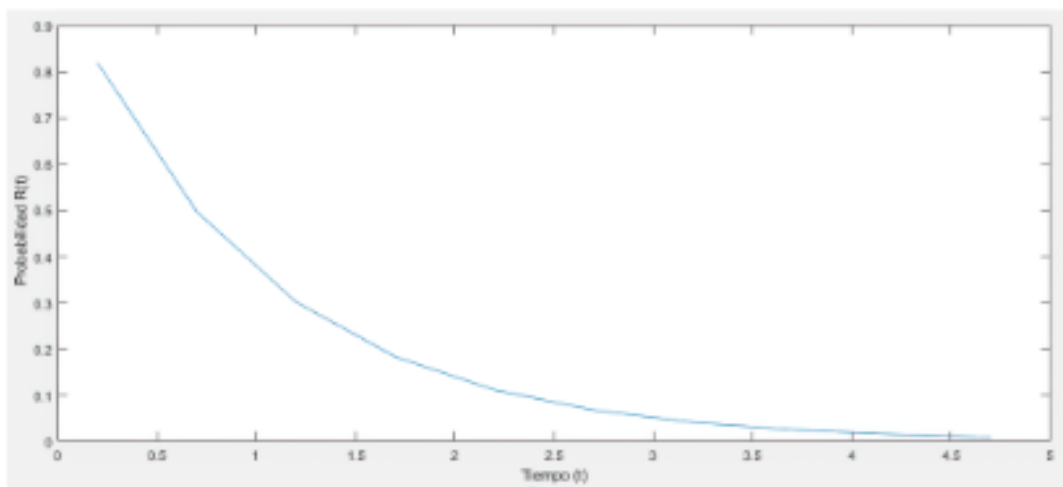


Figura 1.8. Función de probabilidad. Fuente: [10]

Se puede decir que la función de confiabilidad corresponde a la posibilidad de no tener eventos de corte en cierto periodo de tiempo. Además, la función de confiabilidad que describe la

probabilidad de tener cero eventos de falla en un tiempo determinado, hace uso de la distribución de Poisson, la cual indica que, “la distribución es aplicada en la cuantificación de eventos de falla suscitados dentro del sistema en un periodo dado” y se observa en la **ecuación 1.1.** [11]

$$R_{(t)} = P_{\alpha=0} = e^{-\lambda t} \quad (1.1)$$

Con:

$$\lambda = \frac{\text{número de fallas observadas en el periodo}}{\text{tiempo de estudio o periodo de los registros}} \quad (1.2)$$

Donde:

α : Número de eventos de falla.

λ : Tasa de ocurrencia de eventos de falla.

p : Probabilidad de ocurrencia de y eventos de falla.

$R_{(t)}$: Probabilidad de sobrevivir en el tiempo t .

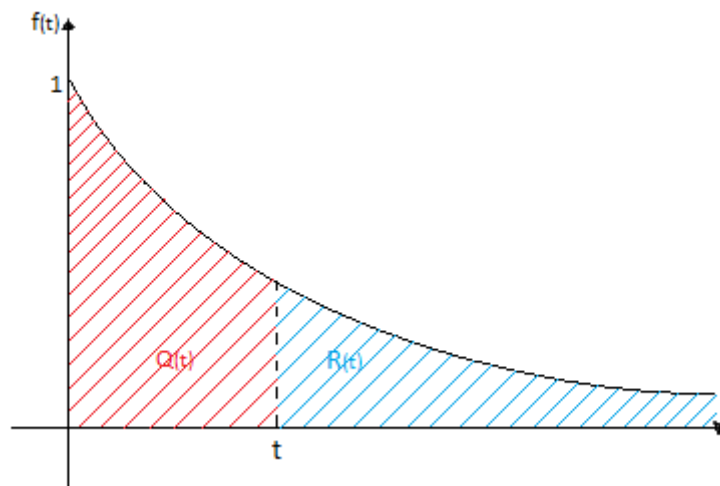


Figura 1.9. Representación de la función de probabilidad a través de la distribución exponencial.

Para delimitar las funciones de confiabilidad, se usan varias técnicas analíticas de probabilidad cómo: distribución binomial para combinaciones de eventos, distribuciones de Poisson, densidades exponenciales, etc.

$$f_{(t)} = \lambda e^{-\lambda t} \quad (1.3)$$

La probabilidad de falla en el tiempo $Q_{(t)}$ se consigue al integrar el área bajo la curva desde un tiempo igual a cero hasta un tiempo t .

$$Q_{(t)} = \int_0^{\infty} \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda t} \quad (1.4)$$

$$R_{(t)} = \int_t^{\infty} \lambda e^{-\lambda t} dt = e^{-\lambda t} \quad (1.5)$$

Con lo anterior se puede definir la función probabilidad cómo:

$$Q_{(t)} = 1 - R_{(t)} \quad (1.6)$$

$$R_{(t)} + Q_{(t)} = 1 \quad (1.7)$$

1.5. Confiabilidad de sistemas compuestos

Los sistemas compuestos se pueden representar como sistemas en: serie, paralelo y serie-paralelo. [12]

1.5.1. Confiabilidad de sistemas en serie

En este tipo de sistema es indispensable que todos los equipos de protección operen de manera simultánea. En estos sistemas, gracias a la disposición en serie de los elementos, la confiabilidad del sistema será menor mientras que el número de elementos sea mayor. En la **figura 1.10** se muestra un ejemplo de un sistema serie de 3 elementos.

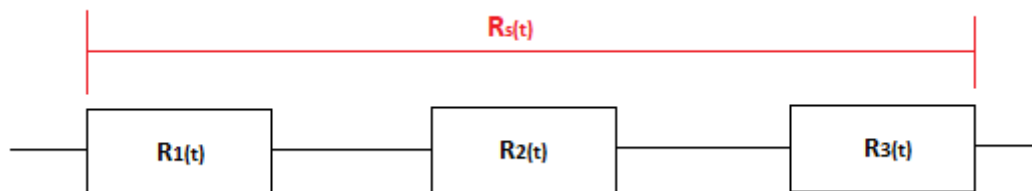


Figura 1.10. Sistemas en serie de tres componentes.

EL sistema en serie se puede representar como una suma al estar en cascada. Al existir una falla de los equipos en el sistema, el sistema no operaría, ya que las equivalencias al momento de su operación son expresadas por:

$$R_{s(t)} = R_{1(t)} + R_{2(t)} + R_{3(t)} \quad (1.8)$$

$$R_{s(t)} = e^{-\lambda_1 t} + e^{-\lambda_2 t} + e^{-\lambda_3 t} \quad (1.9)$$

1.5.2. Confiabilidad de sistemas en paralelo

Este sistema no dispone de una sola trayectoria. Por esta razón no todos los elementos de protección operan de forma simultánea; además para que el sistema falle completamente, todos los elementos deben fallar y para que el sistema opere, al menos un elemento debe estar operando. En la **figura 1.11** se muestra un ejemplo de un sistema paralelo de 3 elementos.

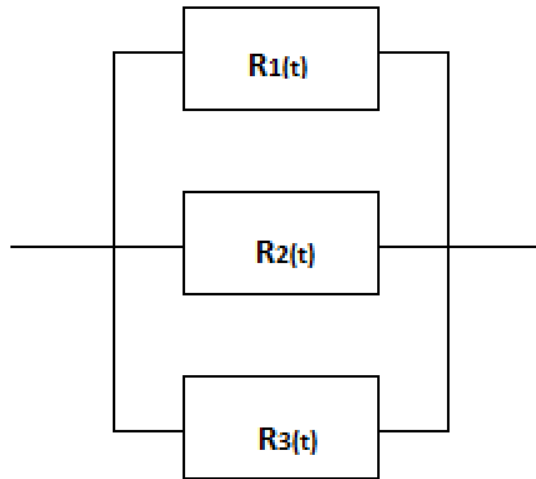


Figura 1.11. Sistema en paralelo de tres componentes.

Basta solo que un equipo quede en operación para mantenerse activo. Se puede representar las equivalencias como una multiplicación al momento de su operación.

$$Q_p(t) = Q_1(t) + Q_2(t) + Q_3(t) \quad (1.10)$$

$$Q_p(t) = 1 - (Q_1(t) + Q_2(t) + Q_3(t)) \quad (1.11)$$

1.6. Confiabilidad en sistemas de distribución

1.6.1. Confiabilidad en sistemas radiales.

Gran parte de los sistemas de distribución cuentan con topología radial, lo que ocasiona que los usuarios que están conectados a los extremos más alejados a la fuente, posean la confiabilidad más baja de todo el circuito. En los sistemas radiales se puede llevar a cabo una evaluación de confiabilidad usando sistemas en serie, donde al haber una falla de un elemento la interrupción del servicio eléctrico es inevitable. [13]

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad (1.12)$$

$$U_T = \sum U_i \quad (1.13)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum i \lambda_i r_i}{\sum i \lambda_i} \quad (1.14)$$

Donde:

λ_T : Tasa promedio de falla del sistema. [fallas/año]

r_T : Tiempo promedio de reparación total. [horas]

U_T : Tiempo promedio de reparación anual o indisponibilidad promedio anual total del sistema. [horas/año]

λ_i : Tasa promedio de falla del elemento i. [*fallas/año*]

r_i : Tiempo promedio de reparación del elemento i. [*horas*]

U_i : Tiempo promedio de reparación anual o indisponibilidad promedio anual del elemento i. [*horas/año*]

1.6.2. Índices de confiabilidad

Los índices pueden ser calculados para cualquier elemento i del sistema. Estos son: tasa se falla (λ_i), tiempo de reparación (r_i) y la indisponibilidad anual (U_i). [14]

1.6.2.1. Tasa de falla

Este índice determina el número de fallas que experimenta un elemento i del sistema durante un periodo de tiempo.

$$\lambda_i = \frac{\text{número de fallas en el elemento } i}{\text{tiempo total de operación del sistema } i} \quad (1.15)$$

1.6.2.2. Tiempo de reparación

Duración promedio de la interrupción en el elemento i gracias a la presencia de una falla en este punto. Se puede estimar a partir de la división entre la indisponibilidad anual y la tasa de falla.

$$\lambda_i = \frac{U_i}{r_i} = \frac{\lambda_i \times r_i}{r_i} \quad (1.16)$$

1.6.2.3. Indisponibilidad anual

Representa la duración anual total en la cual la alimentación para el elemento i no está disponible.

