

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DE SOFTWARE PARA
LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO UN MÉTODO SIMULATIVO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

TACO CABRERA ALEXIS GEOVANNY

alex_tcgr@hotmail.com

DIRECTOR: PHD. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ

hugo.arcos@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alexis Geovanny Taco Cabrera bajo mi supervisión.

Hugo Neptalí Arcos Martínez, PhD
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Alexis Geovanny Taco Cabrera 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 normatividad institucional vigente.

Alexis Geovanny Taco Cabrera

AGRADECIMIENTO

Primeramente a Dios, por la fuerza y la salud brindada a lo largo de toda mi vida.

A mi madre Alicia y a mi padre Geovanny por los valores que me han transmitido, su constante compañía y su eterno amor, por esforzarse cada día para que pueda llegar a ser una persona de bien. Gracias por la infinita confianza puesta en mí.

A mis hermanos Martín, Paúl y Mateo por su paciencia y cariño eterno, por ser la razón por la cual quiero ser cada día mejor, por brindarme siempre una mano amiga en los malos momentos y por soportarme cuándo ni siquiera yo mismo me soportaba.

A mis abuelitas Marija y Laura, que con su bendición me han guiado siempre por el camino del bien. También a mi abuelito Gonzalo, quien desde la Gloria de Dios ha estado conmigo observándome y brindándome su bendición Han sido cómo unos segundos padres para mí.

A mis maestros, quienes con su esfuerzo y dedicación se esmeran cada día para que los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional encuentren la manera de contribuir para que nuestro país sea cada día mejor, especialmente al Dr. Hugo Arcos por el conocimiento compartido, por la amistad brindada y por el tiempo tomado para la supervisión del proyecto de titulación.

A mis amigos David, Kike, Jonathan, Leslie, Ricardo, Sandra, Sebastián, Diana y todos quienes convirtieron mi etapa universitaria en algo que nunca olvidaré. Gracias por estar siempre en las buenas y en las malas ya que en ustedes encontré algo más que una amistad, encontré una segunda familia.

Alexis

DEDICATORIA

Dedico el esfuerzo puesto en el presente trabajo a mis padres Alicia y Geovanny por la confianza depositada en mí.

A mis hermanos Martín, Paúl y Mateo por ser quienes me motivan a perseguir mis sueños.

A mis abuelitas Maruja y Laura que son lo más preciado que tengo en esta vida.

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: La Voluntad”

Albert Einstein

Alexis

ÍNDICE

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
ÍNDICE.....	V
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT	X
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.1.1 <i>Objetivo General</i>	2
1.1.2 <i>Objetivos Específicos</i>	2
1.2 ALCANCE.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	3
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1 INTRODUCCIÓN	4
2.1.1 <i>Conceptos Básicos</i>	5
2.1.2 <i>Sistemas Eléctricos de Distribución [8]</i>	7
2.1.3 <i>Topologías Básicas de los Sistemas Eléctricos de Distribución</i>	8
2.1.3.1 Alimentador primario tipo radial.	8
2.1.3.2 Anillo primario.....	9
2.1.3.3 Sistema de red primaria.	10
2.1.3.4 Selectivo primario.	11
2.2 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	12
2.2.1 <i>Flujo de potencia, modelo de red lineal</i>	14
2.2.2 <i>Flujo de potencia, modelo de red no lineal</i>	16
2.2.3 <i>Barrido iterativo atrás adelante</i>	17
2.2.4 <i>Alimentador de distribución trifásico desbalanceado [12]</i>	21
2.2.4.1 Componentes serie	22
2.2.4.2 Componentes shunt.	23
2.2.5 <i>Método de Newton Raphson</i>	24
2.2.5.1 Formación de la Matriz Y de barra.....	29
2.2.6 <i>Método DC</i>	32
2.3 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	34

2.3.1	<i>Confiabilidad en Elementos de la Red</i>	35
2.3.1.1	Distribuciones de Probabilidad.....	36
2.3.1.2	Distribuciones de probabilidad de variables continuas.....	37
2.3.1.2.1	Distribución uniforme continua.....	37
2.3.1.2.2	Distribución Normal.....	38
2.3.1.2.3	Distribución Exponencial.....	41
2.3.1.3	Distribuciones de probabilidad de variables discretas.....	43
2.3.1.3.1	Distribución uniforme discreta.....	43
2.3.1.3.2	Distribución de Bernoulli de parámetro p.....	44
2.3.1.3.3	Distribución binomial de parámetros n y p.....	45
2.3.2	<i>Índices de Confiabilidad de Elementos [38]</i>	45
2.3.2.1	Tasa de Falla.....	47
3.4.1.1.1	Comportamiento de la función tasa de falla [38]:.....	48
2.3.2.2	Tasa de reparación.....	51
2.3.3	<i>Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución</i>	52
2.3.3.1	Métodos Analíticos y Simulativos.....	52
2.4	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	54
2.4.1	<i>Índices de Confiabilidad Referidos al Consumidor Interrumpido</i>	54
2.4.1.1	SAIFI.....	54
2.4.1.2	SAIDI.....	54
2.4.1.3	CAIDI.....	55
2.4.1.4	ASAI.....	55
2.4.1.5	ENS.....	56
2.4.1.6	AENS.....	56
2.4.1.7	CAIFI.....	57
2.4.1.8	CTAIDI.....	57
2.4.1.9	ACCI.....	58
2.4.2	<i>Índices de Confiabilidad Referidos al Balance Generación-Carga</i>	58
2.4.2.1	LOLP.....	59
2.4.2.2	LOLE.....	59
2.4.2.3	EENS.....	60
2.4.2.4	XLOL.....	60
2.4.2.5	FOI.....	60
2.4.2.6	DOI.....	61
2.4.2.7	ENSI.....	61
2.4.2.8	ELCI.....	61
2.4.3	<i>Índices de Confiabilidad CONELEC No 004/01 de Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución [10]</i>	61
2.4.3.1	Índices de Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1.....	62
2.4.3.1.1	FMIK.....	63
2.4.3.1.2	TTIK.....	63
2.4.3.1.3	Límites establecidos.....	63
2.4.3.2	Índices de Control de Servicio Técnico en la Subetapa 2.....	64

2.4.3.2.1	FAIc.....	64
2.4.3.2.2	DAIc	64
2.4.3.2.3	Límites Establecidos.....	65
2.5	TEORÍA DE GRAFOS.....	65
2.5.1	<i>Grafo</i>	65
2.5.2	<i>Características de un Grafo</i>	67
2.5.3	<i>Tipos de Grafos</i>	67
2.5.3.1	Grafo regular.....	67
2.5.3.2	Grafo completo	68
2.5.3.3	Multigrafo	68
2.5.3.4	Grafo Dirigido.....	69
2.5.3.5	Grafo ponderado	69
2.5.3.6	Grafo tipo Árbol.....	70
2.5.3.7	Grafo Conexo	70
2.5.4	<i>Aplicaciones Teorías de Grafos</i>	70
2.6	IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	72
2.6.1	<i>Introducción a MATLAB</i>	72
2.6.2	<i>Entorno de MATLAB</i>	73
2.6.2.1	Command Window	73
2.6.2.2	Workspace.....	75
2.6.2.3	Current Folder.....	75
2.6.2.4	Editor de MATLAB.....	76
2.6.2.5	Interfaz Gráfica de Usuario de Matlab	76
2.6.2.6	Lenguaje m. Generación de números aleatorios.....	79
2.6.2.7	Aplicación de la Teoría de Grafos.....	80
3.	METODOLOGÍA IMPLEMENTADA	81
3.1	INTRODUCCIÓN	81
3.2	MÉTODO SIMULATIVO DE MONTE CARLO	81
3.2.1	<i>Generación de números aleatorios</i>	82
3.2.2	<i>Conversión y tratamiento de variables aleatorias [38]</i>	83
3.3	ALGORITMO UTILIZADO.....	85
3.3.1	<i>Diagrama de flujo del algoritmo de utilizado</i>	86
3.3.2	<i>Desarrollo del algoritmo</i>	88
3.3.2.1	Ingreso de datos.....	88
3.3.2.2	Generación de tiempos de falla aleatorios.....	89
3.3.2.3	Estados de operación del sistema	90
3.3.2.4	Análisis fallas múltiples.....	92
3.3.2.5	Evaluación de la reconexión	93
3.4.1.1.2.	Sobrecarga en las líneas reconectadas.....	96
3.4.1.1.3.	Tiempo de maniobra.....	96
3.3.3	<i>Resumen del Algoritmo Implementado</i>	97
3.4	CONVERGENCIA MÉTODO DE MONTE CARLO	98

3.4.1	<i>Ejemplo de los dos dados</i>	99
3.5	EJEMPLO DE APLICACIÓN A UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	101
3.5.1	<i>Alimentador principal Pucuna 2, perteneciente a la Empresa Eléctrica de Sucumbíos:</i>	101
3.5.1.1	Ingreso de datos.....	102
3.4.1.1.4.	Matriz Tramos.....	102
3.4.1.1.5.	Matriz Inyecciones.....	103
3.4.1.1.6.	Matriz reconexión:	104
3.5.1.2	Creación de estados de operación	105
3.5.2	<i>Cálculo de los índices de confiabilidad</i>	111
3.5.2.1	SAIFI.....	111
3.5.2.2	ENS.....	114
3.5.2.3	FMIK	117
4.	EJEMPLO DE APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	121
4.1	CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIOS SUCUMBÍOS.....	121
4.1.1	<i>Generalidades</i>	121
4.1.2	<i>Índices de Confiabilidad de la Empresa Distribuidora</i>	122
4.2	MODELO DE RED UTILIZADA.....	123
4.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS. ALIMENTADORES COCA 1 Y COCA 2	127
4.3.1	<i>Resultados y convergencia índice SAIFI</i>	127
4.3.2	<i>Resultados y convergencia índice ENS</i>	128
4.3.3	<i>Resultados y convergencia índice FMIK y TTIK</i>	129
4.4	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	129
4.4.1	<i>Variación de índice SAIFI según el número de simulaciones realizadas</i>	130
4.4.2	<i>Variación de los índices de confiabilidad según el tiempo de maniobra</i>	131
4.4.3	<i>Variación según la tasa de falla</i>	132
4.4.4	<i>Variación de los índices de confiabilidad según la tasa de reparación</i>	133
4.5	IMPLEMENTACIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.	134
4.6	COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON RESPECTO A UN SOFTWARE COMERCIAL... ..	139
4.6.1	<i>Ventajas del Software de Simulación Implementado</i>	141
4.7	INTERFAZ GRÁFICA DE LA HERRAMIENTA	141
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	143
5.1	CONCLUSIONES	143
5.2	RECOMENDACIONES.....	146
	REFERENCIAS	147
	ORDEN DE EMPASTADO	151

RESUMEN

En el presente Proyecto de Titulación se implementa un modelo para el cálculo de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución, aplicando el método Simulativo de Monte Carlo, en el software Matlab R2016a, utilizando el lenguaje de programación .m y con la interfaz gráfica de usuario GUI.

La empresa de distribución CNEL-EP Unidad de Negocio Sucumbíos, a través de su departamento de Sistema de Información Georeferenciada (SIG) ha brindado la base de datos con especificaciones de topología, número de usuarios, cargas y distancias de los alimentadores, datos indispensables para la realización del análisis.

El software objeto del presente proyecto realiza el análisis de confiabilidad en dos alimentadores radiales de distribución y ante cada falla en el sistema brinda una opción de reconexión a través de un seccionador el cual reconfigura la topología del sistema utilizado.

Además del cálculo de los índices de confiabilidad del sistema, se realiza un análisis técnico económico, análisis con el cual se puede comparar cual es la reconexión óptima para el sistema en función de parámetros como ENS, VAN, TIR.

Con el presente estudio se provee una base sólida de información para los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, base que será de ayuda para los futuros funcionarios de las empresas eléctricas de distribución, específicamente a los departamentos de planificación.

PALABRAS CLAVE: Confiabilidad, Métodos Simulativos, Métodos no Determinísticos, Monte Carlo, Planificación, Reconexión, SAIDI, SAIFI, CAIDI, ENS, TTIK, FMIK

ABSTRACT

In the current Project, a calculation model of the Reliability in Electrical Systems is applied, using the Monte Carlo's Simulative Method implemented in the software Matlab 2016a using the ".m" programming language and with the Graphical User Interface (GUI).

The Distribution Utility CNEL-EP Business Unit Sucumbíos, through its Department of Geo-referenced Information System (SIG) has provided the DATA BASE with the following specifications: number of users, loads and distances of the feeders, indispensable data for the realization of the analysis.

The software related to the present project performs reliability analysis in two radial distribution networks, offering, in every event of a failure in the system, a reconnection option between the feeders through a reconstructor which reconfigures the topology of the networks used.

Besides of the reliability criteria of the system, an economic technical analysis will be performed, analysis with which you can compare what is the optimal reconnection for the system based on the parameters ENS, VAN, TIR.

With the present study a solid base is provided for students of Electrical Engineering of the Escuela Politécnica Naconal, base which will be for help to the future civil servants of the electrical companies of distribution, specifically to the departments of planning.

KEYWORDS: Reliability, Simulative Methods, Non-Deterministic Methods, Planning, Reconnect, SAIDI, SAIFI, CAIDI, ENS, TTIK, FMIK

1. INTRODUCCIÓN

Los índices de confiabilidad de un sistema pueden ser calculados usando técnicas analíticas o también con simulación estocástica, a estos se les llama técnicas analíticas y técnicas simulativas respectivamente.

En el Proyecto de Titulación objeto del presente documento se desarrolla una herramienta computacional que, mediante métodos simulativos, realiza el cálculo de los índices de confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución.

Los índices de confiabilidad para una empresa de distribución son de vital importancia para su planificación y expansión. Con dichos índices se puede analizar el estado de red en cuanto a continuidad de servicio y con ello diagnosticar el sistema para tomar las acciones pertinentes.

Se implementa el método simulativo de Monte Carlo el cual a partir de la creación de estados de operación del sistema eléctrico de distribución, proveniente de la generación de números aleatorios, determina los índices de confiabilidad de la red de distribución. Con la generación de estados de operación aleatorios, se representan los eventos no deterministas que se generan ante el comportamiento estocástico del sistema de distribución.

Para la obtención de los índices de confiabilidad, son tomados como datos de entrada la tasa de falla y tasa de reparación de los elementos, como también características topológicas de la red y número de usuarios conectados a cada nodo, datos que han sido considerados para el cálculo de los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, TTIK, FMIK.

Para las fallas ocurridas en cada estado de operación generado, el programa incluye una reconexión entre dos nodos, con la finalidad de mejorar los índices de confiabilidad del sistema analizado. Con ello el usuario puede determinar cuál es la

óptima reconexión, cuantificada por el costo de Energía no Suministrada y la implementación de un análisis técnico económico que arroja valores de indicadores económicos como VAN, TIR.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo General

Diseñar e implementar una herramienta de software que permita realizar la evaluación de índices de confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución de energía, utilizando un método simulativo.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Evaluar distintos algoritmos para la determinación de índices de confiabilidad en sistemas de distribución.
- Aplicar la generación de números pseudo-aleatorios en la realización de análisis de confiabilidad en sistemas de distribución.
- Implementar una herramienta de software que permita el análisis de confiabilidad de sistemas de distribución existentes.
- Corroborar la validez de los resultados obtenidos por la herramienta implementada, comparándolos con resultados de softwares comerciales.

1.2 Alcance

Se estudiará información referente a la determinación de índices de confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución SED's.

Se analizarán distintos algoritmos que se basan en la generación de números pseudo-aleatorios, para la el análisis de confiabilidad en SED's.

Se implementará un módulo de software en el ambiente de programación m de Matlab, para así obtener dichos índices de confiabilidad y compararlos con una herramienta comercial como lo es Cymdist.

1.3 Justificación

La confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución viene cuantificada por sus índices de confiabilidad, los cuales son una medida de las condiciones operativas de una red, y en tal sentido pueden ser utilizados para la elaboración de diagnósticos y toma de decisiones en procesos de planificación de la expansión de redes de distribución.

Uno de los métodos más usados para el cálculo de dicha confiabilidad es el de Monte Carlo, el cual es una técnica numérica que sirve para calcular probabilidades y otras cantidades relacionadas en base a la generación de estados de operación utilizando secuencias de números aleatorios y/o pseudoaleatorios [5].

Por ello el presente documento presenta la implementación de un módulo de software en el ambiente Matlab, que es muy versátil y rápido, además de cumplir con los recursos computacionales necesarios para la solución del problema, para que realice la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución, utilizando el método simulativo de Monte Carlo.

La implementación de esta herramienta, pretende ayudar a los estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, fortaleciendo los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera y dejando una base en la cual se puedan ayudar para futuras investigaciones referentes al tema de confiabilidad en sistemas de distribución.

2. Marco Teórico

2.1 Introducción

En el presente capítulo, se expone la teoría relevante respecto a Sistemas Eléctricos de Distribución (SED).

Se empieza con una breve exposición de conceptos básicos de la teoría de distribución, específicamente en topologías y configuraciones de los alimentadores primarios de redes de distribución; además del análisis de flujos de potencia que se aplican a los mismos.

El capítulo continúa con la explicación de interés del Análisis de la Confiabilidad de un SED, confiabilidad en elementos del SED y posteriormente confiabilidad en el SED. En lo que se relaciona con confiabilidad de los elementos del sistema se da importancia a las curvas de distribución de probabilidad, curvas con las cuales se puede representar la aleatoriedad de los elementos del sistema para llegar a un análisis más real del comportamiento del mismo.

Se continúa con la presentación de los métodos para evaluar la confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución, para lo cual se explica la teoría de lo que respecta a Métodos Analíticos y Métodos Simulativos, enfocándose en los Métodos Simulativos.

Para finalizar el capítulo se expone la teoría completa de como calcular los Índices de Confiabilidad de un SED. Todos estos aspectos son necesarios para que el lector tenga una clara idea de cómo, porqué y para qué se lleva a cabo el Análisis de Confiabilidad objeto del presente Proyecto de Titulación.

2.1.1 Conceptos Básicos

- Sistema: arreglo, conjunto o combinación de elementos conectados o relacionados de manera que constituyen un todo [43].
- Proceso: es una operación o conjunto de pasos con una secuencia determinada, que producen una serie de cambios graduales de un estado a otro y que tienden a un determinado resultado final [43].
- Algoritmo: conjunto ordenado de operaciones lógicas que permiten hallar la solución de un problema.
- Sistema Eléctrico de Potencia (SEP): es el sistema encargado de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde los puntos de generación, hasta los consumidores [8].
- Sistema Eléctrico de Distribución (SED): es la parte del SEP encargada de llevar la energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los consumidores [8].
- Energía: en el campo de Ingeniería Eléctrica, se denomina energía a la cantidad de potencia que se utiliza en un determinado intervalo de tiempo, matemáticamente:

$$E = \int_0^t P_{(t)} dt$$

Ecuación 2.1. Cálculo de la energía en función de la potencia.

Dónde:

- E: Energía en el intervalo de tiempo
- $P_{(t)}$: Potencia en función del tiempo

Si se considera a la potencia como una constante, la ecuación se reduce a:

$$E = P * t$$

Ecuación 2.2. Cálculo de la energía para una potencia constante.

- Potencia: capacidad para realizar un determinado trabajo. En sistemas eléctricos, potencia es la cantidad de energía eléctrica entregada o absorbida por un elemento en un momento determinado. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el vatio o watt (W) [42].
- Demanda: es la cantidad de potencia requerida de la fuente de alimentación a los terminales de recepción expresada en kW, promediada en un intervalo de demanda, usualmente es de 15 minutos [39].
- Consumidor: persona natural o jurídica, pública o privada que utiliza los servicios eléctricos autorizados por la empresa distribuidora dentro de su área de concesión [39].
- Confiabilidad: probabilidad de que un sistema pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo [1].
- Flexibilidad: propiedad de un sistema para acomodarse a diferentes condiciones operativas que se pueden suscitar ya sea por cambios dados, impuestos por mantenimiento o contingencias en el sistema.
- Operación: estado de un elemento, o del sistema, en el cual se abastece de energía eléctrica a los puntos de consumo.
- Falla: contrario a la operación, la falla es el estado de un elemento, o del sistema, en el cual no se abastece de energía eléctrica a los puntos de consumo. Este concepto no cubre salida de componentes a causa de mantenimientos.
- Simulación: es una técnica numérica para conducir experimentos en una computadora, estos experimentos comprenden relaciones matemáticas y lógicas, las cuales son necesarias para describir el comportamiento y la estructura de sistemas complejos del mundo real a través de largos períodos de tiempo [44].
- Proceso Estocástico: es un concepto matemático que sirve para representar variables aleatorias que cambian con el tiempo, cada una de ellas varía según su función de distribución de probabilidad [45].

- Proceso Determinista: un proceso determinista es aquel en el cual el azar no está involucrado en los futuros estados del sistema analizado [45].

2.1.2 Sistemas Eléctricos de Distribución [8].

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está dividido en tres etapas: generación, transmisión y distribución. Su principal función es abastecer de fluido eléctrico a los centros de consumo desde los centros de generación.

A la parte del sistema eléctrico de potencia que se encarga específicamente de abastecer de energía eléctrica a los consumidores se lo llama Sistema Eléctrico de Distribución (SED).

La mayor parte de la inversión de un SEP están dedicados a la distribución, ya que este implica un cuidadoso planeamiento, diseño, construcción y operación; esto ocurre dado que un SED está constituido por un gran volumen de elementos lo que genera también una información voluminosa, lo que dificulta la toma de decisiones.

Cabe recalcar que dado el volumen de elementos de un SED, junto con sus bajos niveles de voltaje, hacen que se constituya en la parte del sistema que produce el mayor porcentaje de pérdidas.

En la figura 2.1 se muestra las etapas en las cuáles está dividido un SEP, en la cual se puede apreciar cómo se estructura cada una de las etapas, tanto como generación, transmisión y distribución.

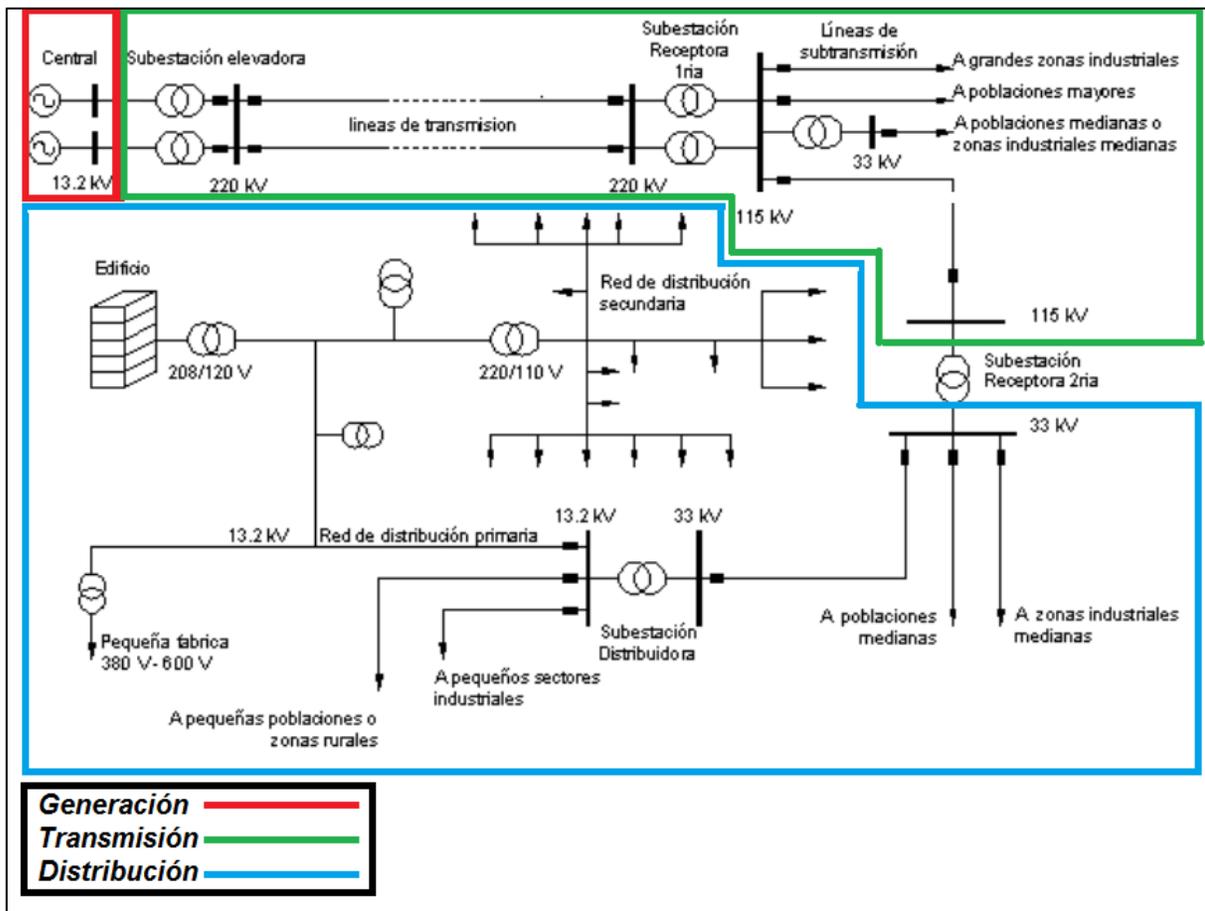


Figura 2.1 Ubicación del Sistema Eléctrico de Distribución dentro del Sistema Eléctrico de Potencia [8].

2.1.3 Topologías Básicas de los Sistemas Eléctricos de Distribución

A un SED se lo puede clasificar de varias maneras, por su topología, por su nivel de voltaje, por su ubicación, entre otras, a continuación se explican las principales topologías de alimentadores primarios de distribución

2.1.3.1 Alimentador primario tipo radial.

Es la configuración más simple, y su principal ventaja es el bajo costo de su implementación, esta configuración es la más común y la que menor inversión necesita para su planificación, expansión y operación.

Una desventaja de este tipo de configuración es su baja confiabilidad, ya que una falla en el servicio eléctrico genera un corte o una interrupción de hasta 10 horas [8].

En la figura 2.2 se muestra la topología básica de un sistema radial:

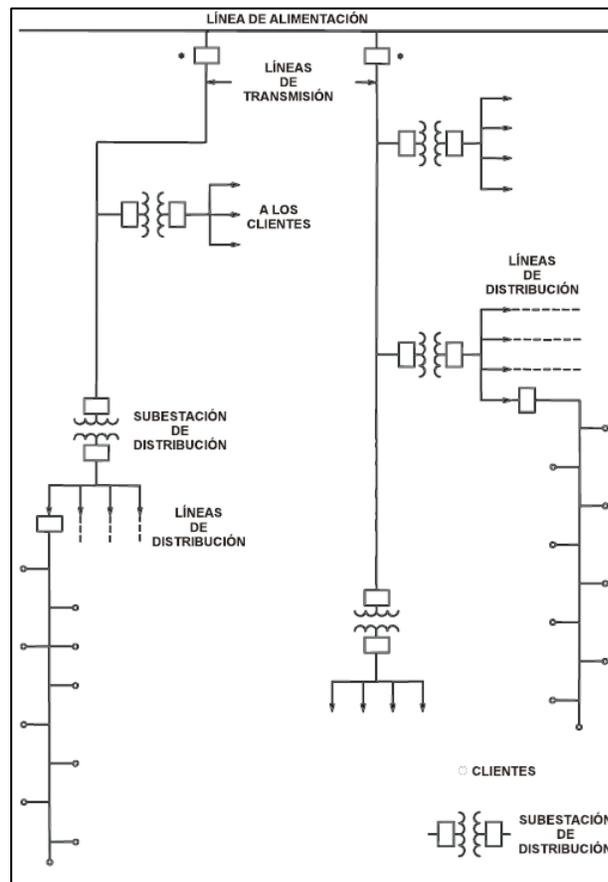


Figura 2.2 Sistema radial de distribución [14]

2.1.3.2 Anillo primario.

En la topología de anillo primario, se realiza un arreglo entre dos o más alimentadores primarios radiales de tal forma que un interruptor de enlace normalmente abierto opera en el momento que ocurra una interrupción en el servicio energético, generando otro camino por el cual se abastece de energía a los consumidores afectados.

Este arreglo provee dos trayectorias paralelas desde la subestación de distribución, aumentando con esto la confiabilidad como se puede observar en la figura 2.3 que muestra una red de distribución de anillo primario.

La topología de anillo no disminuye el número de interrupciones pero hace que disminuya el tiempo de interrupción de servicio, ya que éste viene limitado tan solo por encontrar el punto donde ocurrió la falla [8].

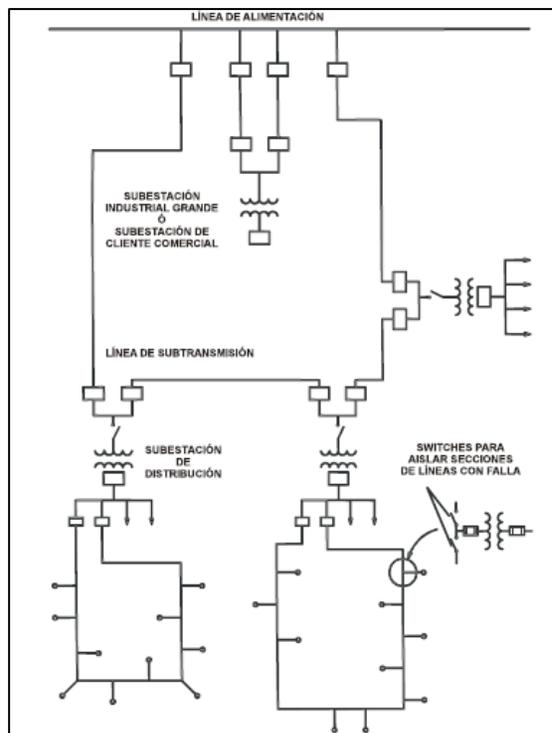


Figura 2.3 Sistema anillo primario de distribución [8]

2.1.3.3 Sistema de red primaria.

Esta topología se caracteriza por tener un sistema de alimentadores primarios que están interconectados y alimentados por varias subestaciones eléctricas de distribución.

Cada alimentador primario cuenta con dos interruptores asociados, con lo cual aumenta la confiabilidad y la calidad del servicio energético, la complejidad de esta topología hace que sea uno de los sistemas más difíciles de operar [8]. La topología de Sistema de Red Primaria se muestra en la figura 2.4.

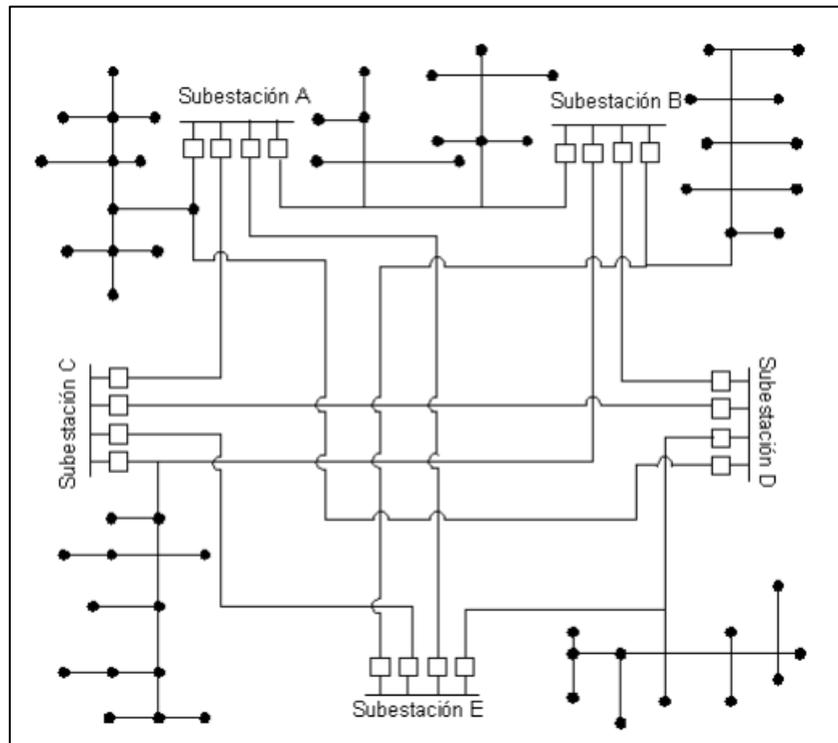


Figura 2.4. Sistema de Red Primaria [8].

2.1.3.4 *Selectivo primario.*

Este sistema consta con los mismos componentes que el anillo primario, pero dispuesto de una forma en la que cada transformador puede seleccionar su fuente de alimentación, aprovechando así la conmutación automática [8].

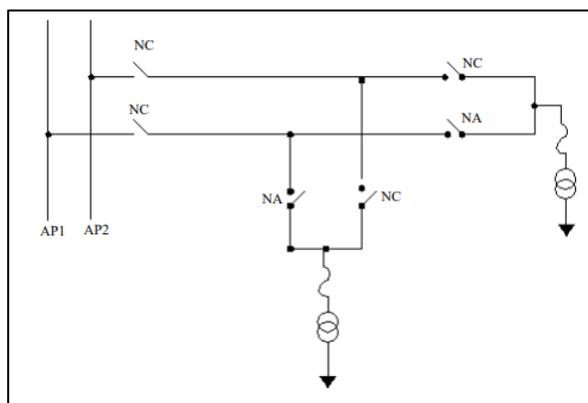


Figura 2.5. Sistema Selectivo Primario [8]

En la figura 2.5 se muestra la configuración de un sistema de distribución Selectivo Primario, donde se representan los interruptores normalmente abiertos (NA), y los interruptores normalmente cerrados (NC), que serán utilizados para que los transformador puedan elegir de qué fuente van a ser alimentador.

2.2 Análisis de Flujos de Potencia en Sistemas de Distribución.

En un SED se puede realizar varios análisis que ayudan a comprender el estado actual del sistema y con ello poder tomar las acciones para mejorarlo, tales análisis pueden ser por ejemplo, flujos de potencia, análisis de cortocircuitos, análisis de confiabilidad, análisis de expansión de la carga, entre otros.

A continuación se muestran los principales análisis para sistemas de distribución en lo que a Flujos de Potencia respecta.

El flujo de potencia en una red de distribución se lo realiza en condiciones normales de funcionamiento, descartando su comportamiento dinámico, es decir tomando en cuenta el análisis en estadio estacionario del sistema. El análisis de flujos de potencia en sistemas de distribución es de vital importancia para el diseño, operación, planificación, expansión, y despacho económico del sistema [13].

Se deben tomar en cuenta como datos de entrada los voltajes trifásicos de la subestación, parámetros de los alimentadores, las cargas del sistema, así como también la energía suministrada desde el primario de distribución. Después de este análisis se podrá determinar valores como [12]:

- Magnitudes y ángulos de los voltajes de todos los nodos del alimentador.
- Fasores de corriente en todos los tramos de la red de distribución.
- Flujo de potencia activa y reactiva, dirección de la corriente y factor de potencia.
- Pérdidas de potencia activa en las líneas de distribución.
- Cargabilidad de las líneas de distribución.

En general el problema de flujos de potencia, ya sea en sistemas de distribución o de potencia, es un problema no lineal, lo que amerita un extenso proceso que implica técnicas iterativas.

La diferencia entre un flujo de potencia para SEP y para SED, es que se trata de un sistema balanceado y un sistema desbalanceado respectivamente. Es decir, los voltajes, corrientes y cargas en un sistema eléctrico de potencia están balanceadas fasorialmente lo cual facilita la resolución de flujos de potencia, especialmente al aplicar el teorema de Fortescue o componentes de las corrientes simétricas, el cual expresa: “Un sistema trifásico balanceado, asimétrico puede descomponerse en tres sistemas simétricos: uno de secuencia directa otro de secuencia inversa y el tercero homopolar”. Teorema con el cual surgen varias formas por las cuales resolver un flujo de potencia para sistemas eléctricos balanceados [45].

No es así en sistemas de distribución, dado que este es un sistema trifásico desbalanceado, esto se debe a varias razones como por ejemplo:

- Asimetría en las líneas aéreas respecto a tierra
- Resistencia comparable a las reactancia

- Líneas sin transposiciones
- Conexión a grandes cargas en una o dos fases, como en el caso de hornos de arco.
- Desigualdad del espaciado entre conductores de líneas trifásicas aéreas y los segmentos de líneas subterráneas.

Todo estas características de un sistema de distribución hacen que se precise de un análisis desbalanceado fase por fase, a continuación se describen varios métodos para resolver flujos de potencia en sistemas de distribución.

2.2.1 Flujo de potencia, modelo de red lineal

Un método para resolver flujos de potencia para redes radiales de distribución es el Modelo de red lineal, la linealidad de una red de distribución es una suposición que se hace, ya que un alimentador de distribución no es lineal debido a la característica capacitiva o inductiva de la carga. La figura 2.6 muestra una red radial en la cual se conocen todas las impedancias de línea y las impedancias de las cargas además del voltaje nominal del primario de distribución [12].

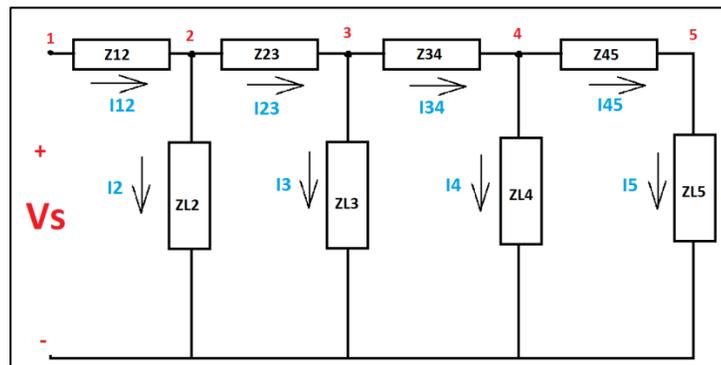


Figura 2.6 Sistema modelo de red lineal. Autoría propia basada en [12]

Para empezar con el método del modelo de la red lineal, se debe conocer el voltaje de la fuente (V_s), después se tiene asume el voltaje del nodo más lejano (V_5), y se empieza a determinar las corrientes de cada nodo de la siguiente forma:

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

Ecuación 2.3. Cálculo de la corriente de nodo. Ley de Ohm

En el caso del nodo más lejano se aplica la ley de voltajes de Kirchhoff (LVK) para determinar el voltaje en el nodo 4, de la siguiente manera:

$$V_4 = V_5 + I_{45} * Z_{45}$$

Ecuación 2.4. Ley de Voltajes de Kirchhoff (LVK)

Después de encontrar el voltaje nodal, se debe calcular la corriente que entra al mismo nodo, aplicando conceptos básicos como la ley de Ohm, se puede utilizar la siguiente expresión:

$$I_4 = \frac{V_4}{ZL_4}$$

Ecuación 2.5. Cálculo de la corriente de nodo. Ley de Ohm

Y por último se utiliza la ley de corrientes de Kirchhoff (LCK) para determinar la corriente del siguiente nodo, es decir la corriente I_{34} :

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

Ecuación 2.6. Ley de Corrientes de Kirchhoff (LCK)

El proceso continúa de la misma forma hasta llegar a determinar el voltaje V_1 . Al final de este barrido, se debe comparar el voltaje calculado V_1 con el voltaje conocido de la fuente V_s . La proporción entre estos dos se determina de la siguiente manera:

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

Ecuación 2.7. Relación entre el Voltaje real y el Voltaje calculado

Como al principio de este análisis se hace la suposición de que ésta es una red de características lineales tanto en voltajes como en corrientes, el valor calculado como “Ratio” es una razón entre el voltaje conocido de la fuente y el voltaje calculado en la fuente, por lo tanto este valor tiene que ser multiplicado por cada uno de los valores calculados en la red para así obtener los valores reales [12].

2.2.2 Flujo de potencia, modelo de red no lineal

A diferencia de las características de la red radial mostrada en la figura 2.6 se han remplazado las cargas lineales por cargas no lineales como se puede observar en la figura 2.7. La única diferencia entre los dos procesos es que la corriente de cada nodo va a ser calculada mediante la siguiente expresión [12]:

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

Ecuación 2.8. Corriente nodal en función de la potencia aparente.

Al recurrir al proceso usado anteriormente se llega a un voltaje V_1 que es distinto al de la fuente, sin que se pueda alcanzar una respuesta al multiplicar por la proporción entre V_1 y V_s debido a la no linealidad de la red. En su lugar se tiene que hacer un barrido hacia atrás, empezando por calcular el voltaje V_2 de la siguiente forma (teniendo en cuenta las corrientes calculadas anteriormente):

$$V_2 = V_s - I_{12} * Z_{12}$$

Ecuación 2.9. Ley de Voltajes de Kirchhoff (LVK)

Esto se hace hasta llegar al voltaje del nodo 5, y realizar el cálculo de los voltajes aguas abajo, el proceso es iterativo, hasta que el voltaje V_1 y V_s sean los mismos o parecidos con una respectiva tolerancia.

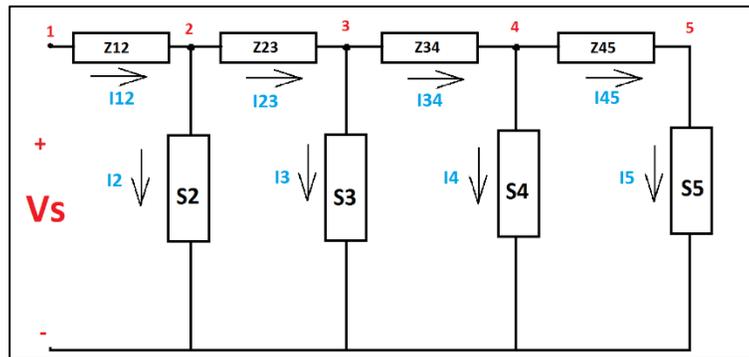


Figura 2.7 Sistema modelo de red no lineal. Autoría propia basada en [12]

2.2.3 Barrido iterativo atrás adelante.

Para la resolución del flujo de potencia en un sistema radial trifásico de distribución, puede utilizarse el método del barrido iterativo adelante atrás, proceso que está dividido en dos etapas:

En la primera etapa se aplica la primera ley de Kirchhoff, “La suma de la o las corrientes que entran a un nodo es igual a la suma de las corrientes que salen del mismo”, en cada nodo del sistema empezando por los más lejanos al nodo fuente hasta llegar al mismo, a esto se le conoce como barrido hacia adelante [12].

En la segunda etapa se aplica la segunda ley de Kirchhoff, “La suma de las caídas y subidas de voltaje en camino cerrado o malla siempre debe ser cero”. A partir de los datos encontrados en la primera etapa, y ayudándose de la ley de Ohm, este proceso termina cuando se llega a encontrar el voltaje del nodo fuente y compararlo con el valor real o dado como dato del sistema, y se tiene que iterar de esta forma hasta que el error entre estos dos valores (calculado y dado como dato) sea menor a un error estimado como condición del flujo de potencia.

A continuación se muestra el proceso para realizar el flujo de potencia implementado en la bibliografía [10] adaptada para el sistema mostrado en la figura 2.8:

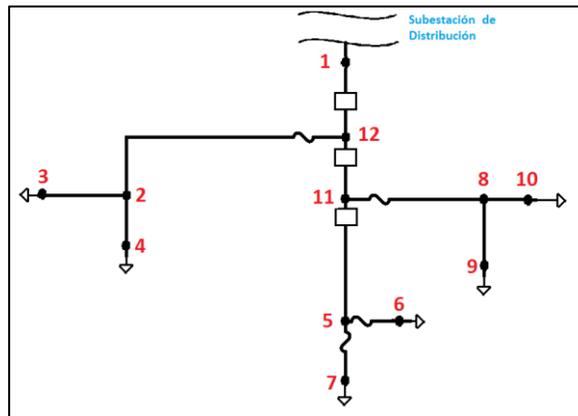


Figura 2.8 Alimentador típico de distribución. Autoría propia basada en [12]

El sistema mostrado en la figura 2.8 tiene un ramal principal, del cual se ramifican los demás alimentadores, para efectuar el método del barrido iterativo hacia atrás delante de la red mostrada, se efectúan los siguientes pasos:

1. Asumir el voltaje trifásico nominal en los nodos finales es decir en los nodos 3, 4, 6, 7, 9, 10.
2. Empezando por el nodo 3, se calcula la corriente nodal.
3. Con esa corriente, aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff se determina el voltaje en el nodo 2.
4. El nodo 2 es una unión ya que en este existen dos ramificaciones. En este caso se tiene que calcular la corriente en el nodo 4. Con esta corriente se calcula el voltaje en el nodo 2. A este voltaje se le conoce como "Voltaje más reciente en el nodo 2"
5. Se utiliza el valor más reciente del voltaje en el nodo 2 para calcular la corriente hacia el nodo 2.
6. Con la ley de corrientes de Kirchhoff (KCL) se determina la corriente que fluye del nodo 12 hacia el nodo 2.
7. Calcular el voltaje en el nodo 12.
8. El nodo 12 es un nodo de unión, así que se debe elegir un nodo que esté abajo de este para empezar a hacer el barrido hacia adelante.

9. Se elige el nodo 7, se calcula la corriente de este nodo y después el voltaje del nodo de unión, es decir del nodo 5.
10. Con el valor del voltaje en el nodo 5 se calcula la corriente hacia el nodo 6 y así el nuevo voltaje en el nodo 5.
11. Aplicando LCK, calcular la corriente que fluye del nodo 11 al nodo 5.
12. El nodo 11 es un nodo de unión, por lo tanto se elige un nodo aguas abajo de este, en este caso es el nodo 9, en el cual es posible calcular la corriente y después el voltaje en el nodo 8.
13. Con dicho voltaje en el nodo 8 se procede a calcular la corriente en el nodo 10 y el nuevo voltaje en el nodo 8.
14. Aplicando LCK en el nodo 8 se determina la corriente que fluye del nodo 11 al nodo 8.
15. Aplicando LCK se calcula la corriente que fluye del nodo 12 al nodo 10.
16. Ahora ya se puede calcular el voltaje en el nodo 12.
17. Aplicando LCK en el nodo 12 se calcula la corriente que fluye del nodo 1 al nodo 12.
18. Se determina el voltaje en el nodo 1.
19. El voltaje calculado en el nodo 1 se compara con el voltaje de la fuente, voltaje que es conocido.
20. Si no está dentro de la tolerancia, se utiliza el voltaje de fuente y la corriente de barrido que fluye del nodo 1 al nodo 12 y se calcula el nuevo voltaje en el nodo 12.
21. El barrido hacia atrás continúa utilizando el nuevo voltaje y la corriente calculada en el barrido hacia adelante para calcular el voltaje del nodo que está aguas abajo.
22. El barrido hacia atrás es completado cuando todos los nuevos voltajes han sido calculados.
23. Entonces se completa la primera iteración.
24. Se repite el barrido hacia adelante, sólo que ahora utilizando las nuevas tensiones finales en lugar de los voltajes asumidos como se hizo en la primera iteración.

25. Se continúa con el barrido hacia adelante y hacia atrás hasta que el voltaje de la fuente esté dentro de una tolerancia especificada.
26. En este punto, los voltajes son conocidos en todos los nodos, y los flujos de corrientes también son conocidos en su totalidad. Por lo tanto se puede calcular todos los resultados deseados.