$$U_i = \lambda_i \times r_i \quad (1.17)$$

1.6.3. Índice de confiabilidad del sistema

Para la determinación de los niveles óptimos de frecuencia y duración de fallas, estos indicadores nos permiten establecer un reporte de interrupciones que nos da una supervisión efectiva. En los índices orientados al consumidor se despliegan 2 sub áreas que son los índices de interrupciones sostenidas y las momentáneas. (**figura 1.12**) [15]

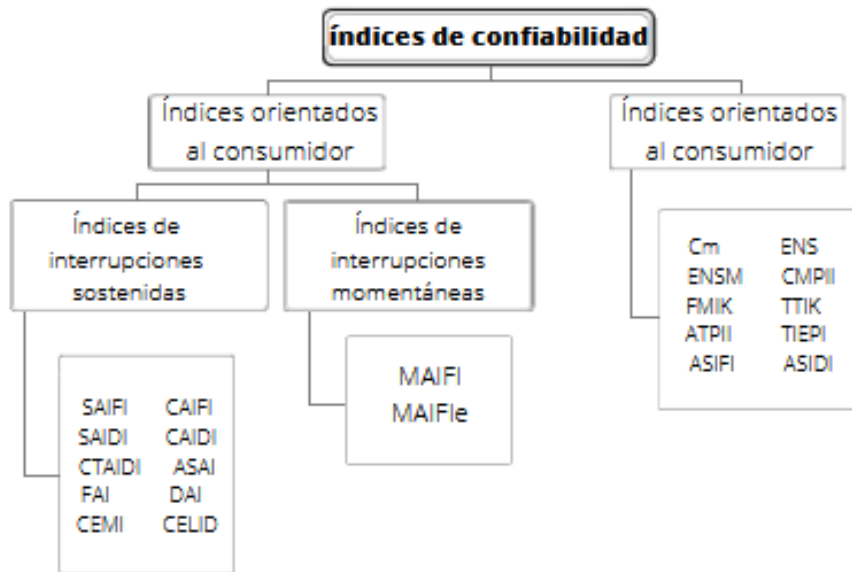


Figura 1.12. Clasificación de los índices de confiabilidad.

1.6.3.1. Índices orientados al consumidor

1.6.3.1.1. System Average Interruption Frequency Index – SAIFI

El índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema por usuario en un periodo determinado. Expresa la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones.

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{\text{Número total de interrupciones a los consumidores}}{\text{Número total de consumidores servidos}} \quad (1.18)$$

Donde:

N_i : Número de consumidores afectados en el punto i .

N_T : Número total de consumidores servidos.

1.6.3.1.2. System Average Interruption Duration Index – SAIDI

Se define como la duración promedio de interrupciones por consumidor atendido por año.

$$SAIDI = \frac{\sum y_i N_i}{N_T} = \frac{\text{Duración de las interrupciones a los consumidores}}{\text{Número total de consumidores servidos}} \quad (1.19)$$

Donde:

y_i : Tiempo de restauración para cada evento de falla.

1.7. Métodos para la evaluación de confiabilidad

Estos métodos nos dicen cuantitativamente el nivel aceptable de fallas que se produce. Existen los métodos analíticos y los métodos estocásticos. (figura 1.13) [16]

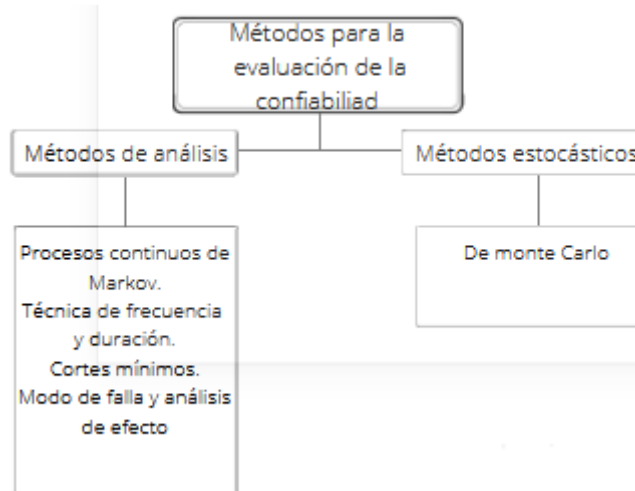


Figura 1.13. Clasificación de los métodos para la evaluación de la confiabilidad.

1.7.1. Método de Monte Carlo

A través de este método, los índices de confiabilidad son estimados luego de realizar múltiples simulaciones de los procesos actuales. De esta forma, los valores que pertenecen a cada uno de los índices de confiabilidad responden a los momentos de las distribuciones de probabilidad.

1.7.2. Método de Markov

Este método implica procesos sin memoria, es decir, una variable aleatoria cambiante con el transcurso del tiempo dependiendo del estado anterior del sistema.

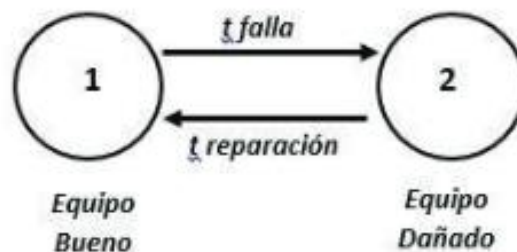


Figura 1.14. Ejemplo de transición de estados. Fuente:[16]

En los sistemas eléctricos, el elemento que está sometido a una falla debe ser reparado o, dependiendo de la situación, puede ser sustituido por otro elemento. Esto lleva a disponer de un sistema reparable, donde cada elemento está sujeto a dos posibles estados: opera o no opera.

El proceso de Markov comienza a partir del conocimiento de un estado inicial de lo cual se asume los posibles estados a los que se dirige el sistema considerando las tasas de falla, índices de falla y datos resultante de eventos existentes. No obstante, su aplicación tiende a ser limitada debido a la complejidad.

1.7.3. Método de frecuencia y duración

Esta técnica permite encontrar adicional a la indisponibilidad y a la disponibilidad, las tasas de falla y las de reparación. Entonces en el caso que el usuario requiera conectarse a un nodo y

deseo saber esos parámetros, este método hace posible esto. Para una mejor comprensión se puede observar en la **figura 1.15**.

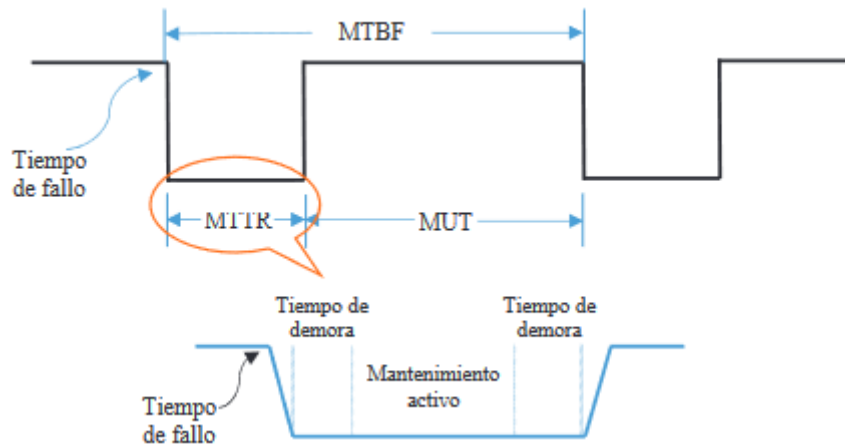


Figura 1.15. Proceso de operación – falla – operación. Fuente: [16]

1.7.4. Método de cortes mínimos

Es necesario que exista un camino que vaya desde la fuente hasta cada uno de los elementos del sistema. Este método hace la representación del sistema en estudio en una configuración serie-paralelo. Los cortes mínimos son un conjunto de componentes que en el instante en que fallen, ocasionan que el sistema también falle. [17]

Podemos observar un ejemplo de método de cortes mínimos a continuación. El conjunto de cortes mínimos en la **figura 1.16** es: (1-2), (4-5), (1-3-5), (2-3-4), (1-2-3), (3-4-5), (1-2-3-4).

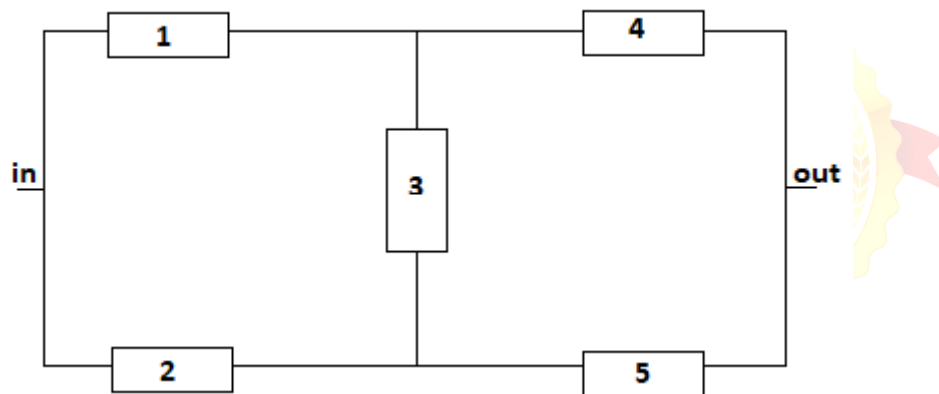


Figura 1.16. Configuración serie-paralelo para el método de cortes mínimos.

1.7.5. Método de modo falla y análisis de efecto

Por medio de este método, se determinan las maneras más comunes de falla que se presentan en el sistema. Para aplicar este método se debe hacer conjuntos de cortes mínimos conectados en serie, en donde se consideran fallas en uno o dos elementos. Esta técnica permite considerar sobrecargas y los voltajes que no están dentro de los límites mediante la simulación de fallas.

2. CARACTERIZACIÓN PARA LA METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

2.1. Tasa de falla

Puede definirse como la relación entre el número de veces que un elemento se ve afectado por la presencia de una falla, obligándolo a la desconexión inmediata. [18]

2.1.1. Tasa de falla para tramos del circuito primario de distribución

Se puede obtener de dos formas, una de ellas es por medio de registros históricos de fallas en el sistema y la otra es mediante una estimación obtenida con ecuación 16.

$$\lambda_i = b \times l \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (1.20)$$

Con:

$$b = \frac{m}{L \times T} \left[\frac{\text{fallas}}{\text{km-año}} \right] \quad (1.21)$$

Donde:

b: Número de fallas por kilómetros por año.