A continuación en la figura 2.9 se muestra el diagrama de flujo en el que se explica el método del barrido iterativo atrás adelante [13]:

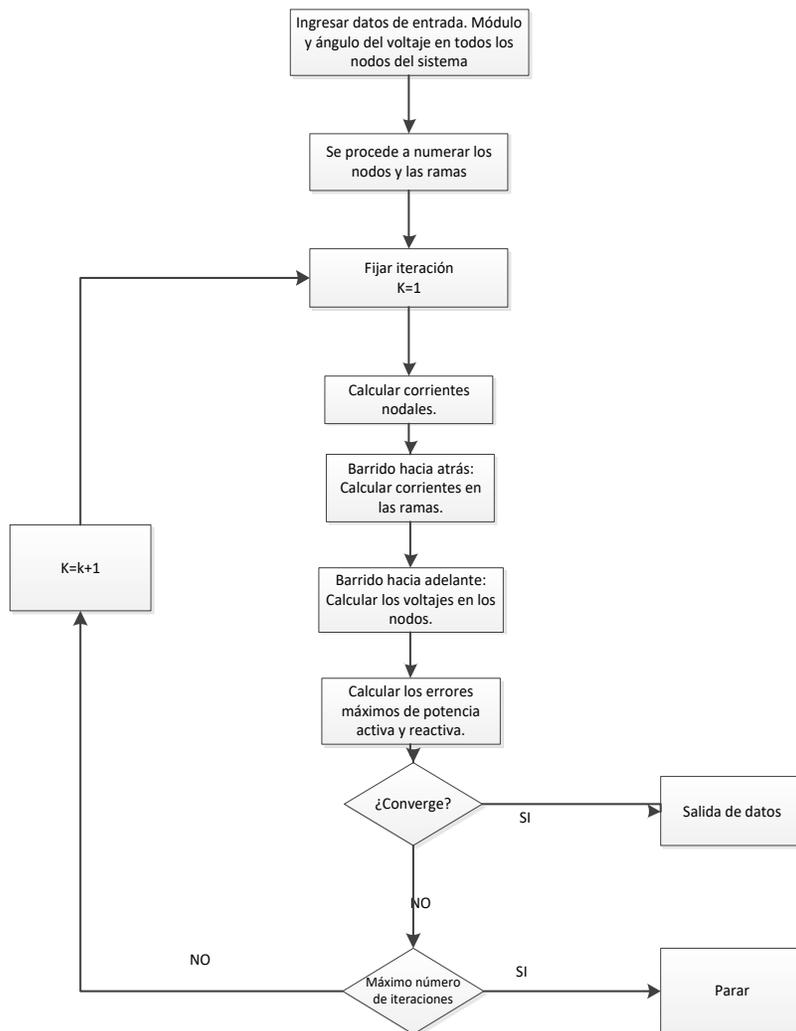


Figura 2.9 Diagrama de flujo algoritmo Barrido atrás adelante. Elaboración propia basada en [13]

2.2.4 Alimentador de distribución trifásico desbalanceado [12]

Como se vio en el ejemplo anterior se hizo el barrido adelante atrás para un sistema de distribución radial, asumiendo que el sistema era un sistema trifásico balanceado, pero, como se sabe un sistema de distribución tiene como una de las principales características el ser un sistema desbalanceado tanto en voltajes como en corrientes.

Por ello y quitando dicha condición e implementando un modelo matemático que sirva de solución para una red más real, se utiliza un modelo para un alimentador trifásico desbalanceado mediante el proceso de la escalera iterativa, para ello se utiliza la figura 2.10 que topológicamente es la misma que la de figura 2.8 pero que debido al desbalance, se puede dividir en componentes serie y componentes shunt.

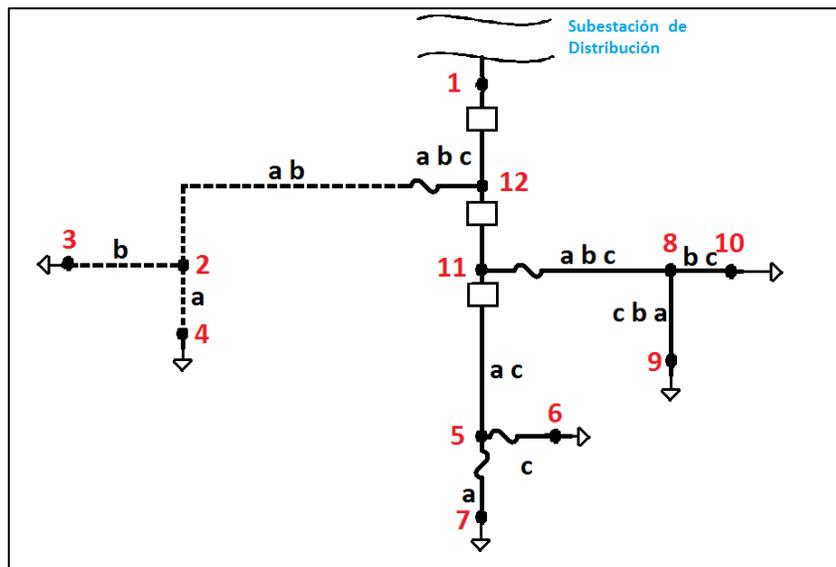


Figura 2.10 Alimentador típico de distribución. Autoría propia basada en [12]

En la figura 2.10 se puede observar que existen líneas punteadas y segmentos de línea continua, siendo:

- Segmento de línea continua los que representan líneas aéreas.
- Las líneas punteadas los que representan líneas subterráneas.

2.2.4.1 Componentes serie

Los componentes serie en una red de distribución son:

- Segmentos de línea
- Transformadores
- Reguladores de voltaje

La Figura 2.11 muestra la manera en la que se calculan los voltajes y corrientes para una red de distribución trifásica desbalanceada, para los terminales un elemento serie:

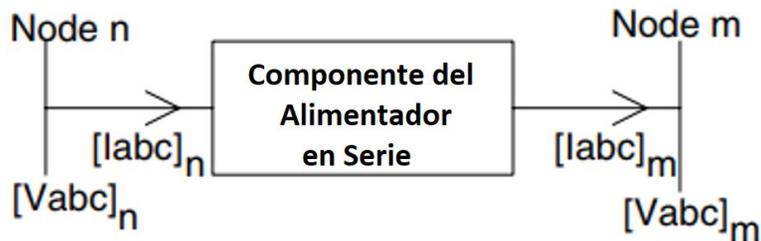


Figura 2.11 Componente serie de la red [12].

Cada modelo de un componente serie tiene su forma de modelación, y en cada caso se define un modelo para componentes trifásicos, bifásicos o monofásicos definidos para tipos generalizados de matrices. Las ecuaciones 2.10 y 2.11 definen el voltaje y corriente para elementos que se encuentran entre el nodo de salida (Nodo n) y el nodo de llegada (Nodo m), para un alimentador de cuatro hilos equivalente para un sistema delta de tres hilos.

$$[V_{abc}]_n = [a] * [V_{abc}]_m + [b] * [I_{abc}]_m$$

Ecuación 2.10. Voltaje línea a neutro en el nodo n

$$[I_{abc}]_n = [c] * [V_{abc}]_m + [d] * [I_{abc}]_m$$

Ecuación 2.11. Corriente línea a neutro en el nodo n

Dónde las matrices [a], [b], [c] y [d] pueden ser determinadas de la siguiente forma:

$$[a] = [U] + \frac{1}{2} * [Z_{abc}] * [Y_{abc}]$$

$$[b] = [Z_{abc}]$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4} * [Y_{abc}] * [Z_{abc}] * [Y_{abc}]$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2} * [Z_{abc}] * [Y_{abc}]$$

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.12. Matrices para el cálculo de voltaje y corriente de componentes serie.

Las matrices [a] y [d] pueden ser las mismas en los dispositivos serie, sólo que los términos asociados a las fases faltantes van a ser cero.

2.2.4.2 Componentes shunt.

Los elementos modelados como componentes en derivación en una red o alimentador de distribución son los siguientes:

- Cargas puntuales
- Cargas distribuidas
- Bancos de condensadores

Al referirse a cargas puntuales, éstas son consideradas como las cargas conectadas en un nodo, sean éstas monofásicas, bifásicas o trifásicas que están conectadas en una configuración estrella o triángulo. Dichas cargas pueden ser modeladas o

consideradas como cargas con potencia constante, corriente constante, impedancia constante o una combinación de las tres.

Cuando se habla de cargas distribuidas, se refiere a las cargas en un segmento de línea son uniformemente distribuidos a lo largo de un segmento, y de igual forma que las cargas puntuales, pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas.

Los bancos de condensadores se encuentran en un nodo y pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos y son modelados como admitancias constantes.

2.2.5 Método de Newton Raphson

Como se conoce, la solución del flujo de potencia se resume en la solución de un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, por ello un método muy usado para resolver dicho sistema es el método iterativo de Newton Raphson que se basa en la expansión por series de Taylor con un resultado muy aproximado al verdadero, suponiendo un error pequeño pero a la vez despreciable que se puede dar a partir de la segunda derivada en adelante. [13]

Este método y sus derivaciones (Desacoplado rápido y DC) son empleados para resolver flujos de potencia de sistemas eléctricos de tamaño real, y son la base de las aplicaciones computacionales que resuelven flujos de potencia [14].

El resultado de un flujo de potencia son los voltajes y potencias en cada uno de los nodos o barras del sistema. En dicho sistema existen distintos tipos de barras, las cuales dependen de los datos que se conocen de la barra o los elementos que están conectados a la misma, estas barras pueden ser:

- Barra PV

Se llama barra PV a un nodo del sistema en el cual se encuentra conectados directamente a ellas uno o más generadores, convirtiéndose en reguladores de voltaje y potencia activa inyectada en la barra.

En estas barras viene definida la potencia activa y el modulo del voltaje de barra, por lo cual las incógnitas son la potencia reactiva y el ángulo del voltaje de barra [45].

- Barra PQ

Se llama barra PQ a aquella barra del sistema donde se encuentran solamente conectadas cargas al sistema, cargas que se consideran como consumos de potencia activa y reactiva.

En estas barras, los datos conocidos son la potencia activa y reactiva que dichas cargas consumen, y como incógnita el voltaje y ángulo de barras, resumiéndose en las siguientes ecuaciones [13]:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}|\cos(\theta_{ij})$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}|\sen(\theta_{ij})$$

Ecuación 2.13. Ecuaciones generales de potencia activa y reactiva

- Barra Slack (Barra oscilante)

Se llama barra Slack a la barra PV del sistema que va a ser considerada como referencia para la resolución del flujo de potencia.

A continuación se muestra el algoritmo para resolver flujos de potencia mediante el método de Newton Raphson:

1. Se definen las barras slack, de carga y de tensión controlada.
2. Se determina la Y de barra.
3. Los elementos del Jacobiano se determinan de la siguiente manera:

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.14. Matriz Jacobiana de un SEP

La matriz Jacobiana define las ecuaciones para calcular las variables resultantes del método de Newton Raphson (Potencia activa y reactiva), en función de las variables de control (Voltajes y ángulos), siendo los elementos del Jacobiano [27]:

Diagonal y elementos fuera de la diagonal de la submatriz J1:

$$\frac{dP_i}{d\delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}| \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

$$\frac{dP_i}{d\delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), \quad j \neq i$$

Ecuación 2.15. Submatriz J1 de la matriz Jacobiana

Diagonal y elementos fuera de la diagonal de la submatriz J2:

$$\frac{dP_i}{d|V_i|} = 2|V_i||Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i} |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

$$\frac{dP_i}{d|V_j|} = |V_i||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i$$

Ecuación 2.16. Submatriz J2 de la matriz Jacobiana

Diagonal y elementos fuera de la diagonal de la submatriz J3:

$$\frac{dQ_i}{d\delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

$$\frac{dQ_i}{d\delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i$$

Ecuación 2.17. Submatriz J3 de la matriz Jacobiana

Diagonal y elementos fuera de la diagonal de la submatriz J4:

$$\frac{dQ_i}{d|V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \text{sen}(\theta_{ii}) - \sum_{j \neq i} |V_i| |Y_{ij}| \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

$$\frac{dQ_i}{d|V_j|} = -|V_j| |Y_{ij}| \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i$$

Ecuación 2.18. Submatriz J3 de la matriz Jacobiana

4. “Las ecuaciones lineales simultáneas presentadas a continuación, son resueltas directamente por factorización triangular ordenada y por eliminación Gaussiana “[13].

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.19. Representación matricial de la Potencia Activa y Reactiva en función de sus variables de estado.

5. Se calculan los valores de la primera iteración de ángulo de fase y de voltaje de nodo.

$$\Delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)}$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}|$$

Ecuación 2.20. Voltajes y ángulos de la iteración actual.

6. Después se vuelve a calcular las potencias activas y reactivas, hasta que $\Delta P_i^{(k)} + \Delta Q_i^{(k)}$ sean menores a un rango establecido, caso contrario se tendrá que volver a derivar e iterar.

A continuación en la figura 2.12 se muestra el diagrama de flujo explicando el método iterativo de Newton Raphson [13]:

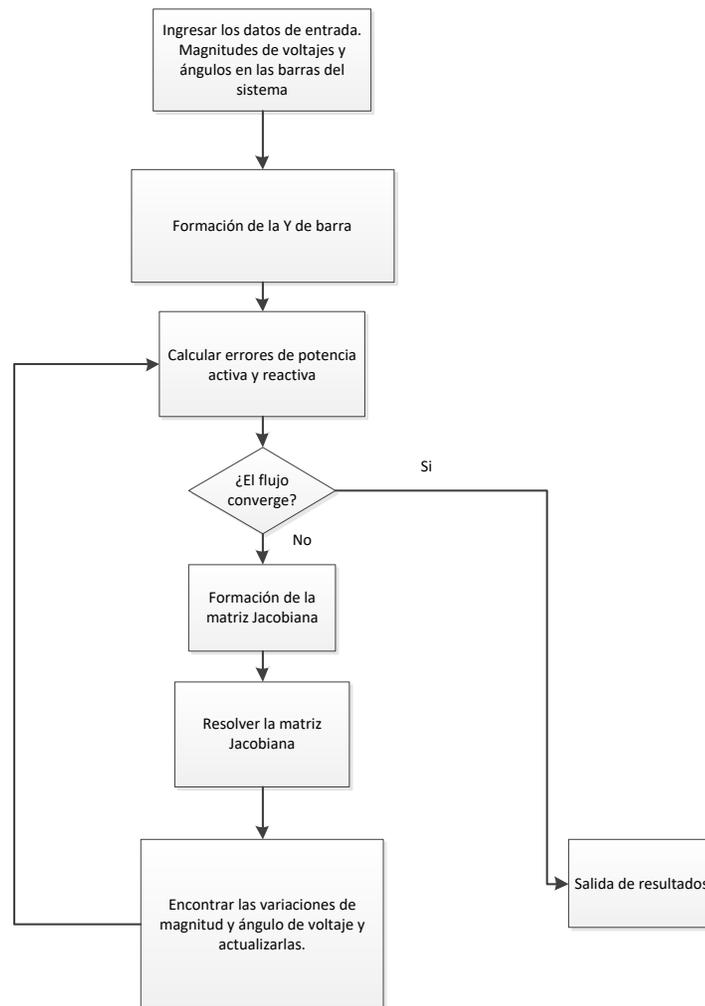


Figura 2.12. Flujograma algoritmo Newton Raphson. Elaboración propia, basado en [13].

2.2.5.1 Formación de la Matriz Y de barra.

La Matriz Y de barra o Matriz admitancia de barra es una herramienta que relaciona las inyecciones de corrientes a una barra con respecto a los voltajes de barra.

Admitancia en un circuito eléctrico, es la facilidad que ofrece un elemento para el paso de la corriente. Es decir que admitancia es el inverso de la impedancia, relación que está representada en la ecuación 2.21 [26]:

$$Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}}$$

Ecuación 2.21. Admitancia en función de la impedancia.

En el Sistema Internacional la unidad de admitancia es el Siemens, y representa la unidad de la inversa del Ohmio que es la unidad de la resistencia y/o impedancia.

Es decir si una impedancia viene dada de la forma:

$$Z = R + jX_{L/C}$$

Ecuación 2.22. Impedancia en función de la resistencia y reactancia.

Dónde:

- R: Resistencia, parte real de la impedancia.
- $X_{L/C}$: Reactancia inductiva o capacitiva, parte imaginaria de la impedancia.

Su inverso en admitancia es:

$$Y = G + jB$$

Ecuación 2.23. Admitancia en función de la suceptancia y conductancia.

Dónde:

$$G = \frac{R}{R^2 + X_{L/C}^2} \quad y \quad B = \frac{X_{L/C}}{R^2 + X_{L/C}^2}$$

Ecuación 2.24. Suceptancia y Conductancia en función de la Resistencia y Reactancia.

Dónde:

- G: Conocida como conductancia y es la parte real de la admitancia.
- B: Conocida como suceptancia y es la parte imaginaria de la admitancia.

La matriz admitancia o más conocida como matriz Y de barra, es una herramienta muy utilizada en análisis de flujo de potencia en la red, ya que relaciona las inyecciones de corrientes con los voltajes de barra como lo explica en [26] y según la ecuación:

$$\bar{I} = Y_{barra} * \bar{V}$$

Ecuación 2.25. Vector corrientes en función de la matriz admitancia de barra.

La figura 2.13 muestra el diagrama unifilar de un sistema de cuatro barras. Las ramas conectadas entre los nodos pueden ser líneas de transmisión o un transformador, y cada barra o nodo del sistema tiene su respectiva conexión a tierra.

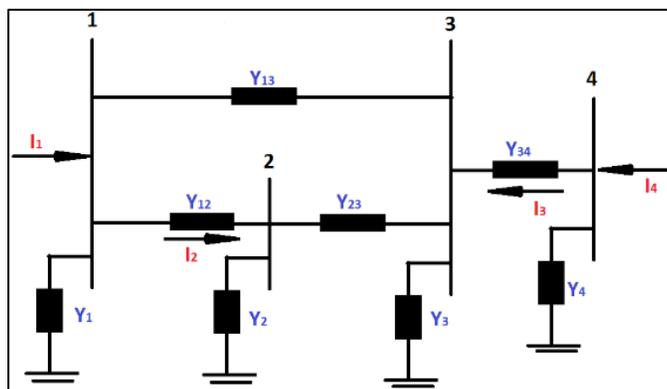


Figura 2.13 Sistema de potencia de 4 barras. Elaboración propia, basado en [26]

Los nodos conectados a tierra pueden representar un elemento shunt o también puede representar las capacitancias a tierra que se generan en líneas de transmisión.

Los elementos conectados a las barras son representados por admitancias, y se pueden denotar de la forma Y_{ij} , dónde i es la barra de salida y j la barra de llegada. Para los elementos conectados a tierra simplemente se los denota con en número de la barra i , es decir con Y_i . De igual forma la inyección de corriente en cada barra vendrá dada por I_i .

Los elementos que no pertenecen a la diagonal vienen dado por la conexión entre las barras, para los elementos de la diagonal, se considera la suma de todas las admitancias conectadas a dicha barra, además de que esta matriz es una matriz simétrica, es decir matemáticamente: $Y_{ij} = Y_{ji}$

Para formar la matriz de admitancia del sistema de la figura 2.13 se deben considerar los elementos que están conectados entre sí, por ejemplo entre la barra 1 y 4 no existe conexión alguna, es decir que existirá una impedancia infinita o una admitancia igual a cero $Y_{14} = 0$.

Por lo tanto denotando a cada fila con la letra i y cada columna con el elemento j , siendo cada elemento de la matriz como Y_{ij} , la matriz admitancia queda reducida a la mostrada en la ecuación 2.26 [26]:

$$Y_{\text{barra}} = \begin{bmatrix} Y_1 + Y_{12} + Y_{13} + Y_{14} & -Y_{12} & -Y_{13} & -Y_{14} \\ -Y_{21} & Y_2 + Y_{21} + Y_{23} + Y_{23} & -Y_{23} & -Y_{24} \\ -Y_{31} & -Y_{32} & Y_3 + Y_{31} + Y_{32} + Y_{34} & -Y_{34} \\ -Y_{41} & -Y_{42} & -Y_{43} & Y_4 + Y_{41} + Y_{42} + Y_{43} \end{bmatrix}$$

$$Y_{\text{barra}} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.26. Matriz admitancia de barra. Sistema de la figura 2.13.

Como se explicó anteriormente, la matriz Y_{barra} se utiliza para calcular corrientes de nodo \bar{I} y voltajes de nodo \bar{V} , siendo estos valores definidos vectorialmente como:

$$\bar{V} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad \bar{I} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.27. Vectores voltaje y corriente de nodo.

Reescribiendo los vectores de una forma más compacta, se llega a la relación mostrada anteriormente en la ecuación 2.27.

2.2.6 Método DC.

El método de flujo de potencia DC, es una simplificación del método de Newton Raphson Desacoplado Rápido, ya que este al asumir como 1.0 pu todos los voltajes de barra del sistema supone la inexistencia de caídas de tensión en cada punto del sistema analizado, en otras palabras tomo como hipótesis que no va a haber consumo o flujo de potencia reactiva a través del sistema [28]. Matemáticamente:

$$Q_{ij} = 0 \quad V_i = 1.0, \quad V_j = 1.0 \quad \text{sen}(\theta_{ij}) = \theta_{ij}$$

Ecuación 2.28. Valores a asumir. Método DC.

Las ecuaciones 2.13 se convertirán en:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij})$$

$$Q_i = 0$$

Ecuación 2.29. Ecuaciones flujo de potencia método DC.

Sabiendo que la parte imaginara del elemento de la Y de barra es mucho más grande que la parte real de la misma:

$$P_i = \sum_{j=1}^n B_{ij} \text{sen}(\theta_{ij})$$

Ecuación 2.30. Potencia activa. Flujo de potencia DC.

Al asumir la última condición expresada en la ecuación 2.28, la ecuación del flujo de potencia se reduce a:

$$P_i = \sum_{j=1}^n B_{ij} * \theta_{ij}$$

Ecuación 2.31. Potencia activa. Flujo de potencia DC.

Con ello el sistema se resume en la siguiente ecuación:

$$\Delta P = [B'] * \Delta \delta$$

Ecuación 2.32. Representación matricial de la Potencia Activa en función de su variable de estado.

Por último el método se reduce a la siguiente expresión:

$$\Delta \delta = [B']^{-1} * \Delta P$$

Ecuación 2.33. Representación matricial del ángulo entre barras en función de su variable de estado.

Dada la complejidad del análisis de flujos de potencia para sistemas de distribución, complejidad dada por el desbalance y explicada en el apartado 2.2 (Véase 2.2), y ya que el presente proyecto de titulación se enfoca hacia índices de confiabilidad, donde el análisis de flujos de potencia se utiliza para analizar la sobrecarga en la red a partir de una posible reconexión que reconfigura la topología del sistema, se utilizará el método DC para analizar la sobrecarga tomando un aproximado a una red trifásica balanceada para el sistema de distribución analizado, como se explica más adelante en el capítulo de metodología implementada en la sección 3.3.2.5 que corresponde a la evaluación de la reconexión.

2.3 Análisis de Confiabilidad

La función principal de un sistema de eléctrico es brindar energía eléctrica a sus clientes de la manera más económica posible y con un grado aceptable de continuidad y calidad, a esta función se la conoce como “Confiabilidad” [24]. Con el avance de la tecnología, se esperaría que la energía eléctrica llegue continuamente a la carga demandada sin ninguna clase de interrupciones, esto no es posible debido a fallas aleatorias que ocurren tanto en equipos y en el sistema, que generalmente están fuera del control del personal del sistema de potencia, esto sucede debido a que el análisis de cómo llega el fluido eléctrico a sus consumidores involucra un sistema muy complejo. Las fallas en cualquier parte pueden causar interrupciones que van desde incomodar a un pequeño número de residentes locales hasta grandes y generalizadas interrupciones catastróficas del suministro. El impacto económico de estas interrupciones no se limita a la pérdida de ingresos por la utilidad o la pérdida de la utilización de energía por parte del cliente.

Para analizar dichos aspectos que influyen en la Confiabilidad, se plantea varias preguntas que se busca responder, como:

- ¿Es confiable mi sistema?
- ¿Cómo mido la confiabilidad de mi sistema?
- ¿Qué decisiones debo tomar para mejorar la confiabilidad de mi sistema?
- ¿Es rentable invertir en mejorar la Confiabilidad?

Para responder esas dudas, se plantea el estudio que se lo conoce como “Análisis de Confiabilidad” que ayuda a cuantificar la calidad de servicio y también a la toma de decisiones.

Una vez que se ha explicado la necesidad de una predicción cuantitativa de la confiabilidad, se hace indispensable decidir el método a usar y los índices

requeridos. Estas técnicas de predicción se refieren al comportamiento futuro de un componente o del sistema.

Dichas técnicas ayudan a predecir el comportamiento futuro del sistema, el cual no se lo puede definir como determinista, sino como de naturaleza estocástica, es decir, varía aleatoriamente con el tiempo. La evaluación completa de un proceso estocástico solo se puede lograr utilizando técnicas de probabilidad. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la teoría de la probabilidad por sí sola no puede predecir ni la fiabilidad ni la seguridad de un sistema.

La evaluación requiere un conocimiento profundo del sistema, aspectos tales como:

- Diseño del sistema
- Forma en la que opera
- Forma en la que falla
- Aspectos topológicos
- Niveles de voltaje al que opera
- Etc

Es en este aspecto de la evaluación de la confiabilidad que el uso de la ingeniería es primordial así como el uso de la teoría de la probabilidad. La teoría de la probabilidad es solo una herramienta disponible para el ingeniero a fin de transformar el conocimiento del sistema en una predicción de su probable comportamiento futuro.

2.3.1 Confiabilidad en Elementos de la Red

Debido a que cada elemento de un sistema de distribución tiene un distinto comportamiento en cuanto al tiempo o a la probabilidad de pasar del estado de falla al estado de operación, nace la necesidad de cuantificar dichos valores, lo cual se hace con indicadores conocidos como tasa de falla y de reparación, esto implica que cada elemento del sistema tenga su propio tiempo de falla o tiempo de reparación,

para ello se utilizan modelos probabilísticos que generen una distribución continua de la probabilidad de falla para los distintos elementos del sistema [18].