L: Longitud de la línea de interés.

m: Cantidad de fallas.

L: Longitud total de las líneas sometidas a falla, en km.

T: Periodo en años en el que se realiza el proyecto.

2.1.2. Tasa de falla para los elementos del circuito primario de distribución

Esta tasa se refiere a transformadores, interruptores y demás elementos de protección. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$\lambda_i = \frac{m}{N \times T} \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (1.22)$$

Donde:

m: Cantidad de fallas del elemento que se observa en un tiempo determinado.

N: Cantidad de elementos expuestos a la falla.

T: Periodo de observación, en años.

2.2. Tiempo de interrupción

Tiempo de actuación del dispositivo de protección que se ubica en el tramo y las operaciones que se realizan para reestablecer el estado normal del sistema, este tiempo de interrupción corresponde al intervalo de tiempo que pasa desde que se desconecta el circuito hasta su nueva reconexión, dependiendo del tipo de falla y de los dispositivos de protección.

- Tiempo de conocimiento de la falla (Tc): Intervalo de duración que se origina desde que se presenta la falla en el sistema hasta cuando se da conocimiento de la afectación a los operadores de las distribuidoras.

- Tiempo de preparación (Tp): Duración que implica la obtención de los materiales necesarios para dar solución a la falla.
- Tiempo de localización de la falla (TI): Intervalo de tiempo que demora el personal en trasladarse desde el centro de operaciones hacia el lugar de la falla para localizar el tramo.
- Tiempo de maniobras para la transferencia (Tt): Es el tiempo empleado para restablecer la continuidad de energía eléctrica mediante distintas maniobras.
- Tiempo de reparación (Tr): Tiempo que se requiere por parte del personal para reparar los elementos afectados por la falla.
- Tiempo de maniobra para el restablecimiento del sistema a su configuración normal (Tv): Tiempo que pasa desde que el personal finaliza las labores de reparación hasta que el sistema retoma la operación.

2.3. Estados operativos

La determinación del estado operativo se produce ante la simulación de la validez de una falla en cualquier tramo. Los posibles estados operativos son: [19]

- Normal: Es normal mientras su operación no se afecte a causa de la falla del elemento.
- Restablecible: Es restablecible cuando el servicio de energía pueda retomar su continuidad por medio de maniobras que aíslen la falla del tramo y permitan reparar el elemento.
- Transferible: Es considerado transferible si se puede hacer alguna maniobra para la reenergización antes de realizar la reparación del elemento en falla del tramo.
- No restablecible: Son aquellos tramos que no pueden ser restablecidos luego de la falla y que no puede ser transferidos a otra fuente alternativa.
- No restablecible con espera: Se define así cuando antes de su reparación es necesario realizar alguna maniobra.

2.4. Determinación de estados

Para establecer la frecuencia y duración de fallas en los diferentes tramos, es imprescindible analizar el comportamiento de la red ante cualquier eventualidad que se vea sometido algún componente.

Es necesario realizar un análisis de la conducta de la red, cuando algún elemento se ve sometido a cualquier tipo de eventualidad. El objetivo es establecer los estados de cada elemento que constituye el modelo de red. En la construcción de las matrices de estado las columnas representan la condición del elemento ante la falla del elemento indicado por la fila. [20]

2.4.1. Pasos para la construcción de la matriz de estados

- Especificar el alimentador en el cual se va a realizar la evaluación de confiabilidad en tramos divididos por los elementos de protección. Se debe detallar cada uno de los elementos por sus parámetros de frecuencia y duración de fallas.
- Arreglar una matriz nxn, donde n es el número de elementos del sistema.
- Tomar un elemento (x) a la vez y simular la falla.

- Después de esto, para los otros elementos (γ) se debe analizar los efectos en la protección relacionada al componente que falló de este modo:
 - ✓ Si la acción de la protección no afecta al elemento (γ), este se considera como normal.
 - ✓ El elemento (γ) se define como transferible cuando se ve afectado por la acción de la protección al producirse la falla y asimismo hay una ruta de alimentación alternativa mediante la maniobra de un seccionador que está normalmente abierto.
 - ✓ Se define como no restablecible o como no restablecible con tiempo de espera cuando anterior a su reparación se debe efectuar alguna maniobra de transferencia.
 - ✓ Se determina como restablecible el elemento (γ) si antes de comenzar la reparación del componente fallado y luego de su separación de la red, es posible restaurar el suministro de flujo eléctrico a todo el sistema.
- Se procede a calcular los índices de frecuencia y duración de fallas para cada elemento del sistema.
- Determinar los índices asociados a los clientes al sistema.

2.4.2. Evaluación de estados

Cuando se tiene un sistema de distribución radial, se puede demostrar las siguientes ecuaciones.

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad (1.23)$$

$$U_i = \lambda_i \times r_i \quad (1.24)$$

$$U_T = \sum_i U_i \quad (1.25)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum \lambda_i \times r_i}{\sum \lambda_i} \quad (1.26)$$

Donde:

λ_i : Tasa de falla del elemento x , $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$

r_i : Tiempo de reparación del elemento x , $[\text{horas}]$

U_i : Indisponibilidad anual del elemento x , $\left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$

λ_T : Tasa de falla del sistema, $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$

r_T : Tiempo de reparación total, $[\text{horas}]$

U_T : Indisponibilidad anual total del sistema, $\left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$

La cantidad de interrupciones depende del estado definido para cada elemento, según la **tabla 1.1**:

Estado del elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
No Restablecible	λ
No Restablecible con espera	λ

Tabla 1.1. Interrupciones aportadas, según el estado del elemento.

Para el caso específico de componentes que representan tramos de alimentador, la tasa de falla debería calcularse con la ecuación 23:

$$\lambda_T = \lambda_i \times l_i \quad (1.27)$$

Donde:

λ_i : Tasa de falla unitaria del tramo x , $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año km}} \right]$

l_i : Longitud del tramo alimentador x , $[km]$

λ_T : Tasa de falla del tramo, $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$

El tiempo total de interrupción de un componente, corresponde a la indisponibilidad en un periodo considerado. Para tener el tiempo de indisponibilidad anual es necesario realizar la sumatoria de las indisponibilidades. (**tabla 1.2**)

Estado del elemento	Tiempo de interrupción
Normal	0
Restablecible	$T_c + T_p + T_I$
Transferible	$T_c + T_p + T_I + T_t + T_v$
No Restablecible	$T_c + T_p + T_I + T_r$
No Restablecible con espera	$T_c + T_p + T_I + T_t + T_r$

Tabla 1.2. Tiempos de interrupción.

2.5. Evaluación de la confiabilidad en un sistema eléctrico de distribución

En el proceso de evaluación de confiabilidad es indispensable disponer de la configuración de la red y la lógica de operación de los dispositivos de protección, maniobra y seccionamiento. [21]

Se estudia la red comenzando con la topología del sistema, y esta es especificada por tramos. Los datos de entrada para dicha evaluación de la confiabilidad incorporan:

- Número de tramos.
- Número de elementos de protección.
- Número de puntos de carga a ser analizados.
- Información de potencia y número de clientes de cada tramo y elemento.

- Información de parámetros de confiabilidad para cada tramo y elemento del sistema eléctrico de distribución.

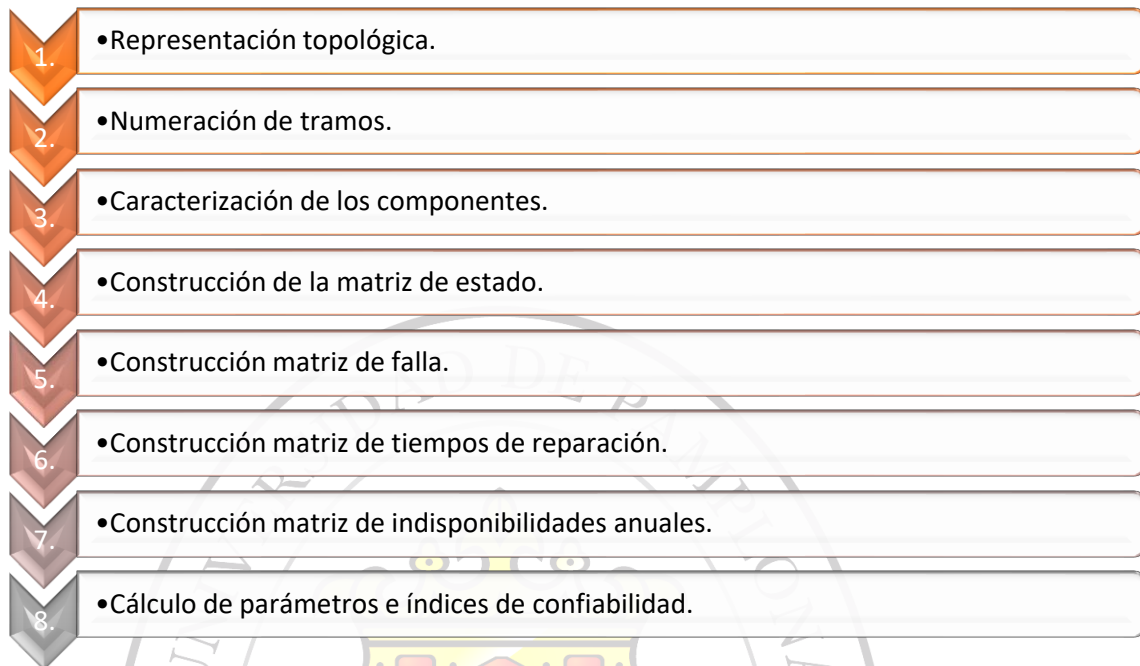


Figura 17. Proceso de valoración de confiabilidad.

- 2.5.1. Representación topológica:** Se realiza la representación de la estructura topológica, donde se procede a representar el alimentador dividido en tramos por los componentes de protección o maniobra. [22]
- 2.5.2. Numeración de tramos:** Se comienza por la numeración de los tramos en la troncal principal y después los que se encuentran en los ramales del alimentador.
- 2.5.3. Caracterización de los componentes:** Cada componente debe ser caracterizado por los parámetros de confiabilidad, frecuencia y duración de fallas, alcanzadas a través de los datos históricos o por medio de las ecuaciones anteriormente descritas.
- 2.5.4. Construcción de la matriz de estados:** Se logra por medio de los pasos para construir la matriz de estado.
- 2.5.5. Construcción de la matriz de tasa de fallas λ :** Se genera realizando la asignación de cada uno de los componentes, la cantidad de fallas e interrupciones según el estado del elemento.
- 2.5.6. Construcción de la matriz de tiempos de reparación:** Se genera asignando a cada elemento el tiempo de interrupción establecido en la table de tiempos de interrupción total.
- 2.5.7. Construcción de la matriz de indisponibilidades anuales:** Se origina designando a cada componente la indisponibilidad anual del elemento (x), debido a la falla del elemento (y).
- 2.5.8. Cálculos de parámetros e índices de confiabilidad:** Se determinan mediante los cálculos de SAIDI y SAIFI.

3. HERRAMIENTAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES.

Para la implementación computacional se estudia los siguientes algoritmos de inteligencia artificial.

3.1. Algoritmos genéticos

Son métodos que copia el proceso genético evolutivo. Esto implica la selección natural y la supervivencia del organismo que se adapte más a los cambios. Son usados generalmente en la solución de múltiples problemas de búsqueda y optimización. Asimismo, tienen la capacidad de crear soluciones, es decir, busca una mejora entre los individuos que presenten mayor rendimiento y mayor eficiencia de acuerdo con el problema planteado. [23]

3.1.1. Ventajas de los AG

- Exploran a la vez todos los posibles caminos en la búsqueda de una mejor solución.
- Son afectados en menor cantidad en cuanto a la aparición de falsas soluciones.
- No exigen información específica sobre el problema planteado.
- Tienen la capacidad de manejar múltiples parámetros de manera simultánea, por esta razón encajan en problemas con un gran número de variables.
- Examinan varios subespacios de posibles soluciones válidas.
- Efectivos en la resolución de problemas.
- Usan operadores probabilísticos, los resultados no dependen de otros.

3.1.2. Limitaciones

- Tienen múltiples soluciones posibles para el mismo problema planteado.
- Necesitan un tiempo de cálculo y una capacidad de almacenamiento mayor.
- Sensibles ante los cambios.

3.2. Algoritmo genético Chu & Beasley

Presenta una característica que lo hace ser un algoritmo más eficiente. Consiste en mantener lo que dura el proceso evolutivo la diversidad de los individuos de la población. Presenta modificaciones como: [24]

- La función objetivo es utilizada para llevar a cabo la identificación de los individuos de mejor calidad.
- Reemplazo de solo un individuo de la población en cada ciclo.
- Tiene un criterio de diversidad de individuos que evitan la convergencia de las soluciones prematuras.

3.2.1. Procesos evolutivos

El algoritmo de Chu-Beasley lleva a cabo procesos evolutivos descritos a continuación:

3.2.1.1. Selección

Este proceso se realiza mediante la selección de dos cromosomas encargados de hacer la transferencia de genes.

3.2.1.2. Recombinación

Esta se realiza en un punto, donde los cromosomas padres son compartidos para crear nuevos individuos. Este proceso controla la factibilidad de los individuos.

3.2.1.3. Mutación

Se realiza mediante la alteración de manera aleatoria donde se realiza el control de la factibilidad.

3.3. Algoritmo K-medoids

Es un método de agrupación, que rompe un conjunto de datos para formar subgrupos, tiene como principal objetivo minimizar la distancia entre los puntos marcados y el centro de cada grupo. La diferencia que tiene con el algoritmo K-means es que k-medoids elige puntos como medoides y no como centros, tomo como referencia un objeto ya existente. Asimismo, el número de grupos a formar son a priori. [25]

El proceso que utiliza este algoritmo está basado en la creación de particiones alrededor de los medoides, su algoritmo es el siguiente:

- **Paso 1:** Inicialización del centro de los clústeres.

$$U_i = \text{algun valor}; i = 1, 2, \dots, k \quad (1.28)$$

- **Paso 2:** Selección del medoide más cercano a cada elemento.

$$C_i = \{j: d(\varphi, \gamma_j, u_i) \leq d(\varphi, \gamma_l, u_i), l \neq i, j = 1 \dots n\} \quad (1.29)$$

- **Paso 3:** Establecer los elementos de cada clúster.

$$u_i = \frac{1}{|C_i|} \sum_{j \in C_i} \varphi, \gamma_j, \forall i \quad (1.30)$$

- **Paso 4:** Repetir desde los pasos 2 y 3 hasta converger.

3.4. Algoritmo K-means

Es un método de agrupamiento que realiza una repartición de n números de datos en k conjuntos contemplando que cada dato debe corresponder al conjunto más cercano con la medida encontrada. Este algoritmo comienza determinando el número de k grupos y se asume al centro para proceder a establecer la distancia desde cada dato al centro de cada grupo y juntarlos con base a la distancia mínima. [26]

Estos pasos son repetitivos hasta que dichos datos ya no se muevan de grupo. Su algoritmo es el siguiente:

- **Paso 1:** Inicialización del centro de los clústeres.

$$U_i = \text{algun valor}; i = 1, 2, \dots, k \quad (1.31)$$

- **Paso 2:** Selección del meloide más cercano a cada elemento.

$$C_i = \{j: d(x_j, u_i) \leq d(x_j, u_l), l \neq i, j = 1 \dots n\} \quad (1.32)$$

- **Paso 3:** Establecer los elementos de cada clúster.

$$u_i = \frac{1}{|C_i|} \sum_{j \in C_i} x_j, \forall i \quad (1.33)$$

- **Paso 4:** Repetir desde los pasos 2 y 3 hasta converger.

3.5. Algoritmo colonia de hormigas

Está basado en el comportamiento de las hormigas cuando estas buscan su alimento y regresan a su colonia luego de haber encontrado su objetivo. Las hormigas exploran diferentes caminos aleatorios en búsqueda de su alimento, retornan a su colonia dejando un rastro de feromonas. Si alguna otra hormiga encuentra una ruta más corta regresará en un tiempo menor por este nuevo camino. Este algoritmo fue desarrollado en 1977. [27]

El pseudocódigo de este algoritmo es el siguiente:

- Establecer la feromona inicial.
- Realizar una sentencia condicional while.
 - Crear las hormigas de una colonia.
 - Realizar una sentencia condicional for.
 - Actualizar la feromona.
 - Destruir las hormigas.
- En caso de que se cumpla el criterio, se termina.

3.6. Redes Neuronales Artificiales

Las RNA son sistemas de procesamiento de información, son ampliamente usados en diversos ambientes teóricos y prácticos. En pocas palabras, son un conjunto de unidades llamadas neuronas artificiales conectadas. Estas RNA requieren un proceso de aprendizaje para su uso en la resolución de un problema en específico, a lo que se llama fase de entrenamiento, su finalidad es la calibración de los pesos sinápticos.

Las redes neuronales emulan la estructura y el comportamiento del cerebro, usando procesos de aprendizaje para encontrar una solución a diferentes problemas; son un conjunto de algoritmos matemáticos que encuentran las relaciones entre los conjuntos de datos; estos suelen ser usados como herramientas para predecir y clasificar datos. Además, se denominan neuronales ya que están basadas en el funcionamiento de una neurona cuando procesa información. [28]



CAPITULO 2.

METODOLOGÍA



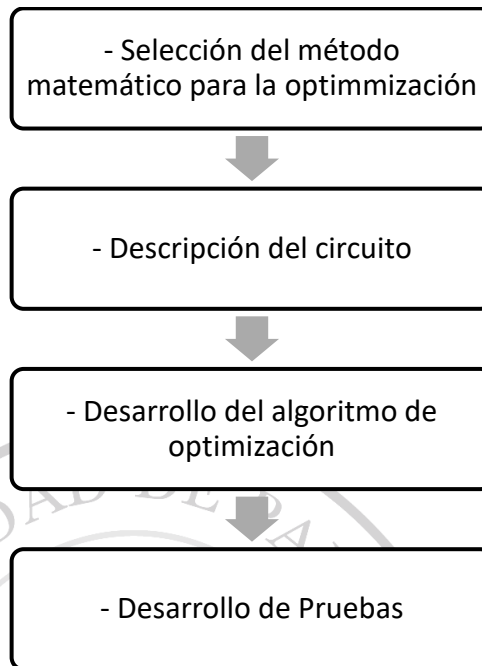


Figura 2.17. Diagrama de flujo

4.1. Selección del método matemático para la optimización

Los algoritmos de optimización por colonia de hormigas son una metodología inspirada en el comportamiento colectivo de las hormigas en su búsqueda de alimentos. Se tienen los caminos N y la distancia d que hay entre cada camino.

En esta solución las hormigas van construyendo soluciones al problema TSP moviéndose por el grafo de un punto a otro hasta que completan un ciclo. Durante cada iteración del algoritmo, cada hormiga construye su recorrido ejecutando una regla de transición probabilística.

Una vez consideradas las condiciones anteriores, la probabilidad de que la hormiga k vaya de N_i a N_j en la construcción del recorrido actual, viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_{xy} = \frac{\tau_{(e)} \times n_{(e)}}{\sum \tau_{(e)} \times n_{(e)}} \quad (2.34)$$

Donde $\tau_{(e)}$ son el número de feromonas iniciales y $n_{(e)}$ es la visibilidad.

Para que el método funcione correctamente es necesario además dejar que la feromona no permanezca indefinidamente, sino que su influencia decaiga en el tiempo, de manera que aquellas aristas que no vuelvan a ser visitadas por las hormigas y que por tanto no son reforzadas.

4.2. Descripción del circuito

Para la ubicación de la regional, se utilizó la **tabla 2.3**, en la cual se detalla el aporte por regional a los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, esta tabla es determinada mediante el informe operativo y la dinamización de datos que ésta contiene.

REGIONALES	SAIDI	SAIFI
Regional Ocaña	28.39	9.096
Regional Cúcuta	103.007	6.01
Regional Aguachica	21.808	10.47
Regional Pamplona	34.376	7.808
Regional Tibú	71.516	21.111
Total General	259.097	54.495

Tabla 2.3. Aportes SAIDI y SAIFI por regional.