2.3.1.1 Distribuciones de Probabilidad

La probabilidad, proporciona la entrada numérica más importante para la evaluación de la confiabilidad tanto en métodos analíticos y en métodos simulativos, aunque también hay muchos más parámetros calculados y utilizados.

Varios indicadores se modelan según una curva de probabilidad, esto ocurre ya que una curva de probabilidad es la que mejor define su comportamiento, dichos valores pueden ser por ejemplo:

- El número esperado de fallas que ocurrirán en un período específico
- El tiempo promedio entre fallas
- La duración promedio o tiempo de inactividad de un sistema o dispositivo
- La pérdida esperada en los ingresos por fallas
- La pérdida esperada de producción debido a falla

La distribución de probabilidad de una variable aleatoria es una función que asigna a cada evento definido sobre la variable, la probabilidad de que este evento ocurra [1]. Estas variables pueden dividirse en continuas o discretas.

Las variables aleatorias discretas son valores numéricos que tienen como característica principal el no poder tomar valores intermedios entre dos valores posibles consecutivos. En otras palabras entre dos valores posibles existen un número finito de valores.

Las variables aleatorias continuas pueden tomar valores intermedios entre dos valores existiendo un conjunto infinito de valores posibles.

Lo que distingue a una distribución de probabilidad, es su función de probabilidad y su función de densidad de probabilidad. En la figura 2.14 se muestra el comportamiento de una función de distribución acumulada, sea ésta una variable aleatoria continua o discreta.

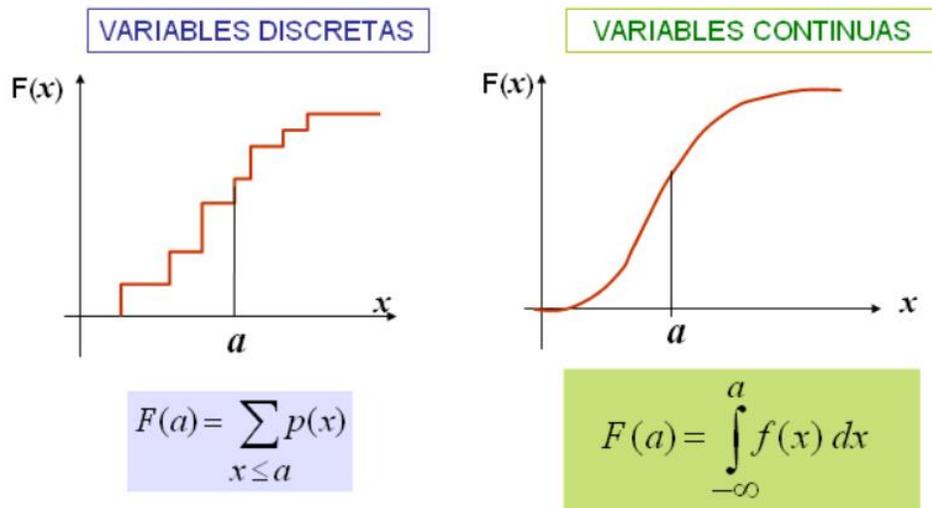


Figura 2.14 Función probabilidad acumulada para variables aleatorias discretas y continuas [20].

A continuación se presentan las principales distribuciones de probabilidad, para variables continuas y discretas.

2.3.1.2 Distribuciones de probabilidad de variables continuas.

2.3.1.2.1 Distribución uniforme continua.

Considerándose un intervalo cerrado $[a,b]$, se asocia la variable aleatoria a la función densidad de probabilidad representada en la siguiente ecuación:

$$f(x) = \frac{1}{b-a}, x \in [a, b]$$

Ecuación 2.34. Función densidad de probabilidad. Distribución uniforme.

Esta función de probabilidad se asocia a experimentos en los que se elige un valor al azar entre a y b , en la figura 2.15 se aprecia la función de densidad de probabilidad [19]:

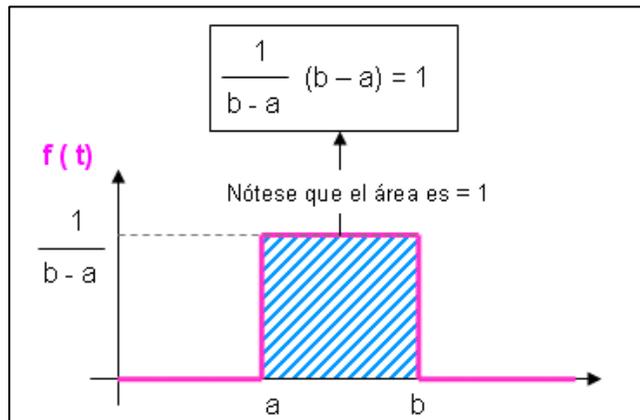


Figura 2.15 Función densidad de probabilidad para una distribución uniforme continua. [20]

2.3.1.2.2 Distribución Normal

La distribución Normal es la más conocida de las distribuciones de probabilidad, tiene un comportamiento que va de la mano con fenómenos físicos, sociales, naturales entre otros [1].

Esta función viene dada por la siguiente función de densidad de probabilidad:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, x \in]-\infty, \infty [$$

Ecuación 2.35. Función densidad de probabilidad Normal

Dónde:

- σ^2 : Varianza de la probabilidad de ocurrencia de la variable continua.
- μ : Esperanza de la variable aleatoria continua.

Esta función de probabilidad tiene como base la media aritmética de la muestra de la población (esperanza), y toma como referencia dicho valor para que a partir de él, cualquier valor próximo a dicha media tendrá mayor probabilidad de ser alcanzado. Conforme un valor aleatorio se encuentre más alejado de la media, tendrán una menor probabilidad de ser alcanzados [19].

La función de probabilidad normal, puede ser fácilmente graficada, en la figura 2.16 se muestra un código elaborado en el software de simulación Matlab, en el cual se puede graficar la distribución normal para distintos valores de μ y σ :

```

1      %Función de distribución normal
2      %Alexis Taco. 29/sep/2017
3      clear all
4      X=[-5:0.1:5]; %Intervalo de la variable aleatoria continua
5      mu=0; %Ingrese el valor de mu  $\mu$ 
6      sigma=2; %Ingrese el valor de mu  $\sigma$ 
7      Y = normpdf(X,mu,sigma);
8      plot(X,Y,'r')
9      hold on
10     mu=0; %Ingrese el valor de mu  $\mu$ 
11     sigma=0.5;%Ingrese el valor de mu  $\sigma$ 
12     Y = normpdf(X,mu,sigma);
13     plot(X,Y,'g')
14     hold on
15     mu=0; %Ingrese el valor de mu  $\mu$ 
16     sigma=1;%Ingrese el valor de mu  $\sigma$ 
17     Y = normpdf(X,mu,sigma);
18     plot(X,Y,'b' )
19     legend ('sigma =2', 'sigma =0.5', 'sigma =1' );
20     grid on
21     title('Función de distribución Normal')
22     ylabel('Probabilidad de ser elegido');
23     xlabel ('Valor de la variable aleatoria continua')

```

Figura 2.16 Código fuente .m. Función distribución de probabilidad normal. Elaboración propia.

Al ejecutar el programa mostrado en la figura 2.16 se puede graficar la función de distribución normal para distintos valores de μ y σ , como se muestra en la figura 2.17:

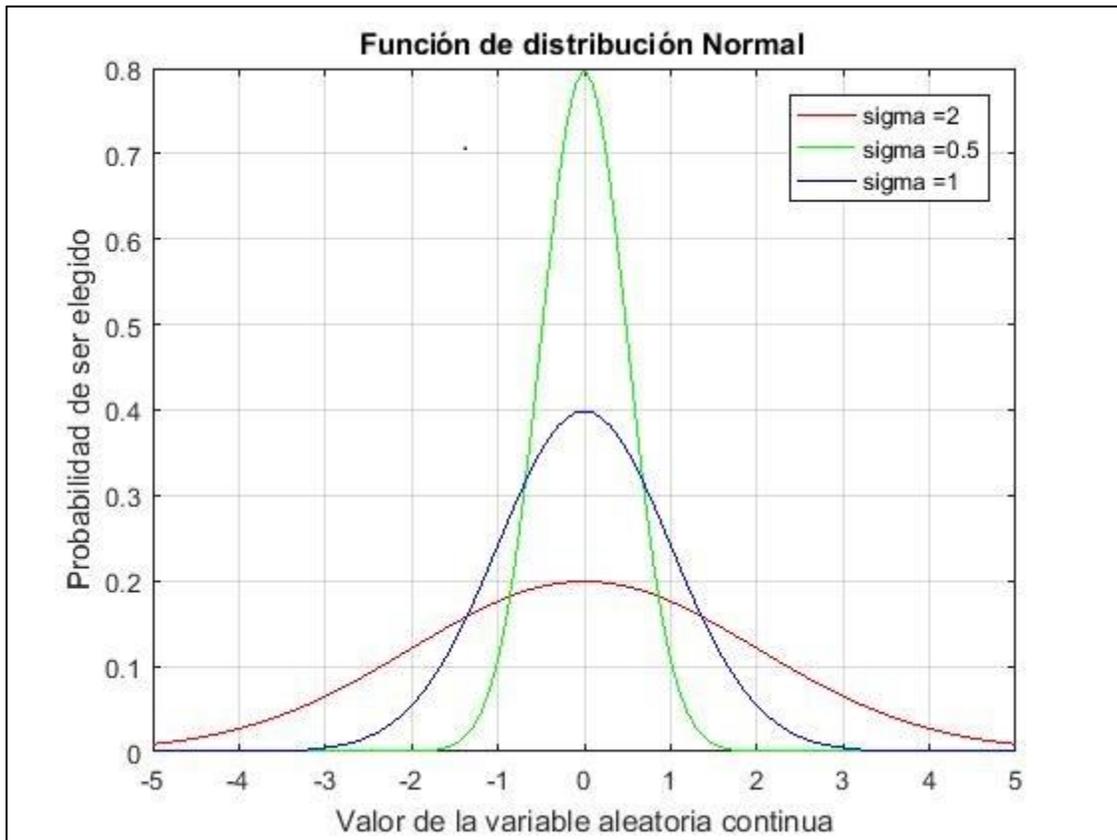


Figura 2.17 Función de densidad de probabilidad normal para distintos valores de sigma (σ). Elaboración propia.

La distribución de probabilidad o probabilidad acumulada, que no es otra cosa que el área bajo la curva de la densidad de probabilidad normal, se representa en la ecuación 2.36:

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} dt$$

Ecuación 2.36. Función distribución de probabilidad Normal.

En la figura 2.18 se muestra la gráfica de la función de probabilidad acumulada para una función del tipo normal para distintos valores de mu (μ) y sigma (σ) [1]:

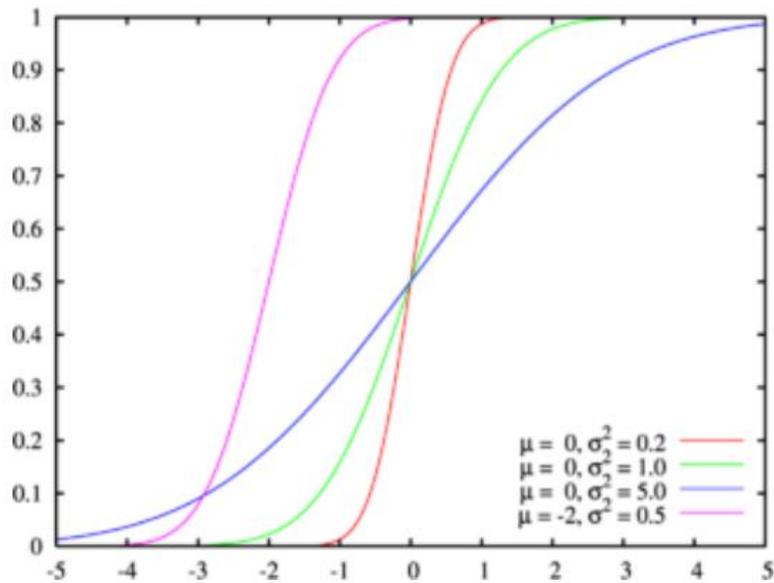


Figura 2.18 Curva de la función de distribución normal para distintos valores de sigma (σ) y mu (μ) . [1]

2.3.1.2.3 Distribución Exponencial

Representado por una curva exponencial decreciente, se expresa matemáticamente mediante la siguiente ecuación:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}, x \in [0, \infty [$$

Ecuación 2.37.Función densidad de probabilidad exponencial.

En la figura 2.19 se muestra la curva de distribución exponencial para distintos valores de lambda (λ):

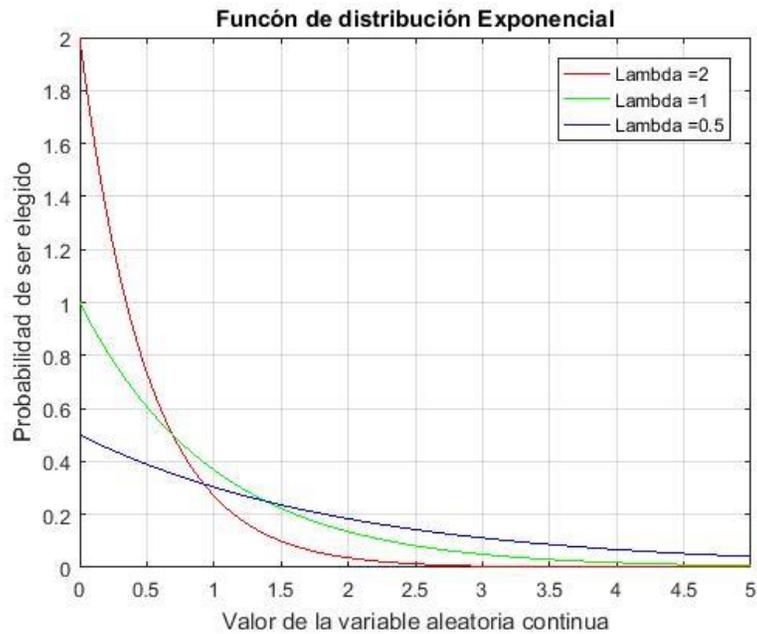


Figura 2.19. Función de distribución exponencial para distintos valores de lambda (λ).
Elaboración propia.

La distribución de probabilidad corresponde a la integral de la función mostrada anteriormente, y se representa como:

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x}, x \in [0, \infty [$$

Ecuación 2.38. Función de distribución de probabilidad exponencial

En la figura 2.20 se muestra la curva de densidad de probabilidad acumulada para una función de distribución exponencial:

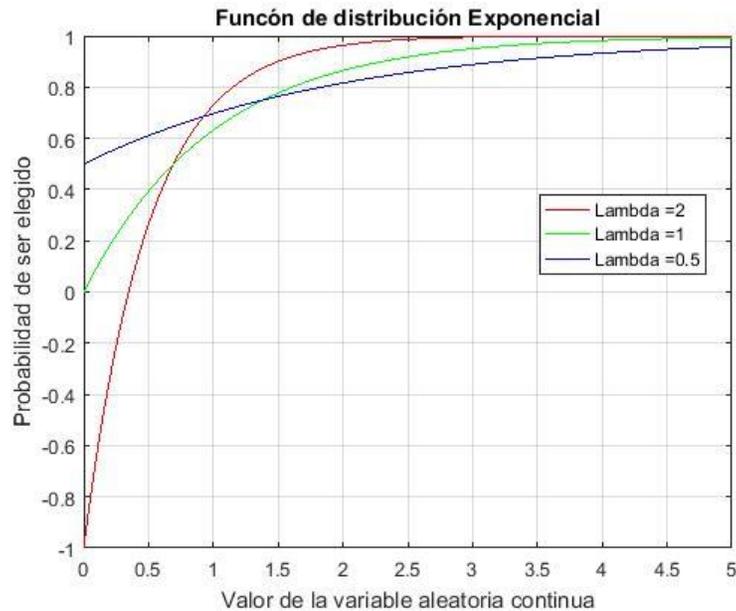


Figura 2.20. Función densidad de distribución acumulada exponencial para distintos valores de lambda (λ). Elaboración propia.

2.3.1.3 Distribuciones de probabilidad de variables discretas.

2.3.1.3.1 Distribución uniforme discreta

Este tipo de funciones de probabilidad, se asocia con variables cuyos posibles valores tienen la misma probabilidad de ser elegidos, como por ejemplo las caras de un dado, o las caras de una moneda.

Si una variable aleatoria X cuyos valores posibles son x_1, x_2, \dots, x_n tiene una distribución discreta, que cumple con la condición [19]:

$$P_{(X=x_1)} = P_{(X=x_2)} = \dots = P_{(X=x_n)} = \frac{1}{n}$$

Ecuación 2.39. Función densidad de probabilidad uniforme discreta

Esta variable está asociada con el experimento de elegir al azar un número entre “n” posibles sin tener ninguna información adicional.

Por lo tanto la función distribución acumulada para una distribución uniforme discreta será:

$$F(n) = P_{(X \leq n)} = \sum_{X \leq n} P(n)$$

Ecuación 2.40. Función de distribución acumulada. Distribución uniforme discreta.

Como se puede apreciar en la figura 2.21, se muestra la curva densidad de distribución, para el experimento del lanzamiento de un dado cúbico, el cual tiene el comportamiento de una variable uniforme discreta:

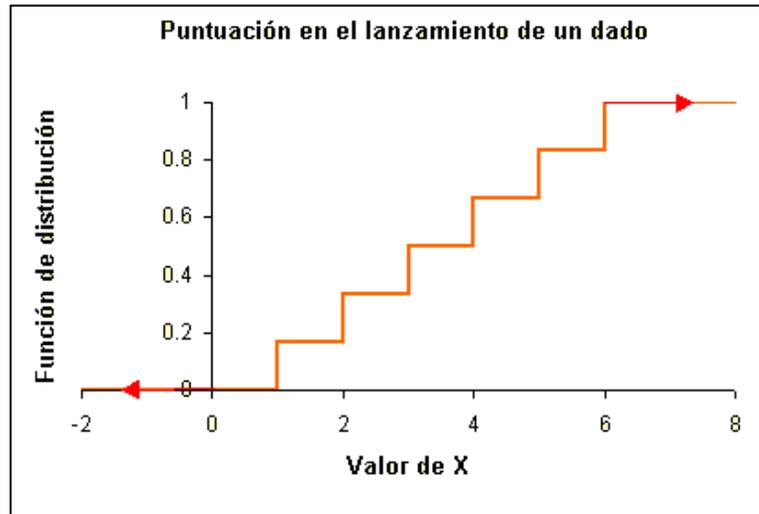


Figura 2.21. Función densidad de probabilidad acumulada. Distribución uniforme discreta.

2.3.1.3.2 Distribución de Bernoulli de parámetro p .

En esta distribución de probabilidad, las variables que sólo pueden tomar dos valores 1 representa el éxito y 0 representa el fracaso. Según muestra la siguiente ecuación:

$$P_{(X=1)} = p \quad , \quad P_{(X=0)} = 1 - p \quad , \quad 0 < p < 1$$

Ecuación 2.41. Función de distribución de probabilidad de Bernoulli

Dónde:

- p: probabilidad de éxito
- q: probabilidad de fracaso

2.3.1.3.3 Distribución binomial de parámetros n y p

En este tipo de distribución de probabilidades se asocian variables discretas que pueden tomar entre 0, 1, ..., n, siendo n la cantidad de eventos independientes que se pueden suscitar, con probabilidades tales como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P(x = i) = \binom{n}{i} p^i (1 - p)^{n-i}, \quad i = 0, \dots, n, \quad 0 < p < 1$$

$$\binom{n}{i} = \frac{n!}{i! (n - i)!}$$

Ecuación 2.42. Función de distribución de probabilidad de Binomial

Esta variable binomial modela el recuento del número de éxitos al repetir n veces un experimento éxito-fracaso, es decir el parámetro p [19].

2.3.2 Índices de Confiabilidad de Elementos [38]

En evaluaciones de confiabilidad, la variable aleatoria es frecuentemente el tiempo, si en $t = 0$ se sabe que un componente o sistema está en funcionamiento, entonces su probabilidad de falla en t igual a cero es cero. Sin embargo, según el tiempo tiende al infinito, la probabilidad de falla tiende a la unidad, ya que es una certeza de que el componente va a fallar dado que el tiempo de exposición al fallo es muy largo.

Esta característica es equivalente a la función de distribución acumulada y es una medida de la probabilidad de falla como una función del tiempo. En terminología de confiabilidad, esta función de distribución acumulada se conoce como la distribución

acumulada de fallas, designada como $Q_{(t)}$. En muchos ejemplos prácticos a menudo es necesario evaluar, no la probabilidad de falla en un período de tiempo dado, sino la probabilidad de sobrevivir ese período de tiempo, este es el valor complementario de la probabilidad de falla. Se la conoce como la función de sobreviviente y se designa como $R_{(t)}$ [38] donde:

$$R_{(t)} = 1 - Q_{(t)}$$

Ecuación 2.43. Función de densidad acumulada de fallas.

Dónde:

- $Q_{(t)}$: Probabilidad acumulada de que un elemento falle en un intervalo de tiempo t
- $R_{(t)}$: Probabilidad acumulada de que un elemento funcione en un intervalo de tiempo t

La figura 2.22 muestra una hipotética función de densidad de falla, donde $R_{(t)}$ y $Q_{(t)}$ son representados con sus respectivas áreas en función del tiempo. Áreas que están entre los valores de 0 y 1.

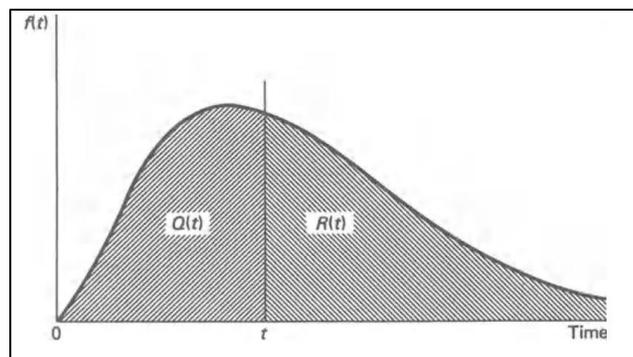


Figura 2.22. Función de densidad de fallas [38].

La gráfica muestra en el eje de las ordenadas a la variable tiempo, mientras que en el eje de las abscisas la función de densidad de probabilidad. Es decir que matemáticamente las curvas de distribución de probabilidad $R_{(t)}$ y $Q_{(t)}$ son:

$$Q_{(t)} = \int_0^t f_{(t)} dt$$

$$R_{(t)} = 1 - \int_0^t f_{(t)} dt$$

Ecuación 2.44. Función densidad de probabilidad acumulada de fallas y operación

La función $R_{(t)}$ al ser una curva de probabilidad acumulada la cual en el infinito tiende a uno y se puede reescribir de la siguiente manera:

$$R_{(t)} = \int_t^{\infty} f_{(t)} dt$$

Ecuación 2.45. Función densidad de probabilidad acumulada de operación

Derivando estas ecuaciones, se puede determinar la función de densidad de probabilidad $f_{(t)}$, llegando a:

$$f_{(t)} = \frac{\partial Q_{(t)}}{\partial t} = -\frac{\partial R_{(t)}}{\partial t}$$

Ecuación 2.46. Función densidad de probabilidad de falla

2.3.2.1 Tasa de Falla

Esta es una de las funciones más utilizadas en la evaluación de confiabilidad, sin embargo es una de las más difíciles de describir e interpretar. En términos generales también es llamado:

- tasa de transición
- tasa de riesgo (función)
- fuerza de mortalidad
- edad específica

La tasa de falla es el valor que se espera para que un elemento falle, esta tasa es designada con la letra $\lambda(t)$.