Se escoge la regional Ocaña, a pesar de que esta ocupa el cuarto puesto en aportes a los indicadores SAIDI y SAIFI. Para determinar el circuito a utilizar se realizó previamente una recolección de datos tales como, longitud en kilómetros de los 20 principales alimentadores que se pueden observar en la **tabla 2.4.**

Item	Alimentador	Longitud total (km)
1	OCALA_PLAYA	533.11
2	CONSAL_CARMEN	528.51
3	CONSAL_TEORA	501.15
4	PAMC2	353.52
5	OCAGONZALES	352.15
6	GRAC3	347.76
7	TOLTOLEDO	326.52
8	ABRC1	323.64
9	PLZ283B1	323.45
10	ORUC2	303.57
11	TOLLABATECA	299.57
12	CONSAL_CONVE	297.93
13	GRAC2	293.43
14	LOS_ALPES	284.09
15	AGUC5	279.50
16	SALC1	252.67
17	ABRC2	230.62
18	GAMC3	210.37
19	PALRAGONVALIA	206.40
20	PALDONJUANA	193.56

Tabla 2.4. Circuitos con mayor longitud en Km.

Además, en la **tabla 2.5** se detalla la cantidad de reconectores y corta circuito que hay en cada alimentador.

Ítem	Alimentador	Cantidad Cortacircuitos	Cantidad Reconectores	Longitud Total (Km)
1	OCALA_PLAYA	403	3	533.11
2	CONSAL_CARMEN	346	2	528.51
3	OCAGONZALES	318	2	352.15

4	PAMC2	285	2	353.52
5	PLZ283B1	262	3	323.45
6	TOLTOLEDO	248	2	326.52
7	CONSAL_TEORA	242	2	501.15
8	ORUC2	235	1	303.57
9	GRAC3	219	2	347.76
10	SALC1	215	2	252.67
11	GRAC2	212	2	293.43
12	LOS_ALPES	211	2	284.09
13	TOLLABATECA	209	2	299.57
14	ABRC2	206	2	230.62
15	PALRAGONVALIA	200	2	206.40
16	CONSAL_CONVE	198	2	297.93
17	PALDONJUANA	195	2	193.56
18	AGUC5	169	2	279.50
19	SALC4	162	2	183.73
20	ABRC1	149	2	323.64

Tabla 2.5. Circuitos con mayor cortacircuitos.

Con las anteriores tablas se llegó a la conclusión de que el circuito idóneo para el estudio es el circuito de OCALA_PLAYA de la regional de Ocaña, ya que este alimentador cuenta con un extendido amplio, con 3 reconectores y mayor cantidad de corta circuitos. A continuación, se muestra en la **tabla 2.6** el registro de interrupciones del año 2021 en este alimentador.

Tiempo en DD/MM/AA HH:MM:SS				clasificación	SAIFI	SAIDI	Usuarios Afectados	DNA	Causa
Fecha	Salida	Entrada	Total						
16/01/2021	10:04:11	11:02:36	00:58:25	6FL04	0.01050311	0.01022594	5598	0.97361111	Apertura a causa de línea rota en la vereda la Honda, se deja abierta la cuchilla seccionadora OC1SW2884 para aislar y reparar el daño, actúa protección sobrecorriente fase B 10 amperios sale con 1MW
16/01/2021	12:59:17	13:00:54	00:01:37	6PL03	0	0	5598	0.00538889	M03 Ocaña reparo línea rota en la vereda la Honda y solicita desconectar el acto para cerrar cuchillas seccionadoras OC1SW2885 sale con 0,2 MW
05/02/2021	19:38:44	19:40:42	00:01:58	6PL03	0	0	5660	0.04261111	Apertura por línea rota fase R red troncal estructura de paso ubicada una estructura después del arranque OC1SW2886 actúa protección, no registra corrientes de falla pero la falla está en la fase C, sale con 1,3 MW
06/02/2021	00:09:38	00:12:23	00:02:45	6PL03	0	0	1116	0.03208333	Desconexión a solicitud del móvil M03-1 reparar línea rota por MT, sale con 0,7 MW
26/03/2021	06:05:20	06:09:48	00:04:28	4PO07	0	0	1116	0.067	CL_0121167 para realizar el tendido de línea de Ocaña – San Alberto 115 kv sale con 0,9 MW
26/03/2021	16:54:54	16:57:18	00:02:24	4PO07	0	0	1116	0.008	CL_0121167 para realizar el tendido de línea de Ocaña – San Alberto 115 kv sale con 0,2 MW
21/04/2021	05:29:33	05:29:43	00:00:10	6FL01	0	0	1116	0.00333333	Recierre causa cuchilla dañada fase S del código ISW165 actúa protección sobre corriente fase a 188 amperios fase B 153 amperios sale con 1,2 MW

21/04/2021	08:06:54	08:09:12	00:02:18	6PL03	0	0	1116	0.02683333	Se realiza apertura para que le móvil M03 Ocaña, cierre cuchilla fase S en el cod ISW165 sin embargo la cuchilla no se pudo cerrar ya que se encuentra dañada, sale con 0,7 MW
21/04/2021	10:58:24	11:44:22	00:45:58	6PL03	0.0015238	0.0015238	1116	0.61288889	Apertura por emergencia para cambiar para cambiar cuchilla dañada en la fase S del código de cuchillas ISW165, sale con 0,8 MW
09/05/2021	07:13:32	11:44:52	04:31:20	6PL06	0.00197255	0.00892033	1116	4.07	Apertura por línea rota por 34.5 que alimenta sub Abrego a la altura del ISW165 La Hermita no se pudo aislar la falla para conectar Ocala Playa actúa protección corrientes de fase ABC 8 10 104 amperios, sale con 0,9 MW
09/05/2021	13:11:32	13:12:58	00:01:26	6PL03	0	0	1116	0.01672222	Apertura para cerrar cuchillas ISW165 sector La Hermita después de reparar línea por 35.5 una estructura delante de las cuchillas sola con 0,7 MW
18/05/2021	15:32:14	15:32:19	00:00:05	6PL03	0	0	1116	0.00166667	Recierre causa desconocida actúa protección sobrecorriente fases AC registra NDO corrientes de falla 23-7 amperios, sale con 1,2 MW
25/05/2021	07:02:12	07:04:51	00:02:39	4PS05	0	0	5717	0.05741667	CL_13076 reposición seccionador SA3 34.5 kv sale con 1.3 MW
25/05/2021	17:03:14	17:04:49	00:01:35	4PS05	0	0	11778	0.03430556	Maniobras CL_13076 reposición seccionador SA3 34.5 kv sale con 1,3 MW
05/06/2021	14:20:00	14:20:02	00:00:02	6FO12	0	0	5717	0.00055556	Recierre causa descargas atmosféricas, actúa protección sobrecorriente fase A 91 amperios fase B 102 amperios fase C 100 amperios sale con 1 MW
05/06/2021	14:37:24	14:37:28	00:00:04	6FO12	0	0	5717	0.00111111	Recierre causa descargas atmosféricas actúa protección sobrecorriente fase A 66 amperios fase B 74 amperios fase C 80 amperios con 1 MW
01/07/2021	15:40:41	15:40:46	00:00:05	6FO12	0	0	5717	0.00166667	Recierre por descargas atmosféricas en la zona actúa protección sobrecorriente fase C 167 amperios con 1,2 MW
02/08/2021	13:29:10	13:29:15	00:00:05	6FL03	0	0	5717	0.00125	Recierre causa desconocida actúa protección sobrecorriente de tierra T inverso, sale con 0,9 MW
05/08/2021	21:43:08	21:43:13	00:00:05	6FL03	0	0	5717	0.00152778	Recierre exitoso, causa desconocida actúa protección sobrecorriente fase C 617 amperios, sale con 1,1 MW
07/08/2021	17:58:53	17:58:54	00:00:01	6FO12	0	0	5717	0.00036111	Recierre causa descargas atmosféricas, actúa protección sobrecorriente fase A 170 amperios fase B 178 amperios fase C 159 amperios, sale con 1,3 MW
19/09/2021	16:41:57	16:42:00	00:00:03	6FL03	0	0	5719	0.00091667	Recierre exitoso, causa desconocida, actúa protección sobrecorriente fase A 5 amperios fase B 24 amperios fase C 6 amperios, sale con 1,1 MW
10/10/2021	15:22:14	15:22:17	00:00:03	6FL03	0	0	5731	0.00083333	Recierre exitoso, causa desconocida, actúa protección sobrecorriente de falla fase B 62 amperios fase C 55 amperios, sale con 1 MW
17/10/2021	07:45:22	21:33:40	13:48:18	4PS05	0	0	5731	13.805	CL_014881 traslado de señales de control y protecciones asociados a bahía IT45 sale con 1 MW

tabla 2.6. Registro de interrupciones del año 2021

La información del alimentador seleccionado se obtuvo por medio del informe operativo y el informe de secciones de línea. En la **Figura 2.17** podemos observar la ubicación geográfica del alimentador visto desde Google Earth. Este alimentador cuenta con 3.068 secciones de línea o tramos, se ha escogido los tramos: 1, 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000. Con esto podemos observar de una manera general el alimentador.



Figura 2.17. Alimentador OCALA_PLAYA desde Google earth. Fuente: Google Earth

Alimentador OCALA_PLAYA:

- Longitud: 533.11 Km
- Cantidad de tramos: 3.068
- Cantidad de Transformadores: 704

Hora	Demanda (MW)
0	0.7585
1	0.7396
2	0.7254
3	0.7365
4	0.8184
5	1.0400
6	1.3598
7	1.4749
8	1.4791
9	1.6168
10	1.7573
11	1.6612

12	1.3390
13	1.4114
14	1.4966
15	1.5448
16	1.5414
17	1.4501
18	1.6412
19	1.8031
20	1.5659
21	1.2208
22	0.9247
23	0.7950

tabla 2.7. Demanda de potencia en el Alimentador OCALA_PLAYA

4.2.1. Determinación de la confiabilidad del alimentador Ocala_Playa

En la sección anterior se describe la cantidad de tramos que contiene el circuito, los cuales son divididos por los componentes o elementos de protección. Dichos elementos se han considerado plenamente confiables. Además, se debe considerar que los consumidores o usuarios finales que se encuentran conectados a un mismo tramo tendrán efectos similares ante la presencia de una perturbación o falla.

$$b = \frac{m}{L \times T} = \frac{24}{533.11 \times 1} = 0.0450 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{km} * \text{año}} \right)$$

Para la consolidación de la siguiente tabla, los tiempos y tasas de falla para los diferentes tramos del alimentador fueron obtenidos a través del consolidado de eventos entregado por la sala de control de la empresa CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A, los mismos fueron tomados de un periodo de tiempo de 1 año. Para la redacción de la **tabla 2.8** se toman aleatoriamente 24 tramos ya que el alimentador consta de 3.068 secciones de línea y el analizarlos uno a uno llevaría una cantidad de tiempo elevada. La toma de estos 24 tramos se realiza teniendo en cuenta los eventos de desconexión obtenidos en lo que va del año 2021 que se pueden observar en la tabla 2.6.