La tasa de falla $\lambda(t)$ es una medida de la cantidad de fallas en un intervalo de tiempo dado, considerando que el número de elementos observados sea representativo. Mientras mayor sea este índice, el componente es más propenso a fallar. Para evaluar la tasa de fallas se debe analizar en por unidad el elemento fallado con respecto al número de elementos expuestos o propensos a fallas, de la siguiente manera [38]:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Número de elementos expuestos a falla}}$$

Ecuación 2.47. Tasa de fallas en función de los elementos fallados y elementos disponibles

3.4.1.1.1. Comportamiento de la función tasa de falla [38]:

Al tomar en cuenta la ecuación 2.47 y considerar a N como un número fijo de componentes idénticos. Este se divide en:

- $N_s(t)$: número de componentes que sobreviven al tiempo t
- $N_f(t)$: número de elementos que fallan al tiempo t

Para cualquier tiempo, la probabilidad acumulada de que los elementos fallen o sobrevivan vendrán dados respectivamente por:

$$Q_{(t)} = \frac{N_f(t)}{N}$$

$$R_{(t)} = 1 - \frac{N_f(t)}{N}$$

Ecuación 2.48. Densidad de probabilidad acumulada de fallas y operación en función de los elementos fallados

Derivando con respecto al tiempo, se llega a:

$$f_{(t)} = \frac{\partial Q_{(t)}}{\partial t} = -\frac{\partial R_{(t)}}{\partial t} = -\frac{1}{N} \frac{\partial N_f(t)}{\partial t}$$

Ecuación 2.49. Densidad de probabilidad de falla en función de los elementos fallados.

Al expresar la ecuación 2.47 en términos de los elementos fallados y disponibles al tiempo t, se llega a la ecuación:

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_s(t)} \frac{\partial N_f(t)}{\partial t}$$

Ecuación 2.50. Tasa de falla en función de los elementos fallados.

Al usar un artificio matemático y reordenar la ecuación se llega a la ecuación:

$$\lambda(t) = \frac{N}{N} * \frac{1}{N_s(t)} \frac{\partial N_f(t)}{\partial t}$$

$$\lambda(t) = \frac{N}{N_s(t)} * \frac{1}{N} \frac{\partial N_f(t)}{\partial t}$$

$$\lambda(t) = \frac{1}{R(t)} * f_{(t)}$$

Ecuación 2.51. Tasa de falla en función de probabilidad acumulada $R(t)$ y $f_{(t)}$

Reemplazando la ecuación 2.49 en la ecuación 2.51 se obtiene:

$$\lambda(t) = -\frac{1}{R(t)} * \frac{\partial R(t)}{\partial t}$$

Ecuación 2.52. Tasa de falla en función de probabilidad acumulada $R(t)$

Por lo tanto la expresión de la tasa de falla se reduce a la resolución de una ecuación diferencial ordinaria, la cual tiene las siguientes condiciones iniciales.

$$\lambda(0) = f_{(0)}$$

$$R(0) = 1$$

Ecuación 2.53. Condiciones iniciales EDO

Al resolver la EDO, se llega a la siguiente expresión:

$$R(t) = e^{-\int \lambda(t) dt}$$

Ecuación 2.54. Densidad de probabilidad acumulada de fallas en función de la tasa de fallas.

Para el caso, en el cual la tasa de falla es constante, la expresión se reduce a:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Ecuación 2.55. Densidad de probabilidad acumulada de operación en función del tiempo

Como se observa en la ecuación 2.55, la función de probabilidad acumulada de que el elemento funcione, tiene el comportamiento de una curva de distribución de probabilidad exponencial, la cual fue mostrada en el apartado 2.3.1.2.3.

2.3.2.2 Tasa de reparación

Reparación es la tarea que se realiza en un elemento para restablecer su estado de disponibilidad luego de una falla.

Se define como tasa de reparación al número total de reparaciones que se han efectuado, en relación al total de horas de reparación del elemento fallado. La tasa de fallas se puede determinar de la siguiente manera:

$$\mu = \frac{\text{número de reparaciones}}{\text{Tiempo total de reparación de la unidad}}$$

Ecuación 2.56. Tasa de reparación

Generalmente la tasa de reparación se la toma como un valor constante, pero matemáticamente se observa que es inversamente proporcional al tiempo de reparación de la unidad, el mismo que depende de muchos factores que pueden variar como:

- Disponibilidad de personal
- Disponibilidad de equipos
- Condiciones climáticas
- Tiempo en el que se presenta la falla
- Existencia de repuestos
- Etc.

Los parámetros λ y μ se refieren al índice de transición en el cual un elemento pasa de un estado al otro, siempre y cuando los elementos o componentes del sistema sean reparables, como se muestra en la figura 2.23:

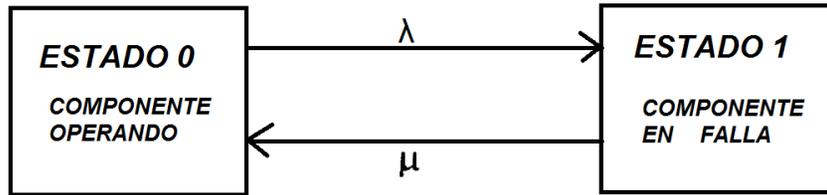


Figura 2.23. Transición estados de Operación – Falla

2.3.3 Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución

Una vez cuantificada la confiabilidad en los elementos del sistema de distribución, se procede al cálculo de los índices de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución.

Los índices de confiabilidad de un sistema pueden ser evaluados utilizando uno de dos enfoques básicos, técnicas analíticas directas o simulación estocástica, las cuales son explicadas a continuación.

2.3.3.1 Métodos Analíticos y Simulativos

La diferencia entre los métodos analíticos y simulativos es la forma en que se evalúan los índices de confiabilidad. Las técnicas analíticas representan el sistema por un modelo matemático, que a menudo se simplifica, y evalúan los índices de confiabilidad de este modelo usando soluciones directas.

Las técnicas de simulación, por otro lado, estiman los índices de confiabilidad simulando el proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema. A continuación se presentan los pros y contras de cada uno de los métodos [38]:

- El tiempo de solución para los métodos analíticos es relativamente corto en comparación a las técnicas simulativas las cuales suelen ser extensas, lo que

se ha convertido en un problema menor con el desarrollo de computadoras modernas.

- El modelo analítico siempre arroja el mismo resultado numérico para el mismo sistema, el mismo modelo y el mismo conjunto de datos de entrada, mientras que el método simulativo arroja un valor aproximado con un error entorno a una tolerancia establecida por el usuario.
- El modelo utilizado en el método analítico suele ser una simplificación del sistema, a veces en una medida que se vuelve totalmente irreal.
- El método de simulación, incorpora y simula características del sistema que pueden ser reconocidos o tomados como reales.
- Las técnicas de simulación pueden proporcionar una amplia gama de parámetros de salida que incluyen las funciones completas de densidad de probabilidad, mientras que la salida de los métodos analíticos generalmente está limitada solo a los valores esperados.

De los puntos anteriores se concluye que cada método tiene sus propios méritos y deméritos y ninguno de los enfoques puede considerarse superior al otro. La elección debe basarse en el sistema, sus características y la profundidad requerida y detalle del análisis.

A partir de lo explicado en el anterior apartado, un método simulativo es una técnica que representa las características reales del sistema, conjuntamente con su comportamiento aleatorio.

Todos los métodos simulativos se mencionan con frecuencia y vagamente como Simulaciones de Monte Carlo (MCS). Estrictamente esto es incorrecto ya que MCS realmente se relaciona con un proceso que es completamente aleatorio en todos los aspectos. Sin embargo, muchos procesos están relacionados con el tiempo y por lo tanto no posee todas las características aleatorias necesarias para usar las MCS. El proceso, sin embargo, es un proceso estocástico y puede ser analizado utilizando simulación estocástica. La simulación estocástica se puede usar en una de dos

formas, al azar o secuencial. El enfoque aleatorio simula los intervalos básicos de duración del sistema seleccionando intervalos al azar. El enfoque secuencial simula los intervalos básicos en orden cronológico. Lo más apropiado de estos dos enfoques depende de si un intervalo básico tiene un efecto significativo en el siguiente intervalo y si este efecto tiene un impacto significativo en los índices de confiabilidad evaluados.

2.4 Índices de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución

2.4.1 Índices de Confiabilidad Referidos al Consumidor Interrumpido.

Estos índices hacen referencia a la confiabilidad que tiene la empresa de distribución en cuanto a la frecuencia de las interrupciones, potencia interrumpida en cada una de ellas, el tiempo que la instalación es afectada, energía desconectada por consumidor servido por la empresa de distribución entre otras [8].

2.4.1.1 SAIFI

Por sus siglas en inglés System Average Interruption Frequency Index, o también llamado FIE (Frecuencia de Interrupción Media del Sistema) por sus siglas en español. Es un indicador del número de consumidores afectados, en relación al número total de consumidores servidos en el periodo de un año. En otras palabras, es la frecuencia media de interrupciones por cliente por año. Matemáticamente:

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados}}{\text{Total de consumidores servidos}}$$

Ecuación 2.57. SAIFI

2.4.1.2 SAIDI

Por sus siglas en inglés System Average Interruption Duration Index, o también llamado DMS (Duración Media de Interrupción del Sistema) por sus siglas en

español. Indica la duración media de las interrupciones ocurridas en un año por consumidor afectado. Se mide en hora/año.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Tiempo total de las interrupciones de cada consumidor}}{\text{Total de consumidores servidos}}$$

Ecuación 2.58. SAIDI

2.4.1.3 CAIDI

Por sus siglas en inglés Customer Average Interruption Duration Index. O también DIE (Duración Media de la Interrupción Equivalente) por sus siglas en español. Indica la duración promedio de las interrupciones ocurridas en un año, por consumidor afectado. Matemáticamente:

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Ecuación 2.59. CAIDI

Donde:

- U_i : es el tiempo de interrupción en un periodo de tiempo (generalmente un año) en el punto de carga i .

2.4.1.4 ASAI

Por sus siglas en inglés Average Service Availability Index o también conocido como IOR (Index of Reliability) o índice de fiabilidad, representa el índice medio de disponibilidad del sistema, y se puede expresar como porcentaje, es decir que es adimensional. Matemáticamente:

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760}$$

Ecuación 2.60. ASAI

2.4.1.5 ENS

Se conoce como Energía no suministrada (ENS), a la cantidad de energía medida en Kilovatio Hora kWh, que el sistema no pudo suministrar a causa de las fallas o interrupciones presentadas. Se mide en kWh/año. Matemáticamente:

$$ENS = \sum D_m * U_i$$

Ecuación 2.61. Energía no Suministrada

$$D_m = \frac{\int_0^T D(t) dt}{T} = f_c * D_{max}$$

Ecuación 2.62. Demanda Media

Dónde:

D_m : Demanda media en cada punto de carga. Se define como el promedio de carga usado a lo largo de un intervalo de tiempo. También se puede calcular al multiplicar el factor de carga f_c por la demanda máxima D_{max} .

2.4.1.6 AENS

Por sus siglas en inglés, Average Energy Not Supplied, o en español ENSM (Energía Media No Suministrada), es el valor promedio de energía no suministrada ENS dividido entre el total de consumidores de la empresa de distribución. Se mide en kWh/año.

$$AENS = \frac{ENS}{N_i}$$

Ecuación 2.63. AENS

2.4.1.7 CAIFI

Por sus siglas en inglés, Customer Average Interruption Frequency Index, o en español FUI, Frecuencia de Interrupción Media por Usuario Afectado. Se define como la cantidad media de interrupciones experimentada por consumidor afectado, por unidad de tiempo.

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\text{Total de consumidores afectados} \cdot \text{año}}$$

Ecuación 2.64. CAIFI

Se calcula de forma similar al SAIFI a diferencia que en el denominador de la ecuación 2.59 debe de ser contado una sola vez cada consumidor, aunque éste haya sido afectado más de una vez.

2.4.1.8 CTAIDI

Por sus siglas en inglés, Customer Total Average Interruption Duration Index. Se define como el tiempo total promedio que un consumidor experimenta al presentarse una interrupción.

$$CTAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\text{Total de consumidores afectados} \cdot \text{año}}$$

Ecuación 2.65. CTAIDI

Se calcula de forma similar al CAIDI, a diferencia que el denominador de la ecuación 2.60 debe de ser contado una sola vez cada consumidor, aunque este haya sido afectado más de una vez.

2.4.1.9 ACCI

Por sus siglas en inglés, Average Customer Curtailment Index, o en español ENSM (Energía Media No Suministrada por Usuario). Matemáticamente es el valor de la Energía Media No Suministrada (AENS) dividida para el número de usuarios.

$$ACCI = \frac{ENS}{\text{Número total de consumidores.}}$$

Ecuación 2.66. ACCI

2.4.2 Índices de Confiabilidad Referidos al Balance Generación-Carga

Este tipo de índices se utiliza especialmente para el análisis de confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) [9].

A partir de dichos índices de confiabilidad, se puede:

- Establecer la reserva estática requerida para un nivel de riesgo dado.
- Valorar la confiabilidad de un plan de expansión dado.
- Evaluar el efecto sobre la confiabilidad del sistema al incorporar unidades de diferentes tamaños y parámetros de confiabilidad.
- Programar el mantenimiento de las unidades con un nivel de riesgo dado.
- Evaluar el efecto sobre la confiabilidad del sistema de retirar unidades por obsolescencia, altos costos operativos, efectos ambientales, etc.
- Evaluar el efecto sobre la confiabilidad del sistema de nuevas tecnologías en equipos, estrategias de manejo de carga, mejoramiento de equipos, etc.
- Evaluar la reserva de soporte que puede ofrecerse a sistemas vecinos.

2.4.2.1 LOLP

Por sus siglas en inglés Lost Of Load Probability, es la probabilidad de que la carga en un SEP sea mayor a la reserva de generación del sistema en un periodo o tiempo de estudio, generalmente un año [9]. Matemáticamente:

$$LOLP = P[X > C - L]$$

Ecuación 2.67. LOLP

Dónde:

- C: Capacidad disponible
- L: Demanda máxima pronosticada
- X: Pérdida de generación
- R= C-L: Reserva del sistema

2.4.2.2 LOLE

Por sus siglas en inglés Lost Of Load Expectation, es el valor esperado de pérdida de carga, es decir cuántas horas al año se espera tener una demanda mayor a la capacidad disponible del sistema [9]. Matemáticamente:

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i)$$

Ecuación 2.68. LOLE

Dónde:

- C_i : Capacidad disponible en el periodo de tiempo i.
- L: Demanda máxima pronosticada en el periodo de tiempo i.
- $P_i(C_i - L_i) = P(X > C_i - L_i)$: LOLP en el periodo de tiempo i.

El valor de LOLE se puede representar como el número de días en los cuales la demanda excede la capacidad instalada.

Al invertir el LOLE se puede conseguir el valor en años que tendrán que pasar para que exista un día en el cual la demanda excede la capacidad instalada.

2.4.2.3 *EENS*

Por sus siglas en inglés Expected Energy Not Supplied, es el valor esperado de energía no suministrada por el sistema. Se calcula utilizando el área bajo la curva de la Pérdida de Potencia Esperada LOLP, es decir calcular el valor esperado de energía no servida durante el tiempo de estudio, que generalmente es de un año [9].

2.4.2.4 *XLOL*

Por sus siglas en inglés Expected Loss Of Load [9], se calcula de la siguiente forma:

$$XLOL = \frac{EENS}{LOLE} [MW]$$

Ecuación 2.69. XLOL

- EENS: [MW-hora/año]
- LOLE: [Horas/año]

2.4.2.5 *FOI*

Por sus siglas en inglés Frequency Of Interruptions, es el número esperado de veces que la pérdida de carga ocurre por año [1].

2.4.2.6 DOI

Por sus siglas en inglés Duration Of Interruptions, es el valor esperado de duración de una interrupción [1]. Matemáticamente:

$$DOI = \frac{LOLE}{FOI}$$

Ecuación 2.70. DOI

2.4.2.7 ENSI

Por sus siglas en inglés Energy Not Supplied Index [1], matemáticamente:

$$ENSI = \frac{LOLE}{FOI}$$

Ecuación 2.71. ENSI

2.4.2.8 ELCI

Por sus siglas en inglés Expected Load Curtailed per Interruption, es la demanda o potencia esperada que es cortada o no suministrada en cada interrupción [1]. Matemáticamente:

$$ELCI = \frac{ELCI}{DOI}$$

Ecuación 2.72. ELCI

2.4.3 Índices de Confiabilidad CONELEC No 004/01 de Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución [10].

Según la norma vigente de la Agencia de Control y Regulación de Electricidad (ARCONEL) antes CONELEC, la cual especifica en la Regulación 004/01 "Calidad

del Servicio Eléctrico de Distribución”, referida a Calidad del Servicio Técnico, redacta lo siguiente:

“La calidad del servicio técnico prestado se evalúa sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción” [10]

Además de esto, como aspectos generales de la Regulación 004/01, divide el control de calidad de servicio en dos subetapas, las cuales son:

Subetapa 1: Se realizan controles en función a índices globales (TTIk, FMIk), los cuales son evaluados por empresa y por alimentador de medio voltaje MV.

Subetapa 2: Los indicadores se calculan a nivel de consumidor, es decir representando el número de interrupciones y la duración de cada una de ellas respecto a cada consumidor de la empresa de distribución o del alimentador de medio voltaje.

La empresa distribuidora debe presentar informes anuales al ARCONEL, especificando los índices de control pertinentes.

2.4.3.1 Índices de Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1

Dentro del control de servicio técnico en la Subetapa 1, no son considerados las interrupciones originadas por la red de Bajo Voltaje, es decir sólo se consideran las fallas o salidas del servicio del centro de transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los límites topológicos de la red, para los cuales se analizan los índices desde el terminal del lado de MV en la subestación AV/MV, y por otro lado del transformador de MV/BV.

2.4.3.1.1 FMIK

FMIK por sus siglas Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal Instalado, en un periodo de tiempo (generalmente un año), representa la cantidad de veces que en promedio el KVA instalado sufrió una interrupción en el servicio. Matemáticamente se calcula de la siguiente forma [10]:

$$FMIK = \frac{\sum_i KVA * f_{s_i}}{\sum_i KVA_{ins}}$$

Ecuación 2.73. FMIK

Dónde:

- $KVA * f_{s_i}$: kVA instalado interrumpido en el punto de entrega
- KVA_{ins} : Potencia aparente total que cubre el alimentador

2.4.3.1.2 TTIK

TTIK por sus siglas Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal Instalado, en un periodo de tiempo (generalmente un año), representa el tiempo promedio en el cual el KVA instalado no tuvo servicio. Matemáticamente se calcula de la siguiente forma [10]:

$$TTIK = \frac{\sum_i KVA * T f_{s_i}}{\sum_i KVA_{ins}}$$

Ecuación 2.74. TTIK

2.4.3.1.3 Límites establecidos

Los valores de límites establecidos por la respectiva regulación, aplicables durante la Subetapa 1 se muestran a continuación en la Tabla 2.1 [10]:

Tabla 2.1. Límites FMIK y TTIK establecidos por el ARCONEL.

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	5.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

2.4.3.2 Índices de Control de Servicio Técnico en la Subetapa 2

Durante la subetapa 2, se analiza la calidad del servicio técnico a nivel de cada consumidor, para realizar este control de calidad, la empresa distribuidora debe contar con los equipos que permitan la gestión y control de la red en su totalidad, de forma que se facilite la adquisición y procesamiento de la información de forma de asegurar los niveles de calidad [10].

2.4.3.2.1 FAIc

Por sus siglas en español Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc), representa el número de interrupciones que han afectado al consumidor “c”, durante el periodo de análisis (generalmente un año) [10].

2.4.3.2.2 DAIc

Por sus siglas en español Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc), es un indicador que representa la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones que ha tenido el consumidor “c”, durante el periodo de análisis. Matemáticamente [10]:

$$DAIc = \sum_i (K_i * dic)$$

Ecuación 2.75.DAIc

Dónde:

- dic: Duración individual de la interrupción “i” al Consumidor “c” en horas.
- Ki: Factor de ponderación de las interrupciones ($K_i = 1$ para interrupciones no programadas y $k_i = 0.5$ para interrupciones programadas por el distribuidor)

2.4.3.2.3 Límites Establecidos

Los límites admisibles, para los índices de calidad de servicio técnico para la Subetapa 2 se muestran en la Tabla 2.2 [10]:

Tabla 2.2. Límites FAIc y DAIc establecidos por el Arconel.

Índice	Lim FAIc	Lim DAIc
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV Urbano	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

2.5 Teoría de Grafos

En matemáticas y simulaciones de sistemas, la teoría de grafos o también conocida como teoría de las gráficas, es la teoría encargada del estudio de las propiedades de los grafos [35].

2.5.1 Grafo

Un grafo es un conjunto de elementos llamados vértices, unidos por líneas llamadas aristas o edges en inglés, que permiten la representación gráfica entre elementos de un conjunto. Este sirve para el estudio de interrelación entre unidades que actúan unas con otras.

En otras palabras, un grafo es una pareja de conjuntos $G = (V, A)$, donde V es el conjunto de vértices y A es el conjunto de aristas. En esta teoría de grafos, lo esencial es el dibujo, la forma no es un aspecto relevante, ya que a esta teoría sólo le importa los vértices a los cuales está unida la arista.

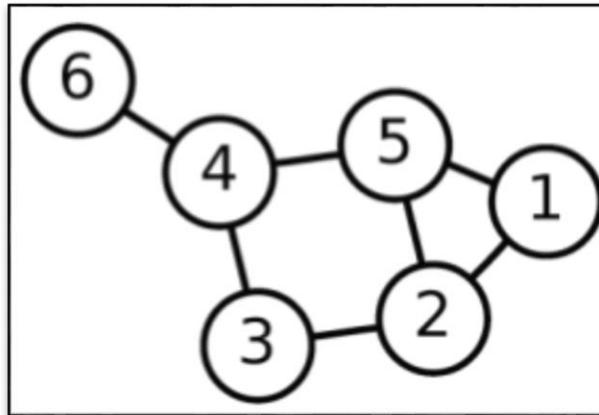


Figura 2.24. Grafo de 6 vértices y 7 aristas

En la figura 2.24 se puede apreciar un grafo, en el cuál la matriz $G = (V, A)$, es la siguiente:

$$V = [1, 2, 3, 4, 5, 6] \quad \text{y} \quad A = [(1, 2), (1, 5), (2, 5), (2, 3), (3, 4), (4, 5), (4, 6)]$$

La idea es asociar a cada vértice i del grafo con otro vértice j del grafo, formando así una arista como se puede observar no siempre la longitud del vector V va a ser la misma del vector A , existen varias formas de representar a estas matrices las cuáles son:

- Matriz de incidencia: Es la matriz que representa con un vector de pares ordenados de los vértices, donde cada par ordenado representa una arista
- Matriz de adyacencia: Es una matriz cuadrada, de tamaño $n \times n$, dónde n es el número de vértices. Si hay una arista entre el vértice x y un vértice y , el elemento $M_{x,y}$ se 1, de lo contrario es 0.

2.5.2 Características de un Grafo

A un grafo se lo puede caracterizar por:

- Vértice: Son los elementos de un grafo representados por puntos, que llevan una valencia asociada. A la unión de dos vértices se le llama arista.
- Arista: Son segmentos de línea que representan gráficamente la conexión entre dos vértices del grafo.
- Aristas Adyacentes: Se dice que dos aristas son adyacentes si tienen en común un vértice.
- Aristas Paralelas: Se dice que dos aristas son paralelas si es que sus dos vértices son los mismos.
- Aristas Cíclicas: Se dice que una arista es cíclica si es que su vértice inicial y su vértice final es el mismo.
- Grado del Nodo: Es el número de aristas que inciden en cualquier nodo del grafo.
- Grado del Grafo: Es la suma de los grados de todos los nodos del grafo.

2.5.3 Tipos de Grafos

2.5.3.1 Grafo regular

Se caracteriza por:

- Todos los vértices tienen el mismo grado
- Si grado es n , el grafo es n -regular.

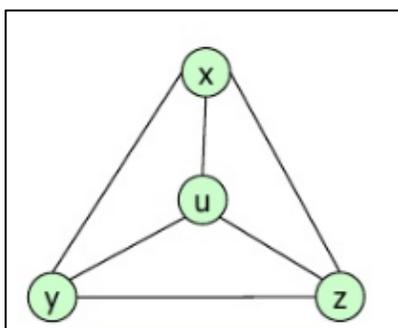


Figura 2.25. Grafo 3-regular [38]

2.5.3.2 *Grafo completo*

Caracterizado por tener entre cualquier par de vértices al menos una arista.