Tramo	Longitud (km)	b (fallas/km*año)	Tasa de falla (fallas/km)	Tiempos de interrupción (horas)			
				Tc	Tp	TI	Tr
01	0.3265	0.045	0.1378	1.894	1.077	5.551	6.857
02	0.1477	0.045	0.3046	1.894	1.077	5.551	6.857
03	0.2175	0.045	0.2068	1.894	1.077	5.551	6.857
04	0.1775	0.045	0.2535	1.894	1.077	5.551	6.857
05	0.3056	0.045	0.1472	1.894	1.077	5.551	6.857
06	0.420	0.045	0.1071	1.894	1.077	5.551	6.857
07	0.0188	0.045	2.3936	1.894	1.077	5.551	6.857
08	0.0392	0.045	1.1479	1.894	1.077	5.551	6.857
09	0.0314	0.045	1.4331	1.894	1.077	5.551	6.857
10	0.0522	0.045	0.8620	1.894	1.077	5.551	6.857
11	0.2975	0.045	0.1512	1.894	1.077	5.551	6.857
12	0.2688	0.045	0.1674	1.894	1.077	5.551	6.857
13	0.5983	0.045	0.0752	1.894	1.077	5.551	6.857
14	0.4962	0.045	0.0906	1.894	1.077	5.551	6.857

15	0.0148	0.045	3.0405	1.894	1.077	5.551	6.857
16	0.3052	0.045	0.1474	1.894	1.077	5.551	6.857
17	0.1529	0.045	0.2943	1.894	1.077	5.551	6.857
18	0.3531	0.045	0.1274	1.894	1.077	5.551	6.857
19	0.1098	0.045	0.4098	1.894	1.077	5.551	6.857
20	0.0884	0.045	0.5090	1.894	1.077	5.551	6.857
21	0.409	0.045	0.1100	1.894	1.077	5.551	6.857
22	0.8459	0.045	0.4098	1.894	1.077	5.551	6.857
23	0.1831	0.045	0.5090	1.894	1.077	5.551	6.857
24	0.1071	0.045	0.1100	1.894	1.077	5.551	6.857

tabla 2.8. Datos de confiabilidad del alimentador OCALA_PLAYA

Para la determinación de los diferentes tiempos que se muestran en la tabla 2.8, se realizó un promedio del tiempo de interrupción total por eventos y se suministró equitativamente por los tramos elegidos que conforman el alimentador, ya que el tiempo que se muestra en el consolidado de eventos está asociado solamente a los transformadores y no a los tramos, y puesto que no todas las fallas se presentan en los transformadores; sino que también en los diferentes elementos que componen un sistema de distribución.

Los tiempos de interrupción que se observan en la tabla 2.8, fueron calculados por medio de un formato de eventos suministrados por el centro de control de la empresa CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A, donde se tienen las horas desde que ocurre una llamada para reportar la falla hasta la solución de la misma, a estos tiempos se les destina un porcentaje el cual está comprendido entre llamada, asignación de móvil, localización de falla y reparación total del evento.

Tramo	λ_T (fallas/año)	r_T (horas)	U_i (horas/año)
01	0.027	15.379	0.414
02	11.593	123.028	178.288
03	11.593	123.028	178.288
04	11.593	123.028	178.288
05	11.593	123.028	178.288
06	33.432	276.813	514.133
07	33.432	276.813	514.133
08	47.538	399.842	731.066
09	41.584	322.949	639.504
10	41.584	322.949	639.504
11	40.350	307.571	620.531
12	16.207	138.407	235.343
13	16.207	138.407	235.343
14	16.207	138.407	235.343
15	16.207	138.407	235.343
16	16.207	138.407	235.343
17	20.075	169.164	294.819
18	20.075	169.164	294.819
19	0.278	30.757	4.276
20	11.403	169.164	175.365
21	11.403	169.164	175.365
22	11.403	169.164	175.365
23	11.403	169.164	175.365

24	11.593	123.028	178.288
----	--------	---------	---------

tabla 2.9. Resumen de los parámetros de confiabilidad obtenidos para el alimentador OCALA_PLAYA

Una vez los parámetros de confiabilidad para cada tramo del alimentador seleccionado para el estudio, se procede a calcular los índices de confiabilidad asociados a dicho alimentador, los cuales serán SAIFI y SAIDI. Estos resultados se pueden observar en la **tabla 2.9.**

INDICES DE CONFIABILIDAD		
Índice	SAIDI (Horas)	SAIFI (Frecuencia)
Valor	65.657	47.865

tabla 2.10. Índices de confiabilidad para el alimentador

Para realizar el cálculo SAIDI y SAIFI, se usaron como usuarios totales los que hacen parte del alimentador de estudio para tener datos acertados de cuánto tiempo y cuántas veces está fuera de servicio dicho alimentador.

4.2.2. Ubicación de puntos críticos e implementación de reconectores

Por medio de la instalación de dispositivos de protección, específicamente de los reconectores se logra el mejoramiento de la confiabilidad de un determinado sistema eléctrico. Dicho mejoramiento se puede cuantificar mediante la disminución de los índices de calidad SAIDI y SAIFI, se puede observar que son directamente proporcionales, esto quiere decir que la reducción de un índice conlleva a la reducción del otro.

Tramo	SAIFI	SAIDI	Usuarios afectados
01	1.050311	1.022594	5598
02	0	0	5598
03	0	0	5660
04	0	0	1116
05	11.802	28.773	1116
06	0.908	2.215	1116
07	0	0	1116
08	0.905	2.206	1116
09	0.995	2.427	1116
10	0	0	1116
11	0	0	1116
12	0.678	1.654	1116
13	3.204	7.812	5717
14	0	0	11778
15	1.049	2.557	5717
16	0.350	0.852	5717
17	0	0	5717
18	6.215	15.154	5717
19	0	0	5717
20	1.419	3.459	5717
21	0	0	5719

22	0.561	3.459	5731
23	0.090	0	5731
24	1.622	1.368	5731

tabla 2.11. Puntos críticos y de transferencia de carga.

Como se muestra en la **tabla 2.11** se determina mediante la metodología los puntos críticos del alimentador y de transferencia de carga, para la ubicación de reconectores. Los puntos críticos son los tramos 05, 13 y 18, ya que en ellos se perciben las perturbaciones más significantes para los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI.

En la **figura 2.18** se observa los valores de SAIFI para cada tramo. En la **figura 2.19** se muestran los valores de SAIDI para cada tramo.

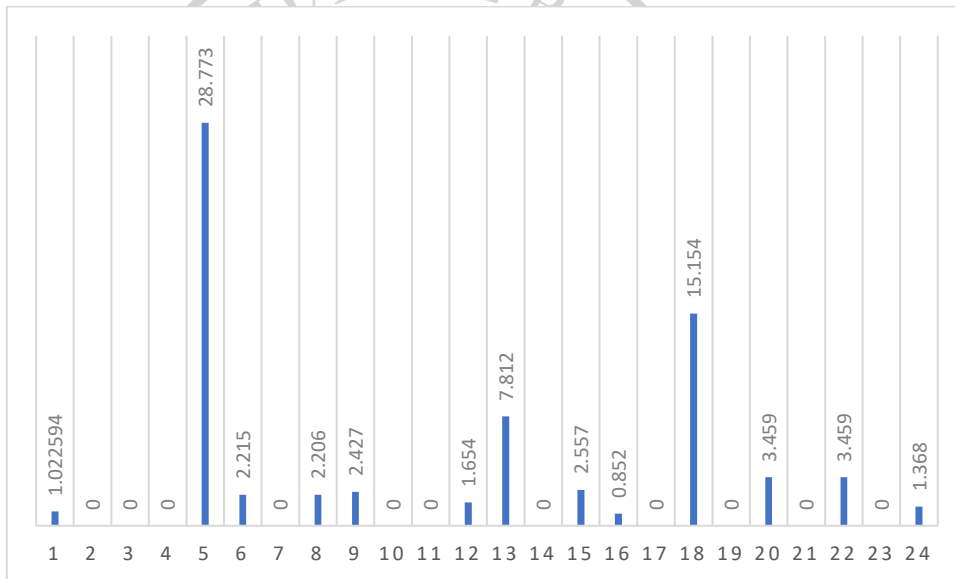


Figura 2.18. Valores SAIFI del alimentador OCALA_PLAYA

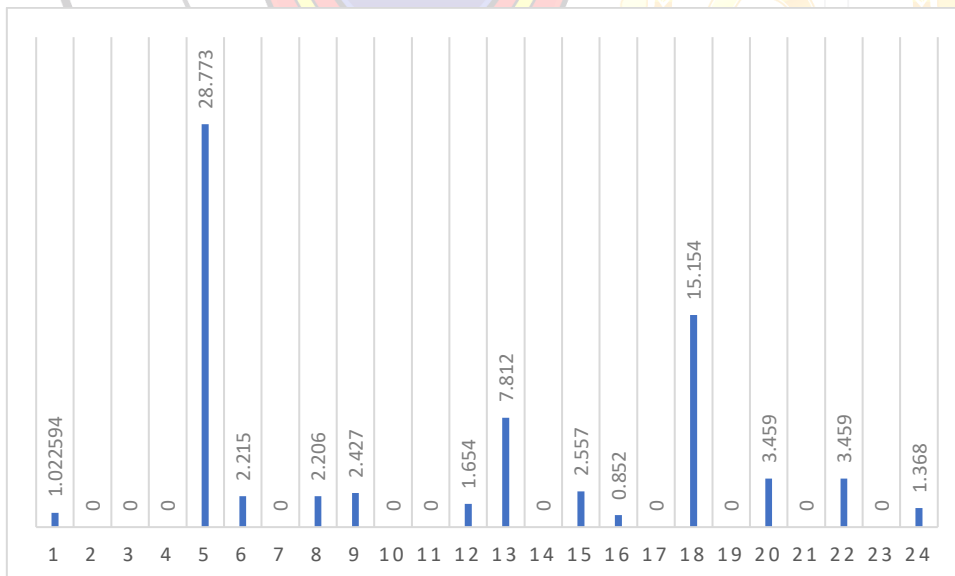


Figura 2.19. Valores SAIDI del alimentador OCALA_PLAYA

4.3. Desarrollo del algoritmo de optimización

Para comenzar con el desarrollo del algoritmo escogimos distintos puntos de tramos para realizar el análisis, en la **figura 2.20** se logra ver lo localización de cada tramo seleccionado.