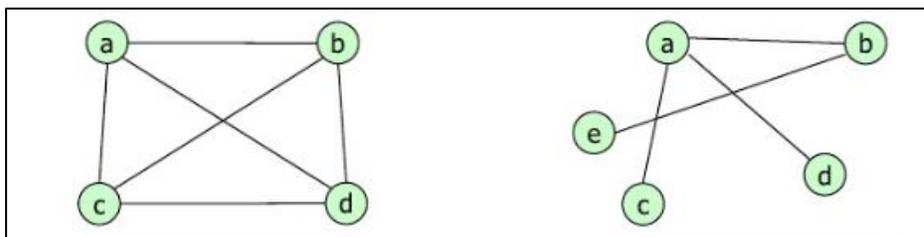


Figura 2.26. Grafo completo y Grafo no completo. [38]

2.5.3.3 *Multigrafo*

Es un grafo que tiene lazos o bucles en un mismo vértice, o que tiene más de un camino paralelo entre 2 vértices, de la siguiente forma:

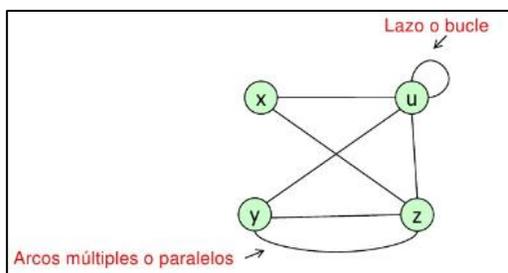


Figura 2.27. Multigrafo [38]

2.5.3.4 Grafo Dirigido

Si los pares de nodos que forman una arista son ordenados de tal forma que se pueda reconocer el único sentido que toma cada vértice del grafo, se puede decir que este grafo es un grafo dirigido, de la siguiente forma:

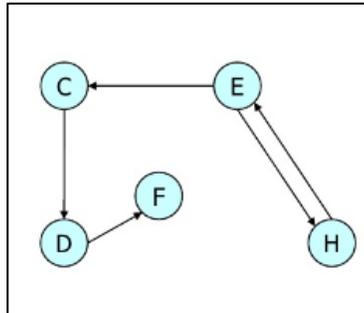


Figura 2.28. Grafo Dirigido [38]

En el grafo dirigido de la figura 2.28, la matriz de incidencia es la siguiente:

$$E = [(E, H), (HE,), (EC,), (CD,), (DF,)]$$

Cada uno de los pares ordenados de la matriz de incidencia está ordenado de tal manera que da a conocer la dirección de cada una de sus aristas.

2.5.3.5 Grafo ponderado

Es un grafo al cual se le puede asociar un valor a las aristas, este tipo de grafos se puede utilizar para definir costos, distancias, tiempos entre otros.



Figura 2.29. Grafo ponderado dirigido y no dirigido

2.5.3.6 Grafo tipo Árbol

Un grafo que no contiene ciclos y que todos sus vértices están conectados se lo conoce como árbol. Al tener un grafo tipo árbol, el cual tiene n vértices, este tendrá exactamente $n-1$ aristas. Tal y como se muestra en la figura 2.30.

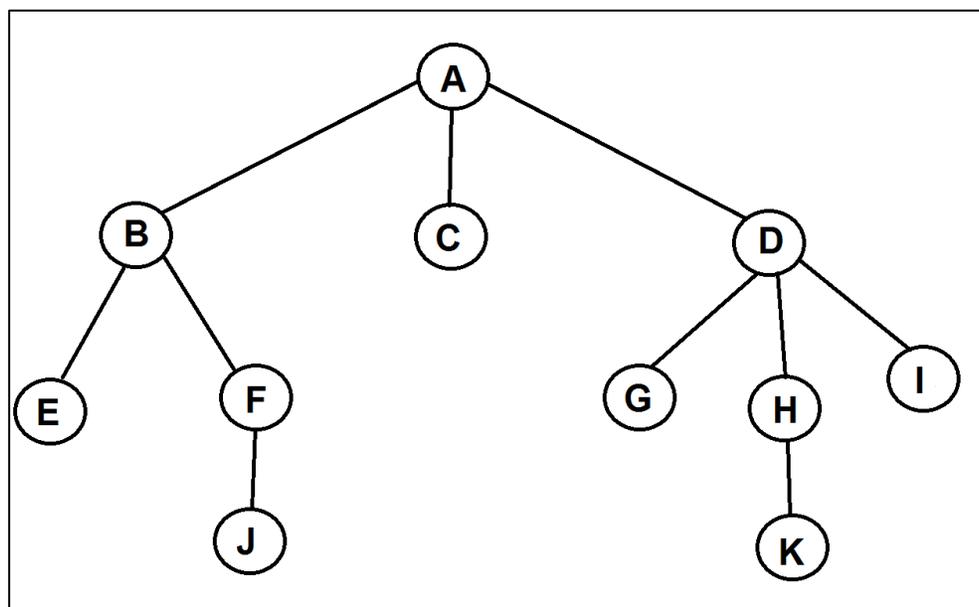


Figura 2.30. Grafo tipo Árbol

2.5.3.7 Grafo Conexo

En la teoría de Grafos, un grafo conexo es aquel que para cualquier par de vértices tiene al menos una trayectoria (sucesión de vértices adyacentes que no repitan vértices) del vértice u al vértice v .

2.5.4 Aplicaciones Teorías de Grafos

La teoría de Grafos ayuda a resolver problemas lógicos, matemáticos e incluso problemas de optimización, algunos de estos son mostrados a continuación:

- Trayectoria óptima: La teoría de grafos puede ser utilizada para modelar trayectos, como por ejemplo determinar cuál sería la trayectoria óptima para el recorrido de un autobús a lo largo de una ciudad.
- Se puede modelar el concepto metafórico de la red social, como lo explica la bibliografía [35], un grafo social es una representación gráfica de una red social, en los cuales los nodos vienen representados por actores sociales y los vínculos entre estos actores sociales vendrían a ser representados por las aristas, y su dirección puede ser representada a partir de un vector dirigido representando la manera en la que la intensidad de la información se transmite, y a quienes.

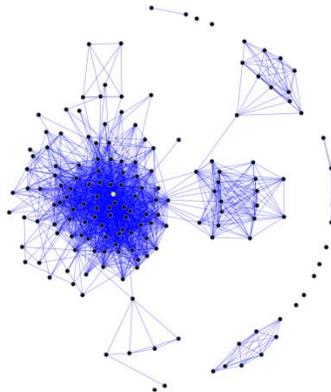


Figura 2.31. Grafo Social [41]

- Aplicaciones en la biología: En el estudio de los ecosistemas, un vértice puede representar un hábitad, y las aristas representarían los senderos migratorios de los animales. Con esto se puede determinar y entender que es lo que puede afectar a las especies de ese hábitad.
- Aplicación en la Hidrología: En el estudio de la hidrología, para entender el flujo o caudal de agua de los ríos en distintas épocas del año, se puede determinar a partir de la topología del sistema analizado, tomando a los nodos del grafo como la interconexión entre los ríos, y a cada arista como el río en sí.
- Aplicación en la Ingeniería Eléctrica: Kirchhoff en 1847 fue el primero en usar el estudio de los grafos convexos para desarrollar una teoría que permita

calcular la intensidad de corriente y la diferencia de potencial en cada uno de los elementos de un circuito eléctrico, con lo cual plantó las famosas “Leyes de Kirchhoff”. Al aplicar la teoría de grafos, cada elemento del circuito eléctrico fue tomado como una arista, y cada nodo del grafo es tomado como el punto en el cual se conectan dos o más elementos del circuito eléctrico.

2.6 Implementación de la herramienta computacional.

2.6.1 Introducción a MATLAB

MATLAB, MATrix LABoratory (figura 2.32.), es un software que trabaja realizando operaciones matemáticas en base a matrices, este programa es muy usado para resolver problemas de Matemática Aplicada e Ingeniería.

Lo que hace a MATLAB un software amigable con el usuario es la facilidad para trabajar con vectores y matrices, además de ofrecer una capacidad gráfica [25].

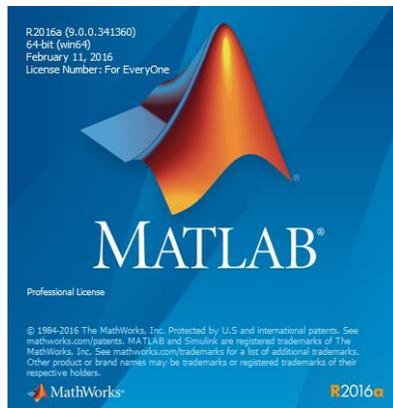


Figura 2.32. Ícono Software de Simulación utilizado. Matlab R2016a

Razones por las cuáles utilizar MATLAB:

- Interfaz de usuario “amigable”, que facilita su uso por primera vez.

- MATLAB tiene un entorno completo, la cual cuenta con varias aplicaciones presentes en su ventana principal, tales como el editor, ventana de comandos, historial de comandos, visor de variables en uso, entre otras.
- Es un software utilizado en entornos académicos y profesionales.
- Tiene un sin número de librerías que facilitan la aplicación del programa para distintos algoritmos que podrían acarrear cálculos muy complejos.

Operaciones que se pueden realizar en MATLAB:

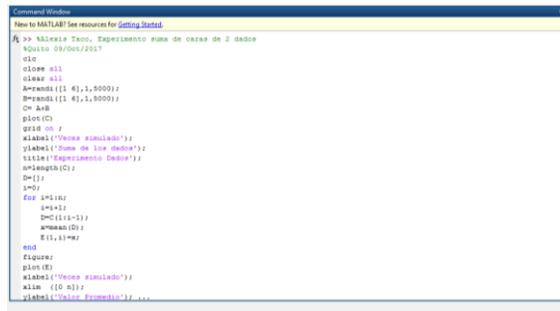
Los elementos básicos al trabajar con MATLAB son los siguientes [29]:

- Vectores y Matrices
- Cálculos
- Creación de vectores y matrices
- Operaciones
- Gráficos

2.6.2 Entorno de MATLAB

2.6.2.1 Command Window

También conocida como ventana de órdenes, ventana mostrada en la figura 2.33, es la ventana principal del software, dónde se pueden introducir diversos tipos de comandos, tales como operaciones básicas, definir matrices, o también ejecutar comandos como helpdesk, edit, workspace, etc.



```
Command Window
New to MATLAB? See resources for Getting Started.
A >> %Exerc12_Terc, Experimento suma de caena de 2 dados
%Titulo 09/09/2017
clc
close all
clear all
A=randi(1,6,1,5000);
B=randi(1,6,1,5000);
C=A+B
plot(C)
grid on;
xlabel('Suma simulado');
ylabel('Dime de los dados');
title('Experimento dados');
n=length(C);
D=[];
i=0;
for s=1:n;
    s=A(s);
    D=C(i:s-1);
    w=mean(D);
    E(i)=w;
end
figure;
plot(E)
xlabel('Suma simulado');
axis ([0 11]);
ylabel('Dime Experiencia');
```

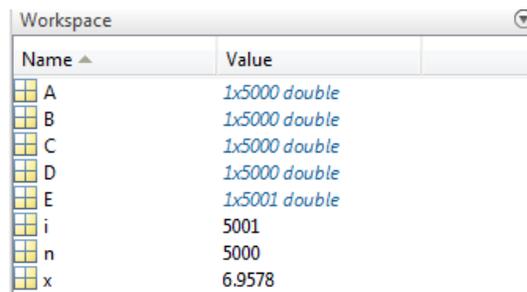
Figura 2.33. Ventana Command Window de Matlab.

Para trabajar en el Command Window:

- Para escribir un comando, el cursor debe colocarse al lado del símbolo del sistema (>>).
- Presione la tecla Intro para ejecutar el comando.
- Se pueden escribir varios comandos en la misma línea. Esto se hace tipeando una coma (,) entre los comandos
- Si se escribe un punto y coma (;) al final de un comando, la salida del comando no se muestra. Es útil cuando el resultado es obvio o el resultado es muy grande.
- Se puede recuperar un comando escrito previamente en el símbolo del sistema con la tecla de flecha superior. La tecla de flecha hacia abajo se puede usar para mover hacia abajo los comandos previamente tipeados. Esto también se puede obtener haciendo clic en el comando deseado en la ventana del historial de comandos.
- Si un comando es demasiado largo para caber en una línea, se puede continuar con la siguiente línea escribiendo tres períodos (...) y presionando la tecla Enter
- El símbolo "%", cuando se escribe al principio de una línea, la línea se designa como un comentario.

2.6.2.2 *Workspace*

También conocido como espacio de trabajo, mostrado en la figura 2.34, y es como se llama al conjunto de variables declaradas en cualquier momento por el usuario, además de mostrar el conjunto de variables, también muestra el tipo de dato que es, tal como entero, byte, matriz, etc.



Name ▲	Value
A	1x5000 double
B	1x5000 double
C	1x5000 double
D	1x5000 double
E	1x5001 double
i	5001
n	5000
x	6.9578

Figura 2.34. Ventana To Workspace

Las variables mostradas por la ventana Workspace, pueden ser mostradas también al ejecutar la función “whos” en la ventana Command Window. Dichas variables pueden ser, editadas, eliminadas, copiadas o graficados en 2D o 3D al hacer click derecho en el nombre de la variable.

2.6.2.3 *Current Folder*

La ventana Current Folder de MATLAB, presente en la figura 2.35, muestra los archivos existentes en la carpeta dónde se ha guardado el último archivo generado por el software. El directorio de dicha carpeta puede ser mostrado al ejecutar la función “pwd” en el Command Window de MATLAB.

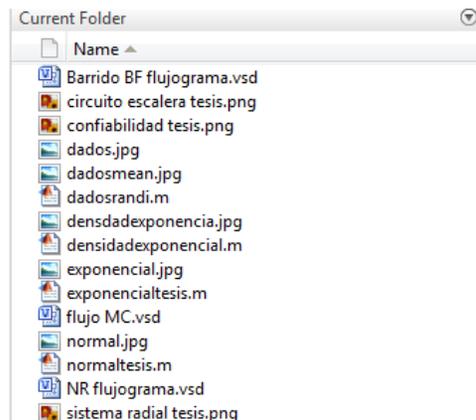


Figura 2.35. Ventana Current Folder de Matlab 2016a

2.6.2.4 *Editor de MATLAB*

El editor de MATLAB es una opción que el programa ofrece para generar un programa en forma de editor de texto, que permite crear o modificar programas, y puede ser llamado desde el Command Window con la función “edit”. Cuando se refiere a la palabra “programas” se refiere a un lenguaje específico de programación, en este caso, los lenguajes escritos, guardados y ejecutados por Matrix Laboratory, tienen una extensión “.m” y se llaman m-files.

Cuando el archivo esté guardado en un directorio de la PC, se puede ejecutar el programa con escribir el nombre del fichero en una línea de comandos más la letra enter.

2.6.2.5 *Interfaz Gráfica de Usuario de Matlab*

La unidad de Interfaz Gráfica de Usuario Matlab, más conocido como GUI (Graphical User Interface) permite crear aplicaciones de software, lo cual elimina la necesidad de aprender un lenguaje y escribir comandos para ejecutar una aplicación.

Al crear un GUI de Matlab, se crea un programa autónomo, en el cuál se puede incluir botones, menús, controles deslizantes, displays, gráficos, etc. Para crear un

Gui en Matlab 2016^a se dirige a la pestaña Home, y se da click en el botón New, App y la opción GUIDE, como se muestre en la figura 2.36:

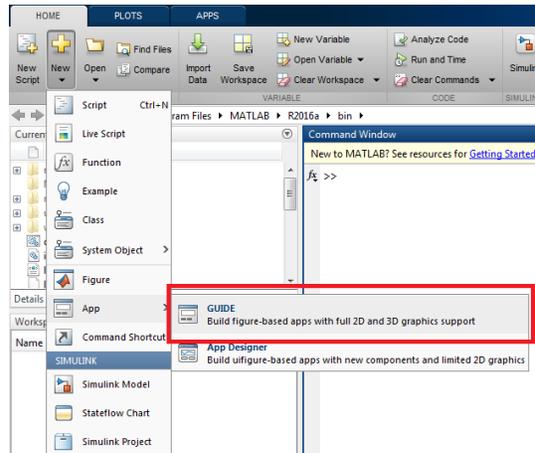


Figura 2.36. Creación de una aplicación en el entorno Matlab.

Se despliega la ventana mostrada en la figura 2.36 y se elegirá “Blank GUI (Default)” y pulsar el botón OK, como se muestra en la figura 2.37:

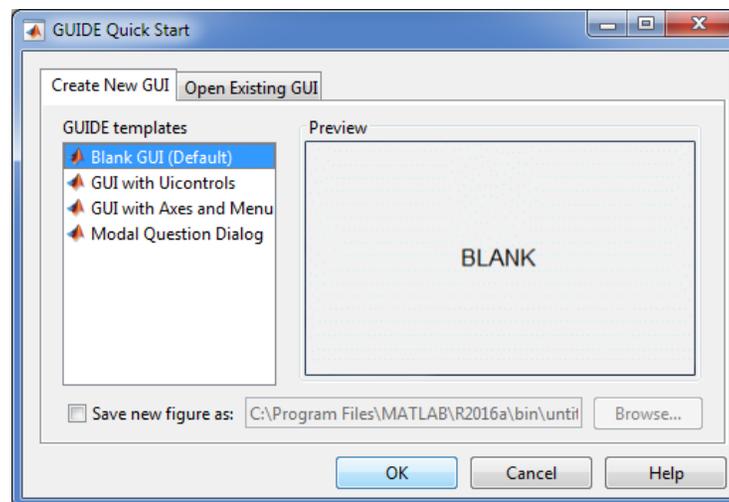


Figura 2.37. Creación de un GUI de Matlab

Al pulsar el botón OK se despliega el nuevo documento a editar, es decir el nuevo programa de interfaz gráfica de usuario de Matlab, como se puede observar en la figura 2.38:

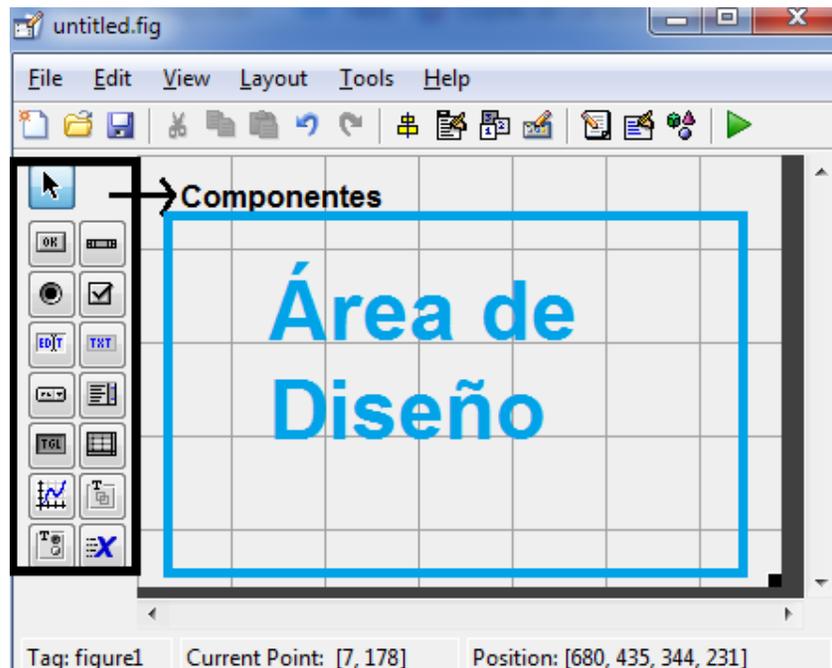


Figura 2.38. Ventana principal GUI de Matlab

Como se muestra en la figura 2.38, se tiene el Área de Diseño, que es dónde se pondrán los botones, menús y cualquier componente que se necesite para la creación de la aplicación, los cuales podrán ser elegidos según la necesidad gusto y preferencia desde el menú de barras “Componentes” ubicados a la izquierda de la figura 2.38.

Al crear un documento GUI de Matlab, a la vez se crea un Script que sirve para programar las funciones de todos y cada uno de los componentes usados en el área de trabajo. El menú Componentes, tiene gran variedad de usos, y cada uno de ellos tiene su distinta forma de ser llamado desde el Script nombrado anteriormente. En la tabla 2.3 se muestra como debe ser llamado [34]:

Tabla 2.3.Controles principales GUI de Matlab.

Control	Descripción
Check box	Indica el estado de una opción o atributo
Editable Text	Caja para editar texto o dar valor a una variable
Pop-up menú	Muestra una lista de opciones
List Box	Muestra una lista deslizante o un menú
Push Button	Botón que ejecuta una función al ser presionado
Radio Button	Indica una opción que puede ser seleccionada
Toggle Burron	Un selector de estado, tiene dos estados "on" u "off"
Slider	Usado para representar un rango de valores
Static Text	Muestra un texto, un mensaje o el valor de una variable
Panel Button	Agrupar botones como un grupo
Button Group	Permite exclusividad de selección con los radio button

Con estas funciones se podrá crear una o varias ventanas de interfaz gráfica, para facilitar al usuario el uso de un software del cual Matlab se encarga de manera automática de generar el código para construir la interfaz.

2.6.2.6 Lenguaje m. Generación de números aleatorios

Matlab ofrece un sinnúmero de funciones que sirven para generar números aleatorios o pseudoaleatorios, los cuales son usados según su necesidad. En tal caso, las funciones *rand*, *randn*, y *randi* son funciones que crean secuencias de números pseudoaleatorios, y con la función *rng* se pueden controlar la repetitividad de sus resultados [36]. La siguiente tabla (tabla 2.4), muestra las funciones más usadas para la generación de números aleatorios en el lenguaje de programación del entorno Matlab.

Tabla 2.4. Comandos para generación de números aleatorios. Lenguaje .m

Comando	Función
rand	Genera números aleatorios distribuidos uniformemente.
Randn	Genera números al azar distribuidos normalmente.
Randi	Genera números enteros pseudoaleatorios distribuidos uniformemente.
Randperm	Permutación aleatoria.
Rng	Controla la generación de números aleatorios

Muchos tipos de simulaciones como la de Monte Carlo requiere secuencias que se aproximan a otras distribuciones paramétricas o no paramétricas.

2.6.2.7 *Aplicación de la Teoría de Grafos*

Matlab R2016b ofrece la aplicación de la Teoría de Grafos, con lo cual se puede modelar las conexiones de una red, y son ampliamente aplicables a una variedad de sistemas físicos y/o biológicos de información [36], la estructura de dichos grafos está compuesta por vértices y aristas. Cada nodo representa una entidad, y cada arista representa la conexión entre dos nodos.

En la aplicación de redes eléctricas, se puede usar una matriz llamada matriz de adyacencia, en la cual se tendrán que definir dos vectores fila o columna que representan el nodo de salida y llegada que forman cada tramo de la línea de transmisión o distribución, dependiendo de su uso. Dejando la estructura o sintaxis de programación de la siguiente forma:

```
RedElectrica = graph(nodo_de_salida, nodo_de_llegada) %defino al grafo RedElectrica
```

Dónde “nodo_de_salida” y “nodo_de_llegada” son vectores columna que contienen números enteros que hacen que la función “graph” identifique los elementos o nodos conectados entre sí, formando así las llamadas aristas del grafo.

Es de vital importancia que no se repita el par ordenado de nodo de salida y nodo de llegada, lo cual puede ocurrir al representar un doble camino en paralelo, que es muy normal cuando se representa sistemas redundantes en las líneas de transmisión de los Sistemas Eléctricos de Potencia, en dicho caso, el programa da un error ya que la función graph elimina todo tipo de redundancia.

3. Metodología Implementada

3.1 Introducción

En el presente capítulo se muestra el procedimiento de cómo ha sido llevado a cabo la construcción de la herramienta de simulación del presente proyecto de titulación.

El capítulo empieza con la explicación de uso del método simulativo de Monte Carlo en la generación de números aleatorios y pseudoaleatorios, y como a partir de ellos se recrean estados de generación necesarios para la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución.

Dentro del algoritmo explicado se plantea la utilización de flujos de potencia para el cálculo de cargabilidad en los alimentadores de los primarios de distribución, como también la utilización de la teoría de grafos que es una herramienta que sirve para analizar cuántas y cuáles son las cargas y usuarios afectados ante cada una de las fallas generadas en cada estado de operación.

A continuación se procede a explicar paso a paso el algoritmo utilizado para la obtención de los índices de confiabilidad por estado generado y consecuentemente los índices de confiabilidad del sistema.

Para finalizar el capítulo se muestra un ejemplo pequeño de una red real la cual al ser ingresada y simulada se obtienen de ella los índices de confiabilidad. En este apartado se añade el criterio de convergencia del Método de Monte Carlo.

3.2 Método Simulativo de Monte Carlo

El método de Monte Carlo es una técnica estocástica que permite cuantificar la confiabilidad en sistemas eléctricos. Esta concepción no es nueva, ha existido durante al menos 50 años, pero en los últimos años ha ido ganando interés gracias a la disponibilidad de computadores de alta velocidad de procesamiento.