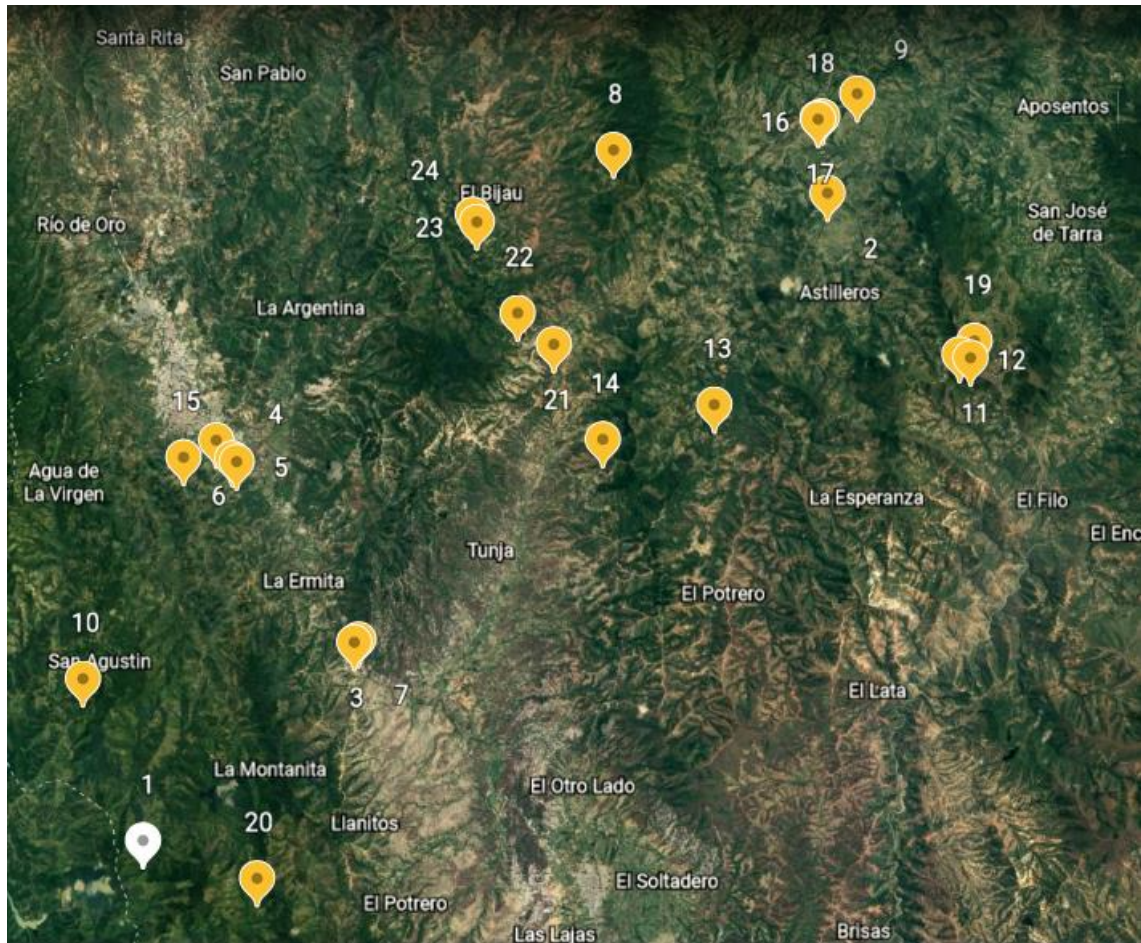


Figura 2.20. Tramos del alimentador OCALA_PLAYA. Fuente: Google Earth

En la **tabla 2.12** se puede observar los tramos seleccionados, los cuales se denominan por un número y su respectiva longitud. Esta información fue obtenida de un consolidado de tramos del centro de control de la empresa CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A.

Tramos	Longitud (m)
1 – 10	126
1 – 3	215
1 – 20	200
20 - 3	415
3 – 7	29
3 - 14	257
14 – 7	286
14 – 13	131
13 – 12	360
13 – 2	524
13 – 21	35
12 – 11	2

12 – 2	1029
12 – 19	44
19 – 11	44
19 – 9	751
19 – 18	944
9 – 16	63
9 – 17	15
16 – 17	14
17 – 18	2
17 – 8	752
17 – 2	103
18 – 2	129
8 – 2	855
8 – 24	223
24 – 2	683
24 – 21	124
24 – 23	116
24 – 5	348
23 – 5	232
23 – 22	95
22 – 21	103
21 – 5	224
5 – 4	23
5 – 7	34
5 – 10	152
7 – 10	118
10 – 15	66
10 – 4	130
4 – 6	19
6 – 15	215

Tabla 2.12. Secciones de línea del alimentador OCALA_PLAYA

Para realizar el respectivo análisis matemático se tienen los 42 caminos por donde las hormigas seleccionadas pueden pasar, cada uno de estos 42 caminos se separan por una distancia determinada, esta distancia es medida en metros para mayor facilidad de lectura y análisis.

Al tener los datos anteriormente mencionados se procede a escoger una cantidad inicial de hormigas (5) para la puesta en marcha de la primera parte del algoritmo. Para realizar este análisis es necesario tener en cuenta que las feromonas iniciales tendrán un valor de 0.1, la visibilidad será el inverso de la longitud de cada camino y la data de evaporación será expresada cómo 0.01.

Usamos la ecuación 2.34 para determinar la probabilidad para solucionar un camino, sabiendo que el valor de τ (que son las feromonas iniciales) tomará un valor de 0.1. En las siguientes tablas se ve reflejado estos datos.

Hormiga 1.

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
1 – 10	0.0007936	0.4512
1 – 3	0.0004651	0.2644

1 – 20	0.0005	0.2843
--------	--------	--------

Tabla 2.13. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 1

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
3 – 7	0.00344	0.89840
3 – 14	0.000389	0.10159

Tabla 2.14. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 3

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
7 – 5	0.00294	0.89634
7 – 14	0.00034	0.10365

Tabla 2.15. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 7

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
5 – 21	0.0004464	0.38602
5 – 23	0.00043	0.37184
5 – 24	0.00028	0.24213

Tabla 2.16. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 5

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
21 – 24	0.000806	0.22003
21 – 13	0.002857	0.77996

Tabla 2.17. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 21

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
13 – 12	0.00019	0.45563
13 – 2	0.000227	0.54436

Tabla 2.18. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 13

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
2 – 12	0.00009718	0.05275
2 – 17	0.00097	0.52655
2 – 18	0.000775	0.42069

Tabla 2.19. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 2

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
17 – 16	0.007142	0.51746
17 – 9	0.00666	0.48253

Tabla 2.20. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 17

Hormiga 2.

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
1 – 10	0.0007936	0.4512
1 – 3	0.0004651	0.2644
1 – 20	0.0005	0.2843

Tabla 2.21. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 1

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
20 – 3	0.0002409	1

Tabla 2.22. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 20

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
3 – 7	0.00344	0.89840
3 – 14	0.000389	0.10159

Tabla 2.23. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 3

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
14 – 13	0.0007633	1

Tabla 2.24. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 14

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
13 – 12	0.00019	0.45563
13 – 2	0.000227	0.54436

Tabla 2.25. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 13

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
12 – 11	0.05	0.95653
12 – 19	0.002272	0.04346

Tabla 2.26. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 12

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
19 – 9	0.0001331	1

Tabla 2.27. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 19

Hormiga 3

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
1 – 10	0.0007936	0.4512
1 – 3	0.0004651	0.2644
1 – 20	0.0005	0.2843

Tabla 2.28. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 1

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
10 – 7	0.00084	0.2225
10 – 5	0.00065	0.17223
10 – 15	0.001515	0.40143
10 – 4	0.000769	0.20376

Tabla 2.29. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 10

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
5 – 7	0.002941	0.71632
5 – 21	0.0004464	0.10872
5 – 23	0.0004310	0.10497
5 – 24	0.0002873	0.06997

Tabla 2.30. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 5

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
24 – 2	0.0001464	0.24613
24 – 8	0.0004484	0.75386

Tabla 2.31. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 24

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
8 – 2	0.00011695	0.46794
8 – 17	0.00013297	0.53205

Tabla 2.32. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 8

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
17 – 16	0.0071428	0.51726
17 – 9	0.006666	0.48273

Tabla 2.33. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 17

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
16 – 9	0.0015873	1

Tabla 2.34. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 16

Hormiga 4.

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
1 – 10	0.0007936	0.4512
1 – 3	0.0004651	0.2644
1 – 20	0.0005	0.2843

Tabla 2.35. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 1

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
10 – 7	0.00084	0.2225
10 – 5	0.00065	0.17223
10 – 15	0.001515	0.40143
10 – 4	0.000769	0.20376

Tabla 2.36. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 10

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
4 – 5	0.00084	1

Tabla 2.37. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 4

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
5 – 7	0.002941	0.71632
5 – 21	0.0004464	0.10872
5 – 23	0.0004310	0.10497
5 – 24	0.0002873	0.06997

Tabla 2.38. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 5

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
21 – 24	0.000806	0.22003
21 – 13	0.002857	0.77996

Tabla 2.39. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 21

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
24 – 2	0.0001464	0.24613
24 – 8	0.0004484	0.75386

Tabla 2.40. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 24

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
2 – 12	0.00009718	0.05275
2 – 17	0.00097	0.52655
2 – 18	0.000775	0.42069

Tabla 2.41. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 2

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
17 – 16	0.0071428	0.51726
17 – 9	0.006666	0.48273

Tabla 2.42. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 17

Hormiga 5.

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
1 – 10	0.0007936	0.4512
1 – 3	0.0004651	0.2644
1 – 20	0.0005	0.2843

Tabla 2.43. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 1

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
10 – 7	0.00084	0.2225
10 – 5	0.00065	0.17223
10 – 15	0.001515	0.40143
10 – 4	0.000769	0.20376

Tabla 2.44. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 10

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
5 – 7	0.002941	0.71632
5 – 21	0.0004464	0.10872
5 – 23	0.0004310	0.10497
5 – 24	0.0002873	0.06997

Tabla 2.45. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 5

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
24 – 2	0.0001464	0.24613
24 – 8	0.0004484	0.75386

Tabla 2.46. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 24

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
8 – 2	0.00011695	0.46794
8 – 17	0.00013297	0.53205

Tabla 2.47. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 8

Caminos	$\tau_{(e)} \times n_{(e)}$	P_{xy}
17 – 16	0.0071428	0.51726
17 – 9	0.006666	0.48273

Tabla 2.48. Probabilidad de solucionar un camino partiendo del punto 17

A continuación, se detalla una tabla con el análisis de los 42 caminos, los datos de la cantidad de feromonas y el aporte de feromonas por cada hormiga.