La principal ventaja del método de Monte Carlo es la forma en la que simula la aleatoriedad de un sistema eléctrico. Al incluirse la variable tiempo, es imprescindible la utilización de curvas de probabilidad que reflejen el comportamiento de los elementos y del sistema [38].

MCS genera estados de operación para “n” simulaciones independientes una de la otra, con lo cual se determina la tendencia de los índices de confiabilidad calculados a partir del tratamiento estadístico de datos de cada una de las simulaciones.

El proceso de simulación tiene la intención de examinar y predecir patrones de comportamiento real en tiempo de simulación, para evaluar índices de confiabilidad.

3.2.1 Generación de números aleatorios

Los números aleatorios son esenciales en todas las técnicas de simulación. Un número aleatorio (uniforme) es una variable que tiene valores distribuidos uniformemente en el intervalo (0,1), es decir, la variable puede tomar cualquier valor entre 0 y la unidad con igual probabilidad. Los números aleatorios son creados por una computadora digital usando algoritmos determinísticos conocidos como generadores de números aleatorios. Dado que los números generados siguen las reglas matemáticas del algoritmo, no son verdaderos números aleatorios y en su lugar se llaman números pseudoaleatorios. Los requisitos básicos de un generador de números pseudoaleatorios son [17]:

- Tener distribución uniforme
- Ser estadísticamente independientes
- Han de ser reproducibles
- Capaces de producir diferentes secuencias de números
- Deben tener un ciclo no repetitivo tan largo como se desee
- Ser generados rápidamente
- Ocupar poca memoria o almacenamiento del ordenador.

La generación de números aleatorios según una distribución uniforme, puede ser usada para algunos tipos de simulación. En estos casos tienen que ser convertidos en otra distribución no uniforme antes de que el proceso de simulación pueda empezar.

A continuación se muestra como se usan estos números aleatorios para poder convertirlos en valores que pueden ya ser usados en la simulación.

3.2.2 Conversión y tratamiento de variables aleatorias [38].

Las variables aleatorias generadas anteriormente están en el rango de entre 0 y 1, valores que no son útiles al momento de generar tiempos aleatorios de falla como el método aplicado requiere, por ello es necesario transformar los valores aleatorios en valores que sean utilizables en el análisis de confiabilidad, para lo cual se hace un proceso de conversión el cual es explicado a continuación.

Para la utilización de números aleatorios existen varios métodos para dicha conversión, éstos son:

- Transformada inversa
- Método compuesto
- Método de relajación

A continuación se explica el primer método nombrado, transformada inversa.

La transformada inversa es el método más eficiente, pero este puede ser usado solamente si la distribución de probabilidad puede ser invertida analíticamente.

En la ecuación 2.55, se determina que la función de probabilidad acumulada de falla de un elemento que tiene una tasa de falla constante, tiene un comportamiento

exponencial, por lo tanto si se considera la función densidad de distribución de probabilidad para la variable aleatoria t:

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

Ecuación 3.1. Densidad de probabilidad de fallas en función del tiempo

La función de distribución de probabilidad acumulada de falla es:

$$U = F_{(t)} = 1 - e^{-\lambda t}$$

Ecuación 3.2. Densidad de distribución de probabilidad acumulada.

Donde:

- U: es el numero aleatorio generado o variable aleatoria generada.

De la cual es posible despejar el valor de t:

$$t = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U)$$

Ecuación 3.3. Tiempo de falla en función de la variable aleatoria U.

Donde U es la variable aleatoria uniformemente distribuida en el intervalo de 0 y 1, por tanto si (1-U) es distribuida de igual forma que U, la ecuación 3.3 es expresada como:

$$t = -\frac{1}{\lambda} \ln(U)$$

Ecuación 3.4. Tiempo de falla en función de la variable aleatoria U.

Este proceso se realiza especialmente para que los números aleatorios generados reflejen el comportamiento el sistema y puedan ser de utilidad para el proceso de simulación.

Con este tratamiento previo, el tiempo “t” pasa a estar en función de la variable aleatoria “U”, con lo que el tiempo pasa también a ser una variable aleatoria, variable que a lo largo del capítulo va a ser llamada Tiempo de Falla del Elemento o TFi.

3.3 Algoritmo utilizado

El algoritmo implementado, se basa en el método simulativo de Monte Carlo, el cual al generar números aleatorios, y consecuentemente tiempos aleatorios de falla de los elementos de una red eléctrica real, genera estados de operación cuya evaluación estadística permite determinar los índices de confiabilidad del sistema.

Las variables de entrada del algoritmo implementado son:

- Topología de la red
- Ubicación de elementos de reconexión.
- Resistencia y reactancia de las líneas de distribución.
- Cargabilidad de las líneas de distribución.
- Tasa de falla de los componentes de la red.
- Tasa de reparación de los componentes de la red.
- Longitud de los tramos de las líneas de distribución.
- Carga neta conectada a cada nodo de la red
- Número de consumidores por nodo.
- Número de simulaciones a ser realizadas.
- Tiempo de maniobra de los elementos de reconexión

El módulo de software estructurado incluye:

- Flujo de potencia
- Generación de números aleatorios.
- Cálculo de índices de confiabilidad.

Los resultados obtenidos son:

- Índices de confiabilidad: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ENS, AENS, etc.

3.3.1 Diagrama de flujo del algoritmo de utilizado.

Un algoritmo es una secuencia de pasos lógicos que se utilizan para resolver un problema dado. A partir de esto, un diagrama de flujo es una herramienta que representa visualmente y paso por paso las operaciones que se deben efectuar para resolver dicho problema.

Para el desarrollo e implementación de una herramienta cuya base es la programación, es de vital importancia que antes de lanzarse a escribir el código fuente se realice previamente un diagrama de flujo que ayude a comprender el problema.

A continuación en la figura 3.1 se muestran los símbolos más importantes utilizados para la elaboración del diagrama de flujo del programa pertinente al presente capítulo.

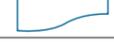
Símbolo	Significado
	Terminal /Inicio.
	Entrada de datos.
	Proceso.
	Decisión.
	Decisión múltiple.
	Imprimir resultados.
	Flujo de datos.
	Conectores.

Figura 3.1 Símbolos para la construcción de un diagrama de flujo.

La Figura 3.2 presenta detalladamente paso a paso como se desenvuelve el programa a ejecutar:

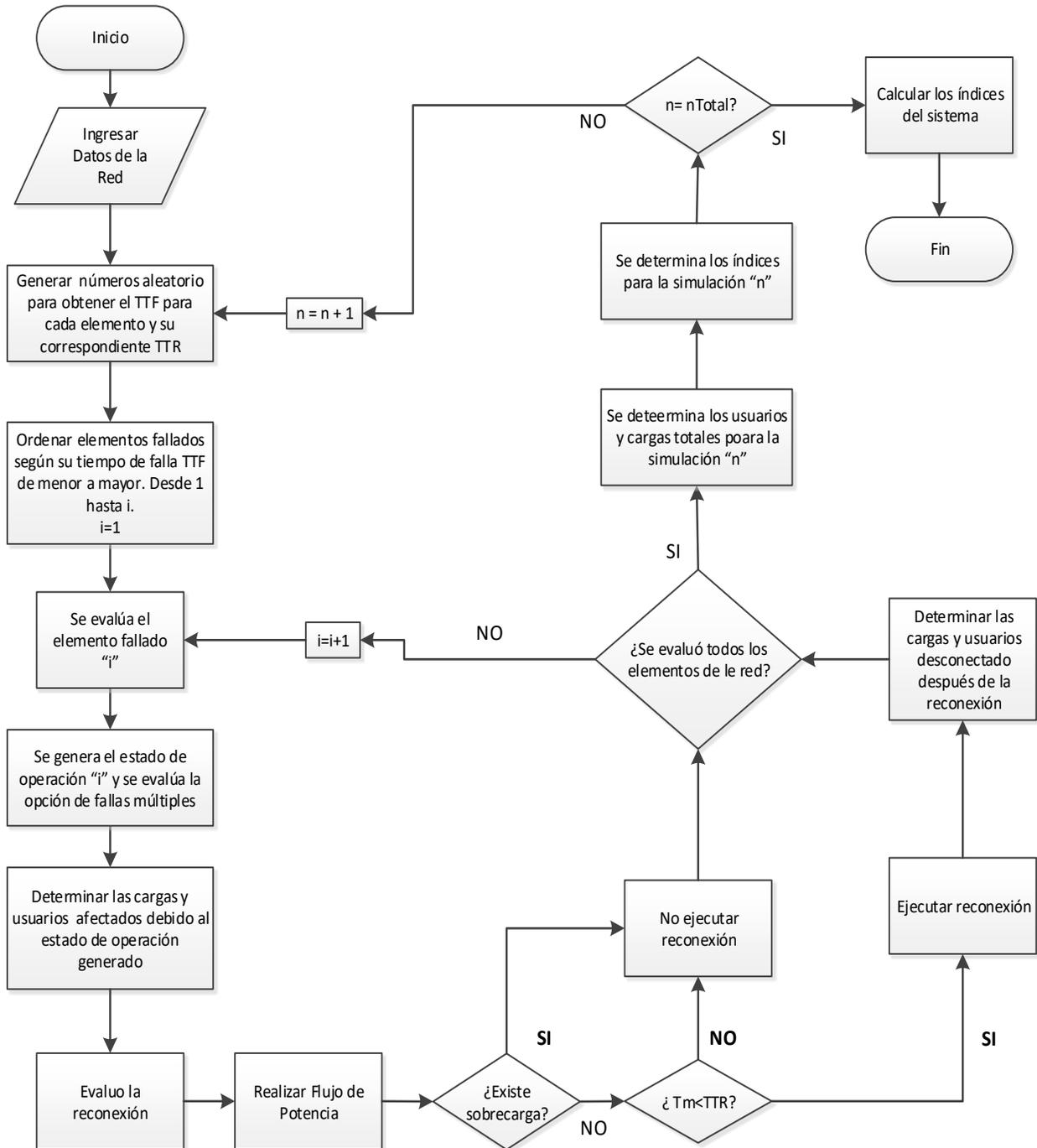


Figura 3.2 Diagrama de flujo

Dónde:

- nTotal: número de veces que se realiza la simulación
- Tm: Tiempo de maniobra o recierre
- TTFi: Tiempo de falla para cada elemento del sistema
- TTR: Tiempo de reconexión para cada elemento del sistema
- n: simulación actual
- i: actual estado de operación generado

3.3.2 Desarrollo del algoritmo.

A continuación se muestra paso a paso como se ejecuta el algoritmo que conduce al cálculo de los índices del sistema analizado.

3.3.2.1 Ingreso de datos

La topología de la red tiene que ser ingresada de tal forma que el software lea y comprenda a cabalidad la red que el usuario desee analizar. La red en el presente software es ingresada a partir de 2 matrices, de las cuales una tiene información de los nodos del sistema y se le llama matriz "Inyecciones", y la otra la cual tiene información de las líneas del sistema se le llama matriz "Tramos". Estas matrices tienen los siguientes datos:

Matriz "Inyecciones":

- Potencia neta conectada a la barra
- Número de consumidores en cada nodo

Matriz "Tramos":

- Nodo de salida

- Nodo de llegada
- Reactancia por kilómetro
- Cargabilidad (límite térmico)
- Tasa de falla
- Tasa de reparación
- Longitud en kilómetros

La manera detallada en la cual se ingresan los datos, es presentada en el ejercicio ejemplo del presente capítulo.

3.3.2.2 *Generación de tiempos de falla aleatorios*

Los números aleatorios son la base de la generación de estados, estados con los cuales se realiza el cálculo de los índices de confiabilidad, para ello se utiliza la ecuación 3.5:

$$TFi = -\frac{\ln(U)}{\lambda}$$

Ecuación 3.5. Tiempo de falla de cada elemento.

Dónde:

- TFi: Tiempo de falla para el elemento “i” del sistema [años]
- U: Número aleatorio entre 0 y 1
- λ : Tasa de falla del elemento del sistema [fallas/año]

De igual forma, la generación de números aleatorios ayuda a crear una variable aleatoria que arroja el tiempo en el cual cada elemento se repara, esta expresión viene dada por:

$$TRi = -\frac{\ln(U)}{\mu}$$

Ecuación 3.6. Tiempo de reparación de cada elemento

- TR_i : Tiempo que tarda el elemento “i” en ser reparado [horas]
- U: Número aleatorio entre 0 y 1
- μ : Tasa de reparación del elemento “i” [número de reparaciones/horas]

Con los tiempos de falla y de reparación de cada uno de los elementos se generan los estados de operación/falla del sistema, también conocidos como trenes de operación del sistema, los cuales son representados a continuación:

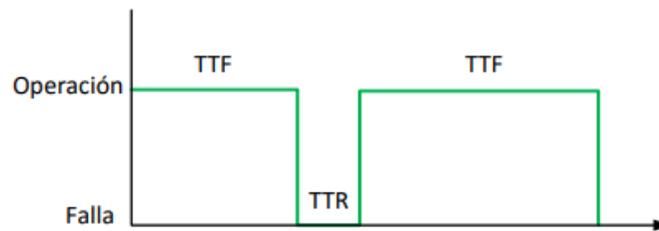


Figura 3.3. Diagrama operación falla de un elemento de la red de distribución.

A partir de estos estados de operación y falla se evalúa la confiabilidad para cada uno de sus estados generados, posteriormente para cada una de las simulaciones realizadas y se llega a determinar los índices de confiabilidad del sistema, proceso que es explicado a continuación:

3.3.2.3 Estados de operación del sistema

Para cada uno de los elementos fallados se genera un estado de operación del sistema, cada uno con su tiempo de falla y tiempo de reparación. Como por ejemplo, para el sistema mostrado en la figura 3.4:

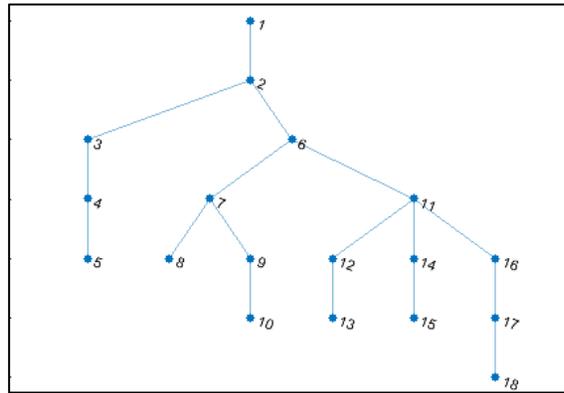


Figura 3.4. Red Pucuna. Diagrama unifilar. Estado normal de operación

Para el diagrama unifilar de la figura 3.4, red compuesta por 18 nodos y 17 líneas de distribución, se generan estados de operación a partir de los tiempos de falla de los elementos del sistema generados por los números aleatorios, los estados de operación se generan de la siguiente manera:

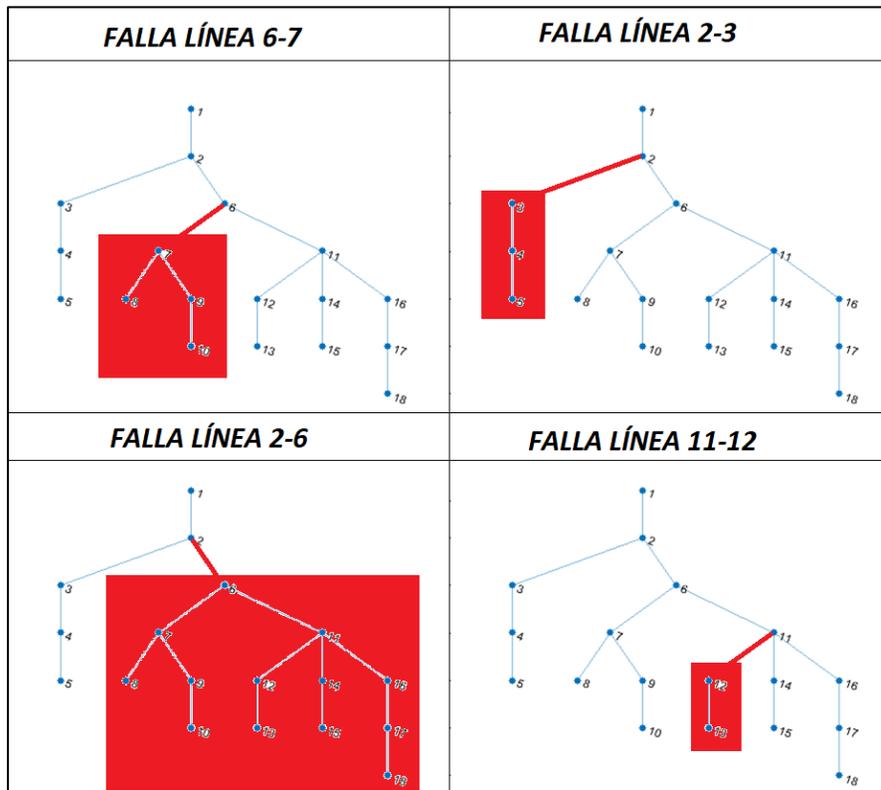


Figura 3.5. Estados de operación generados.

En base a lo mostrado en la figura 3.5, se observan cuatro estados de operación generados, resaltando de color rojo a los nodos desconectados a partir de la falla ocurrida, para cada estado generado lo importante al analizar los usuarios desconectados y la potencia desconectada a partir de cada falla.

Para el cálculo del número de usuarios y la potencia desconectada en cada uno de los estados, se utiliza la teoría de grafos, analizando en cada caso cuáles nodos son los que no están conectados con el nodo que representa a la subestación, el cual es el nodo número 1.

3.3.2.4 Análisis fallas múltiples

Las fallas múltiples son una condición operativa real que se puede suscitar en el sistema al presentarse las siguientes condiciones:

- Las fallas ocurran en el mismo momento
- La segunda falla ocurra en el momento en el que se está reparando la primera falla

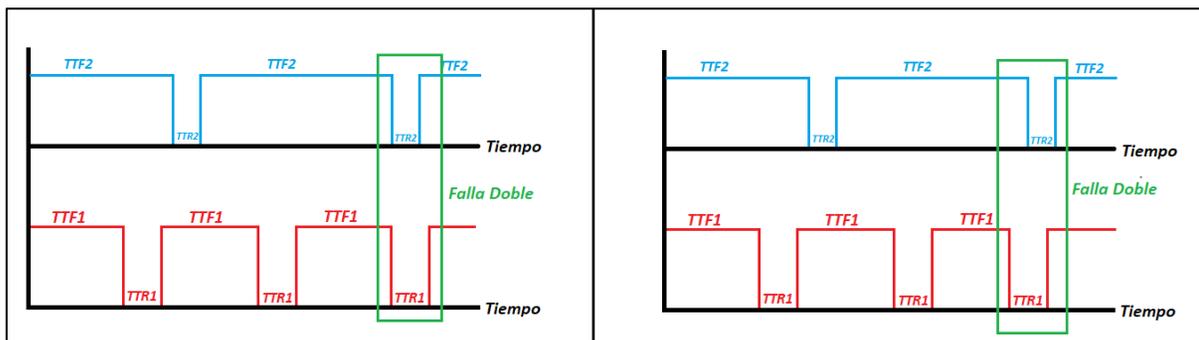


Figura 3.6. Trenes operativos. Fallas múltiples.

En la figura 3.6 se muestran las condiciones para las cuales ocurran fallas múltiples, en la herramienta desarrollada, se implementa dicho análisis al ordenar los tiempos de falla de cada uno de los elementos de menor a mayor, y comparar los tiempos de

falla de cada uno de los elementos del sistema con respecto a los anteriores, generando así todos los diagramas operación/falla de cada uno de los elementos y a la vez de sus combinaciones binarias para así considerar una posible multi-falla con lo cual el análisis se asemeja más a lo que en la realidad pueda suceder.

3.3.2.5 Evaluación de la reconexión

La herramienta desarrollada, incluye una posible reconfiguración de los alimentadores radiales, utilizando la topología “Anillo Primario” como es explicado anteriormente en el segundo capítulo (Véase sección 2.1.3.2), este tipo de topología ofrece un arreglo que a partir de un interruptor de enlace N.A. se genera otro camino con el cual se abastecen de energía a los consumidores afectados por cualquier falla ocurrida en el sistema.

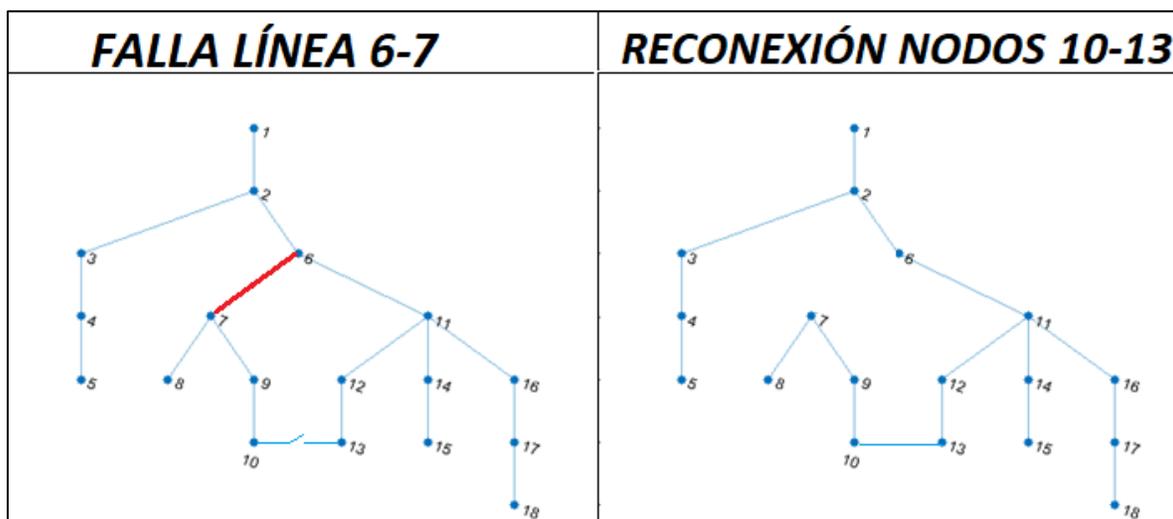


Figura 3.7. Ejemplo reconfiguración de primarios

Como se aprecia en la figura 3.7, al ocurrir una falla en la línea que une los nodos 6 y 7, se deberían desconectar los usuarios y potencias conectadas a los nodos 7, 8, 9 y 10, pero gracias a la reconfiguración de primarios que se da gracias al enlace normalmente abierto existente entre los nodos 10 y 13, las cargas son abastecidas gracias al camino paralelo construido por el enlace, con lo cual el enlace mejora los

índices de confiabilidad de la red mostrada. El enlace NA, no siempre construye un camino paralelo para abastecer las cargas falladas, un ejemplo es el mostrado a continuación.

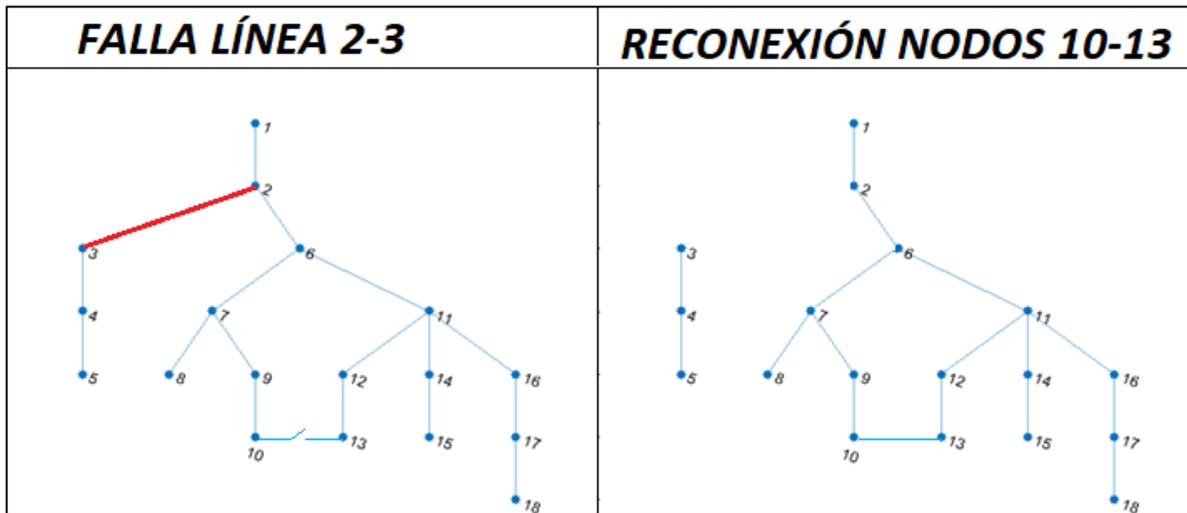


Figura 3.8. Ejemplo reconfiguración de primarios

En la figura 3.8 se puede apreciar un claro ejemplo en el cual la topología “Anillo Primario”, usada para construir a partir de un enlace NA un camino que energice los usuarios y potencias afectadas a causa de una falla, no cumple con su propósito, ya que al ocurrir una falla en la línea que une a los nodos 2-3, el enlace que reconfigura los primarios no abastece las cargas y usuarios conectados a los nodos 3, 4 y 5 desconectados por la falla.