Caminos	$(1 - \rho)\tau_{xy}$	Hormiga 1	Hormiga 2	Hormiga 3	Hormiga 4	Hormiga 5	τ_{xy}
1 – 10	0.099	0	0	0.0005959	0.00070028	0.0006188	0.10090
1 – 3	0.099	0.00084817	0	0	0	0	0.09984
1 – 20	0.099	0	0.0004633	0	0	0	0.09946
20 – 3	0.099	0	0.0004633	0	0	0	0.09946
3 – 7	0.099	0.00084817	0	0	0	0	0.09984
3 – 14	0.099	0	0.0004633	0	0	0	0.09946
10 – 7	0.099	0	0	0	0	0	0.099
7 – 5	0.099	0.00084817	0	0	0	0	0.09984
7 – 14	0.099	0	0	0	0	0	0.099
4 – 5	0.099	0	0	0	0.00070028	0	0.09970
5 – 21	0.099	0.00084817	0	0	0.00070028	0	0.10054
10 – 5	0.099	0	0	0.00070028	0	0.0006188	0.10031
5 – 23	0.099	0	0	0	0	0	0.099
5 – 24	0.099	0	0	0.00070028	0	0.00070028	0.10040
22 – 21	0.099	0	0	0	0	0	0.099
21 – 24	0.099	0	0	0	0.00070028	0	0.0997
21 – 13	0.099	0.00084817	0	0	0	0	0.09984
14 – 13	0.099	0	0.0004633	0	0	0	0.09946
13 – 2	0.099	0.00084817	0	0	0	0	0.09984
13 – 12	0.099	0	0.0004633	0	0	0	0.09946
24 – 2	0.099	0	0	0	0.00070028	0	0.0997
8 – 2	0.099	0	0	0	0	0	0.099
2 – 12	0.099	0	0	0	0	0	0.099
2 – 17	0.099	0.00084817	0	0	0.00070028	0	0.10054
2 – 18	0.099	0	0	0	0	0	0.099
8 – 17	0.099	0	0	0.0005959	0	0.0006188	0.10021
18 – 17	0.099	0	0	0	0	0	0.099
17 – 16	0.099	0	0	0.0005959	0	0	0.09959
12 – 11	0.099	0	0	0	0	0	0.099
12 – 19	0.099	0	0.0004633	0	0	0	0.09946
11 – 19	0.099	0	0	0	0	0	0.099
18 – 19	0.099	0	0	0	0	0	0.099
19 – 9	0.099	0	0.0004633	0	0	0	0.09946
16 – 9	0.099	0	0	0.0005959	0	0	0.09959
17 – 9	0.099	0.00084817	0	0	0.00070028	0.0006188	0.10116
10 – 15	0.099	0	0	0	0	0	0.099
10 – 4	0.099	0	0	0	0.00070028	0	0.0997
6 – 4	0.099	0	0	0	0	0	0.099
23 – 24	0.099	0	0	0	0	0	0.099
24 – 8	0.099	0	0	0.0005959	0	0.0006188	0.10021
6 – 15	0.099	0	0	0	0	0	0.099
23 – 22	0.099	0	0	0	0	0	0.099

Tabla 2.49. Aporte de feromonas por cada hormiga

Finalmente es importante mencionar que la última columna de la tabla 2.49 representa la cantidad de feromonas para una cantidad de 5 hormigas que circular por el circuito y por los

nodos que lo componen. Estos valores que se muestran son los valores para representar el funcionamiento correcto del circuito, lo cual quiere decir que cualquier alteración o modificación de los valores conlleva a concluir que hay una alerta en el circuito y su funcionamiento no es el correcto.

El algoritmo detecta esta modificación o alteración y permite de una manera rápida identificar qué línea está presentando dicho fallo. De esta manera se toma como base estas respuestas y se propone la ubicación óptima de un reconector que permita dar solución rápida al inconveniente presentado.

CONCLUSIONES

- Se logró desarrollar una metodología que permitió ubicar los re conectadores de manera óptima en el circuito OCALA_PLAYA.
- Al realizar el diagnostico de la red se observó el impacto que tienen los tiempos de reparación, localización y preparación cuando se realiza la evaluación de confiabilidad de un sistema de distribución, por lo tanto, es de vital importancia generar un plan o estrategia que permita disminuir dichos tiempos.
- Con la investigación sobre los diferentes métodos de optimización se determinó que el algoritmo de colonia de hormigas fue el indicado para el desarrollo del proyecto y su tiempo de ejecución.
- La ubicación óptima de los re conectadores es fundamental ya que estos dispositivos de protección permiten actuar de forma oportuna ante cualquier contingencia que se pueda presentar en el circuito.
- Teniendo en cuenta los datos y resultados antes descritos podemos aclarar que para los procesos que desarrolla la empresa es de importancia dicho trabajo ya que por el momento la única forma de ubicar un reconector es por elección del personal y no por ninguna data.

Referencias

[1] C. E. R. Espinosa, «Ubicación óptima de re conectadores en sistemas de distribución,» Bogotá, 2013.

[2] «Wikispace,» Marzo 2018. [En línea]. Available: <https://referencias111.wikispace.com/file/view/>.

- [3] C. E. Landázuri, «Operación remota de la distribución basada en la supervisión y control remotos de reconectadores,» *Energía*, vol. 10, nº 1, Enero 2014.
- [4] S. Escalante, «El reconectador en los sistemas de distribución eléctrica,» *Facoel*, 2013.
- [5] J. A. Y. Morón, *Sistemas Eléctricos de Distribución*, Barcelona: Reverté, 2009.
- [6] J. D. J. Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, 1995.
- [7] E. H. V. Choque y O. A. C. Quispe, Inspeccion preventiva mediante el uso del vehículo aéreo no tripulado (drone), para evitar interrupciones del suministro de energía en los elementos del sistema de distribución, 2021.
- [8] E. V. R. Cajamarca, Ubicación óptima de reconectadores y seccionadores en alimentadores urbanos en redes de distribución eléctrica para mejorar los indicadores de calidad de servicio., Guayaquil, 2021.
- [9] G. A. Schweickardt y C. A. C. Pietroboni, «Optimización de la confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica de media tensión. Modelos basados en dinámica posibilística e hiperheurística multiobjetivo,» *Revista de la escuela de perfeccionamiento en investigación operativa*, 2017.
- [10] W. Q. Huaranga, «Mejoramiento de la confiabilidad mediante la reubicación de seccionadores en el alimentador A4803 de la subestación Chanchamayo,» de *Repositorio institucional*, 2019.
- [11] D. A. O. Parra, *Modelo de gestión del mantenimiento para empresas distribuidoras de energía eléctrica, utilizando estrategias basadas en la confiabilidad y en los riesgos de los componentes asociados a las redes de distribución*, Quito, 2020.
- [12] J. U. E. Martínez, E. M. d. I. P. Martínez, R. A. P. Bermudez y I. A. Pérez, «Contribución del mantenimiento centrado en la confiabilidad para el estudio de fallos a equipos consumidores de energía eléctrica,» *Centro Azúcar*, vol. 47, nº 2223-4861, 2020.
- [13] D. V. Toquica, C. G. Bustos y A. N. Cubillos, «Análisis de confiabilidad en subestaciones eléctricas tipo maniobra implementando el transformador de tensión con núcleo de potencia,» *Ingeniería*, vol. 22, nº 1, 2017.
- [14] J. A. M. Saucedo, Evaluación técnica y económica de la instalación de fallas para incrementar los indicadores de confiabilidad en una red de distribución en media tensión, Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo , 2019.
- [15] V. P. A. Flores, Mejoramiento de los indicadores de performance SAIDI y SAIFI de una concesionaria de electricidad mediante la aplicación de tecnología LoT que gestiona la operación remota de su red primaria, Arequipa, 2020.
- [16] C. G. C. Orbe, «Localización óptima de reconectadores con criterios de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución radial,» Quito, 2017, p. 111.

- [17] R. S. Contreras, «Evaluación metodológica de confiabilidad para mejorar el desempeño de los sistemas eléctricos de distribución de la subestación San Francisco - Ayacucho,» Huancayo, 2021.
- [18] O. D. Montoya, R. A. Hincapié y M. Granada, «Nuevo enfoque para la localización óptima de reconectores en sistemas de distribución considerando la calidad del servicio y los costos de inversión,» *Ingeiare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 24, nº 1, 2016.
- [19] M. O. B. Rodriguez, Optimización de redes de dsitribución de energía eléctrica mediante modelos de programación lineal, 1994.
- [20] M. A. Barrera, «La diversificación de la matriz energética, un debate pendiente,» *Voces en el Fenix*, p. 5, 2015.
- [21] N. N. M. Coaquira y G. W. P. Acho, Evaluación y mejoramiento de la confiabilidad mediante la ubicación óptima de equipos de protección y seccionamiento en los alimentadores de 10KV del sistema eléctrico Yarada, Tacna, Puno, 2021.
- [22] C. P. Aguilar, Seguridad eléctrica en obras de distribución eléctrica, 2008.
- [23] R. L. Haupt y S. E. Haupt, Practical genetic algorithms, New Jersey: Jhon Wiley & sons Inc, 2004.
- [24] C. P. A. Hernandez, Análisis e implementacion del algoritmo denético de Chu-Beasley para resolver el problema del agente viajero (TSP) y su variante, el problema de rutas de vehículo (VRP), Pereira, 2015.
- [25] L. A. W. C. Valderrama y J. W. S. Flores, «Aplicación del algoritmo K-Medoid para la segmentación de los alumnos ingresantes de una universidad,» *Espoch*, vol. 1, 2021.
- [26] P. Cazanova y J. Salazar, «Software en matlab para la expansión de generación aplicando criterios de confiabilidad,» *Energía*, vol. 8, nº 1, 2012.
- [27] N. A. A. Arciniegas, «Optimizacion del sistema de seccionamiento en redes de distribución usando algoritmo de colonia de hormigas,» *Repositorio institucional de la universidad politecnica salesiana*, 2018.