Al realizar la reconexión no se disminuye el número de interrupciones ni se mejorarán los índices de confiabilidad relacionados a esta variable. Pero por otro lado una reconexión mejora los tiempos en los cuales las cargas y los usuarios estuvieron fuera de servicio, mejorando los índices relacionados a tiempo de interrupción, índices como la energía no suministrada.

Una vez realizada la reconexión, se puede determinar utilizando la Teoría de Grafos, cuántos y cuáles fueron las potencias y los usuarios beneficiados a causa de la

reconfiguración en los primarios y con ello determinar los índices después de la reconexión.

A continuación se muestra la forma en la cual se calcula la energía no suministrada ENS para cada uno de los casos, ecuaciones que se generan a partir de las ecuaciones 2.61 y 2.62.

Cuando la reconexión se realice con éxito, el valor de ENS es calculado de la siguiente forma:

$$ENS = f_c(P_1 * TR_i + P_2 * T_m)$$

Ecuación 3.7 ENS con reconexión

Dónde:

- *ENS*: Valor del índice Energía No Suministrada
- *f_c*: Factor de carga. Valor típico: 0.6
- *P₁*: Potencia desconectada después de la reconexión
- *P₂*: Potencia abastecida gracias a la reconexión
- *TR_i*: Tiempo de reparación del elemento “i”
- *T_m*: Tiempo de maniobra del interruptor de enlace

En la ecuación 3.7 se muestra la manera de calcular el valor de ENS, valor que es la suma de la energía a causa de las potencias desconectadas que son energizadas cuando se normalice el servicio “ $f_c * P_1 * TR_i$ ”, añadiendo el valor de la energía a causa de las potencias que fueron reconectadas gracias al enlace normalmente abierto y su respectivo tiempo de maniobra “ $f_c * P_2 * T_m$ ”.

A pesar de que la herramienta ofrece la opción de reconfiguración de la topología del sistema, no siempre la reconexión podrá ser válida, esto es a causa de dos casos reales en los cuales no es posible realizar la reconexión:

3.4.1.1.2. Sobrecarga en las líneas reconectadas

Al realizar la reconexión, inmediatamente la herramienta implementada realiza el análisis del flujo de potencia con el método DC, utilizando un aproximando a una red trifásica balanceada, análisis con el cual se determina si es factible realizar reconexión utilizando la restricción del límite térmico de los conductores. En el caso de que la potencia que transite por las líneas de distribución sea mayor al límite establecido en las condiciones de entrada, la reconexión no se realiza y el valor del índice ENS se determina por la siguiente expresión:

$$ENS = f_c * P_T * TR_i$$

Ecuación 3.8. ENS sin reconexión

Dónde:

- ENS : Valor del índice Energía No Suministrada
- f_c : Factor de carga. Valor típico: 0.6
- P_T : Potencia desconectada a causa de la falla
- TR_i : Tiempo de reparación del elemento “i”

3.4.1.1.3. Tiempo de maniobra

En el caso de que el tiempo de maniobra, sea mayor al tiempo de reparación, tampoco se realiza la reconexión, debido a que si esta condición se cumple representa que la falla se reparó antes de que el enlace NA se cierre, lo cual vuelve obsoleta a la condición de reconexión y el valor de ENS se calcula con la expresión mostrada en la ecuación 3.6.

3.3.3 Resumen del Algoritmo Implementado

- Ingresar los datos de la red, con información de cada nodo y cada línea de distribución.
- Se genera números aleatorios, con los cuáles se determina cuáles son los tiempos de falla y los tiempos de reparación, para cada uno de los elementos del sistema.
- Se ordena los elementos fallados según los tiempos de falla, de menor a mayor.
- Se genera los diagramas operación/falla para cada elemento del sistema, y se analiza la posibilidad de una falla doble.
- Se determina para todos y cada uno de los elementos fallados del sistema los usuarios y potencias desconectadas.
- Se evalúa la posibilidad de reconexión.
- La reconexión no se realiza si el resultado del flujo de potencia arroja que las líneas o el enlace se encuentran fuera de la capacidad térmica.
- La reconexión tampoco se realiza si el tiempo de maniobra del enlace es mayor al tiempo de reparación del elemento.
- Una vez evaluada la reconexión se determina el nuevo valor de usuarios y potencias desconectadas con sus respectivos tiempos de desconexión de cada una de ellas.
- Se regresa al cuarto paso y se procede a generar el siguiente estado de operación.
- Una vez que se han determinado los usuarios y potencias desconectadas por los “i” estados de operación generados por los “i” elementos del sistema, se determina los índices del sistema por simulación por año.
- Se regresa al segundo paso en el que se determinan los tiempos de falla y tiempo de reparación. Eso se realiza “n” veces.
- Cuando se haya realizado el proceso “n” veces, se determinan los índices de confiabilidad del sistema.

- Fin de la simulación.

3.4 Convergencia método de Monte Carlo

La aplicación del método de Monte Carlo, arroja un cierto número de valores, los cuáles son igual al número de veces que se realizó el experimento, para ello es necesario un análisis estadístico de los estados simulados y de los valores obtenidos, para así saber cuándo la simulación ha alcanzado un valor aceptable, un valor que sea real y que pueda ser de utilidad para el usuario. Por dicho motivo, es de vital importancia analizar la convergencia del algoritmo usado. Para ello es recomendable:

- Verificar la convergencia de los valores simulados en cuanto a la ecuación

$$E(X) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

Ecuación 3.9. Media aritmética para “n” valores.

- Analizar si los valores resultantes de la simulación son aproximadamente una muestra de valores independientes e idénticamente distribuidos [21].

Existen varios procedimientos, para cuales analizar la convergencia del método de Monte Carlo, uno de ellos es implementar el algoritmo comenzando por distintos valores iniciales y comprobar si el comportamiento de la distribución estacionaria es la misma.

La convergencia del método de Monte Carlo puede ser analizada a partir de los resultados graficados en función del número de simulaciones realizadas, y analizar si existen desviaciones en el estado estacionario, es decir si el gráfico Resultados vs Número de simulaciones se comporta de forma caótica.

3.4.1 Ejemplo de los dos dados

Suponga que se tiene 2 dados, los cuáles van a ser lanzados al azar y sumar el valor de las caras que salen hacia arriba. Se plantea la pregunta ¿Cuál es el valor esperado o más probable que se obtiene al sumar las caras de los dados que están hacia arriba?

Este es un ejercicio que se puede resolver por el método de Monte Carlo, y se puede obtener al lanzar aleatoriamente 5000 veces los dados y sumar el valor de cada par de caras que salgan hacia arriba. Los valores oscilan entre 2 y 12, y graficando y simulando resulta se obtiene la siguiente figura:

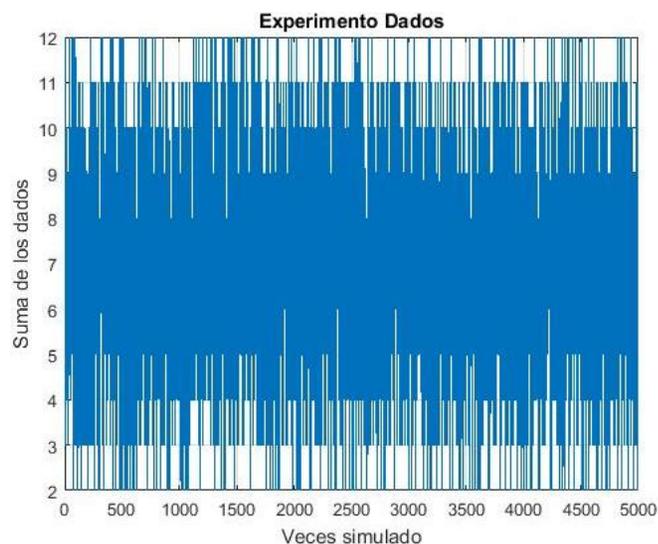


Figura 3.9 Cadena de datos, simulación suma de dados. Elaboración propia.

Como se aprecia en la Figura 3.9, se grafica el resultado de lanzar los dados 5000 veces y sumar el valor resultante de sus caras hacia arriba cada vez que este fue lanzado, y como se puede observar, de esta imagen no se puede alcanzar una conclusión que determine cuál es el valor más probable que se tiene al lanzar los dos dados aleatoriamente, pero, si se aplica la ecuación 3.9 se obtiene un interesante resultado, el cual está mostrado en la figura 3.10:

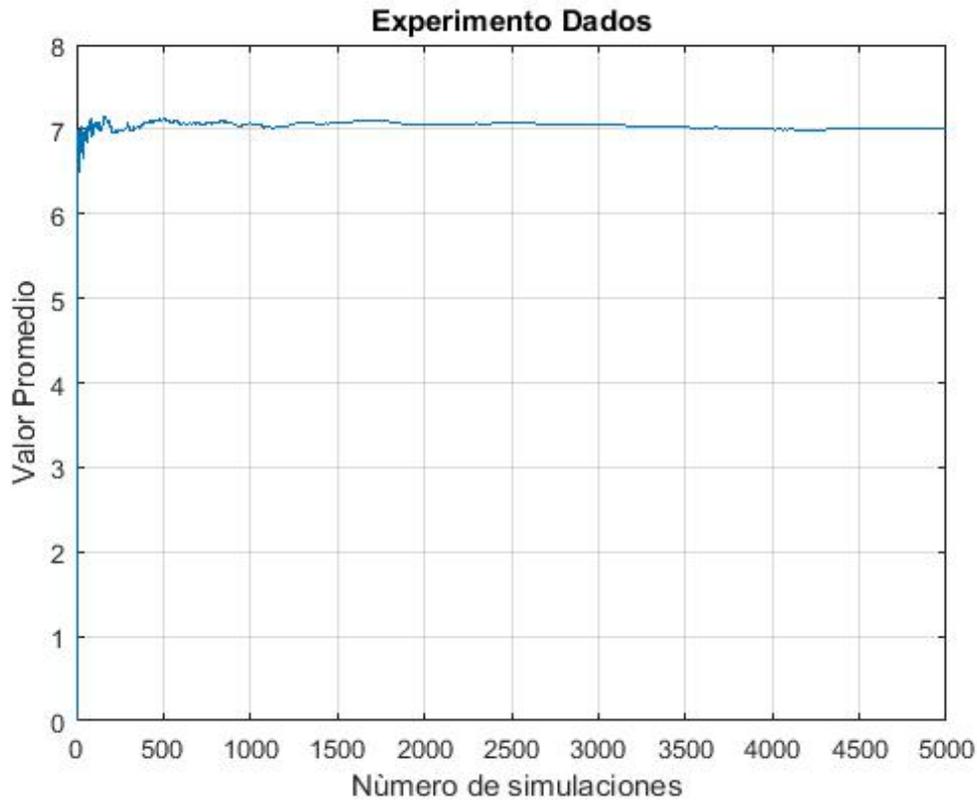


Figura 3.10 Cadena de datos, simulación promedio de suma de dados. Elaboración propia.

Como se observa en la figura 3.10, el valor más probable o el valor esperado que se obtiene al lanzar dos dados y sumar las caras que salen hacia arriba es siete, con ello se demuestra que un problema determinístico puede ser resuelto a partir de un método estocástico, en este caso el método simulativo de Monte Carlo.

Este valor es aceptado ya que en la figura 3.10 el resultado converge alrededor de un número, en este caso el número es 7. Se puede con ello decir que el método de Monte Carlo converge cuando el valor esperado, en la gráfica Valor Promedio vs Veces Simulado, no muestra oscilaciones que presenten una incertidumbre en el valor obtenido a partir del método utilizado, en otras palabras el resultado de la simulación se acerca a un valor constante.

3.5 Ejemplo de aplicación a una red de distribución.

3.5.1 Alimentador principal Pucuna 2, perteneciente a la Empresa Eléctrica de Sucumbíos:

A continuación, en la figura 3.11, se muestra el diagrama unifilar del alimentador primario de distribución Pucuna 2, de la Empresa Eléctrica de Sucumbíos, exportado del Sistema de Información Georeferenciado (SIG) de la misma empresa y graficado por el software de simulación Cymdist:

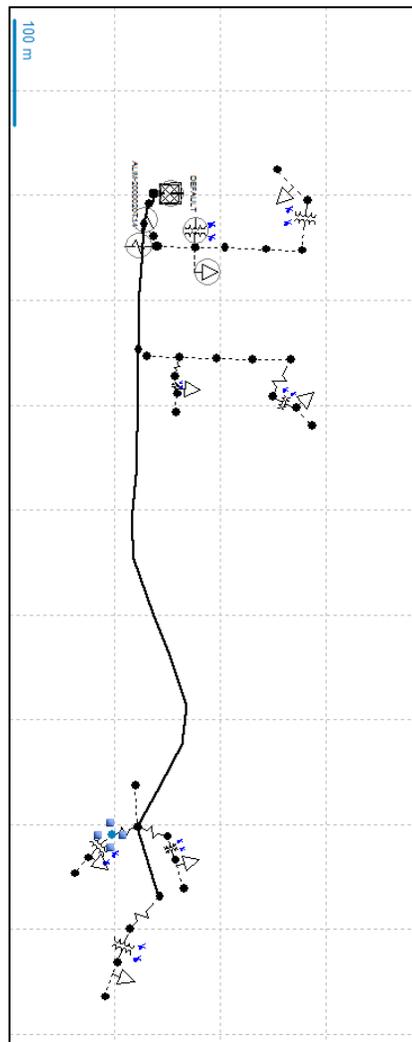


Figura 3.11. Red Pucuna 2 ingresada en el software de simulación CYMDIST

El sistema cuenta con:

- 7 cargas conectadas al alimentador principal.
- Opera con un voltaje nominal de 13.8 kV línea a línea.
- Alimenta una carga de 145 kW.
- Alimenta 70 usuarios de la empresa de distribución.

3.5.1.1 Ingreso de datos.

En la sección 3.3.2.1 se indicó cuales son los datos a ingresar, a continuación se explica la forma en la cual se ingresan los datos en el software implementado.

3.4.1.1.4. Matriz Tramos

En la denominada Matriz Tramos, se debe ingresar las características de todos y cada uno de los tramos de línea de la red o redes a analizar, datos del nodo de salida y nodo de llegada, que sirven para tener una certeza de cómo es la red topológicamente, también datos de la longitud del tramo, conductor usado en el tramo, y el límite térmico del mismo; datos que sirven para el análisis del flujo de potencia. Para el análisis de confiabilidad se debe ingresar la tasa de reparación y tasa de falla.

Los datos de la red son mostrados en la tabla 3.1, en la cual se muestra la matriz tramos para el ejemplo de aplicación.

Tabla 3.1. Ejemplo Matriz Tramos

# Línea	Nodo de Salida	Nodo de Llegada	Reactancia por kilómetro	Cargabilidad	Tasa de falla	Tasa de reparación	Longitud en Kilómetros
1	1	2	0,1	2	0,05	0,6	0,032
2	2	3	0,1	2	0,05	0,6	0,037
3	3	4	0,1	2	0,05	0,6	0,096
4	4	5	0,1	2	0,05	0,6	0,064
5	2	6	0,1	2	0,05	0,6	0,12

6	6	7	0,1	2	0,05	0,6	0,039
7	7	8	0,1	2	0,05	0,6	0,03
8	7	9	0,1	2	0,05	0,6	0,106
9	9	10	0,1	2	0,05	0,6	0,064
10	6	11	0,1	2	0,05	0,6	0,451
11	11	12	0,1	2	0,05	0,6	0,029
12	12	13	0,1	2	0,05	0,6	0,03
13	11	14	0,1	2	0,05	0,6	0,029
14	14	15	0,1	2	0,05	0,6	0,028
15	11	16	0,1	2	0,05	0,6	0,07
16	16	17	0,1	2	0,05	0,6	0,042
17	17	18	0,1	2	0,05	0,6	0,047

3.4.1.1.5. Matriz Inyecciones

En esta matriz se ingresan los datos de la potencia neta inyectada en cada nodo, en kW. Los datos positivos corresponden a la inyección de potencia en el nodo correspondiente a la subestación de distribución en tanto que los negativos corresponden a elementos conectados a nodos que incluyen cargas.

Adicionalmente, en cada nodo se debe ingresar el número de clientes conectados, es decir el número de acometidas que son servidas en cada transformador de distribución que se encuentra aguas abajo de la subestación principal. La matriz se ingresa como se muestra en la tabla 3.4:

Tabla 3.2. Ejemplo Matriz Nodos

Nodo	Potencia neta conectada a la barra	Número de usuarios
1	200	0
3	-25	10
5	-25	10
8	-25	10
10	-25	10
13	-25	10
15	-25	10
18	-25	10

Una vez ingresados y cargados los valores de la Matriz Tramos y Matriz Inyecciones en el software implementado, valores que en este caso son los pertenecientes al

alimentador Pucuna 2 mostrado en la figura 3.12, se muestra la red graficada en Matlab utilizando la Teoría de Grafos.

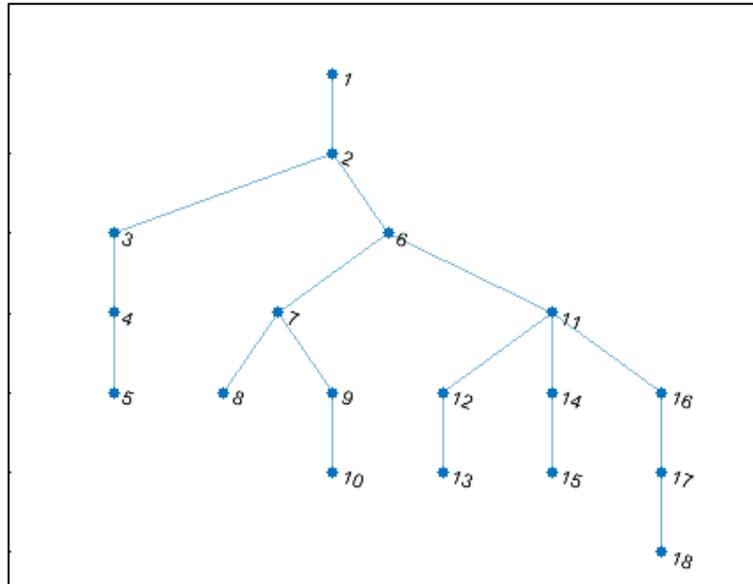


Figura 3.12. Diagrama Unifilar. Red Pucuna 2. Software Matlab

La red Pucuna 2, es mostrada en la figura 3.11 y 3.12, en los programas Cymdist y Matlab, respectivamente. En ellos se puede notar una gran diferencia en Matlab, la red ha sido graficada utilizando la Teoría de Grafos, y no le importa cómo están dispuestos topológicamente los alimentadores, sino como están relacionados o dispuestos los nodos y aristas que forman parte del Grafo que representa al sistema analizado.

3.4.1.1.6. Matriz reconexión:

Además de la matriz de tramos y la matriz de nodos, se tiene que ingresar la matriz de reconexión, la cual modifica la topología de la red mediante el ingreso de un tramo por el cual la energía eléctrica fluye a través de otro camino y abastece las cargas afectadas por una falla, dicha matriz tendrá similar estructura que la matriz Tramos.

En la tabla 3.3 se muestra un ejemplo de la matriz de reconexión a ingresar. La cuál crea una nueva línea de reconexión entre el nodo 5 y el nodo 10.

Tabla 3.3. Ejemplo Matriz Reconexión.

Matriz Reconexión						
Nodo de Salida	Nodo de Llegada	Reactancia por kilómetro	Cargabilidad	Tasa de falla	Tasa de reparación	Longitud en Kilómetros
5	10	0,1	200	0	0	1

3.5.1.2 Creación de estados de operación

A partir de la matriz tramos, creada e ingresada como dato en el software de simulación, cada tramo con su respectiva tasa de falla y tasa de reparación, se genera un valor aleatorio “U”, con el cual se definirá cual es el tiempo de falla de cada tramo, de la siguiente manera:

$$TFi = - \frac{\ln(U)}{\lambda * L}$$

Ecuación 3.10. Tiempo de falla

Dónde:

- U: Número aleatorio generado.
- λ : tasa de falla del tramo en fallas/año/km
- L: longitud del tramo en kilómetros.

Al aplicar la ecuación 3.10 para los datos de tasa de falla y longitud de la tabla 3.1, se obtienen los tiempos de falla de cada uno de los tramos de líneas de distribución, junto con los elementos que fueron desconectados y cargas desconectadas por cada falla.

Si el sistema a analizarse tiene “i” elementos, esto hace que se generen “i” estados de operación. Cada estado con sus respectivos tiempos de falla y tiempos de reparación.

Tabla 3.4. Generación de estados de operación. Usuarios afectados por falla.

TFi [años]	TRi [h]	# Línea Fallada	Nodo de salida – Nodo de llegada	Usuarios desconectados por falla. Sin reconexión	Usuarios desconectados por la falla. Con Reconexión
0.9721	0.83	9	9-10	10	0
1.0834	0.72	8	7-9	10	0
1.2521	0.73	10	6-11	30	30
3.5060	2.55	5	2-6	50	0
4.2610	1.17	6	6-7	20	0
6.4114	0.22	14	14-15	10	10
6.6561	0.24	3	3-4	10	0
7.2309	2.44	4	4-5	10	0
7.3463	0.68	16	11-16	10	10
8.5834	1.87	15	11-16	10	10
8.9627	2.41	11	11-12	10	10
12.8784	1.92	13	11-14	10	10
16.5466	0.57	1	1-2	70	70
16.9942	0.36	17	17-18	10	10
20.4514	0.56	2	2-3	20	0
22.1090	0.25	7	7-8	10	10
25.9838	0.34	12	12-13	10	10

La tabla 3.4 se distribuye de la siguiente forma, en la primera columna se muestra cuáles fueron los tiempos de falla de cada una de las líneas de los primarios de distribución de la red analizada en años, en la segunda columna se muestran+- los tiempos de reparación para cada una de las líneas falladas en horas. En la tercera y cuarta columna se muestra la línea fallada y cuáles son sus nodos de salida y llegada respectivamente. En la cuarta y quinta columna se muestra los usuarios que fueron afectados o desconectados por la falla sin reconexión y con reconexión entre los nodos 5 y 10 (reconexión mostrada en la tabla 3.3).

El algoritmo implementado genera de esta manera estados de operación/falla para cada elemento registrándose que el último elemento en fallar lo hace a los 25.98

años que es el tiempo de falla que corresponde a la línea que conecta los nodos 12 y 13 como se aprecia en la tabla 3.4.

En la Figura 3.13 se muestra el diagrama de operación/falla para el elemento que falla primero, en este caso el primer tiempo de falla es 0.97 años y el tiempo de reparación es 0.83 horas. El programa se encarga de disparar números aleatorios que generan tiempos de falla, proceso que se realiza durante el tiempo en el que se analicen todos los elementos del sistema, para la simulación actual son 25.98 años.

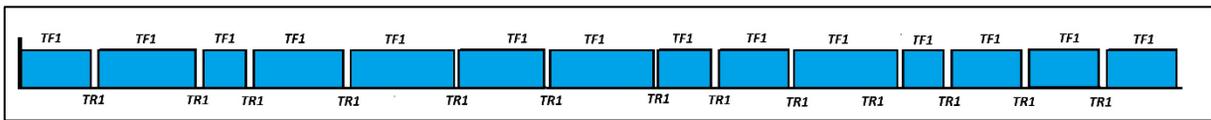


Figura 3.13. Estados operación/falla elemento que falla primero.

Una vez analizado el estado que falla primero, se procede a analizar el segundo elemento que falla, en este caso la línea que une a los nodos 7 y 9, con el primer tren de operación con un tiempo de falla y tiempo de reparación de 1.08 años y 0.72 horas respectivamente. El programa continua disparando tiempos de falla aleatorios hasta que se cumpla el tiempo de 25.98 años que es el tiempo que tarda el último elemento en fallar.

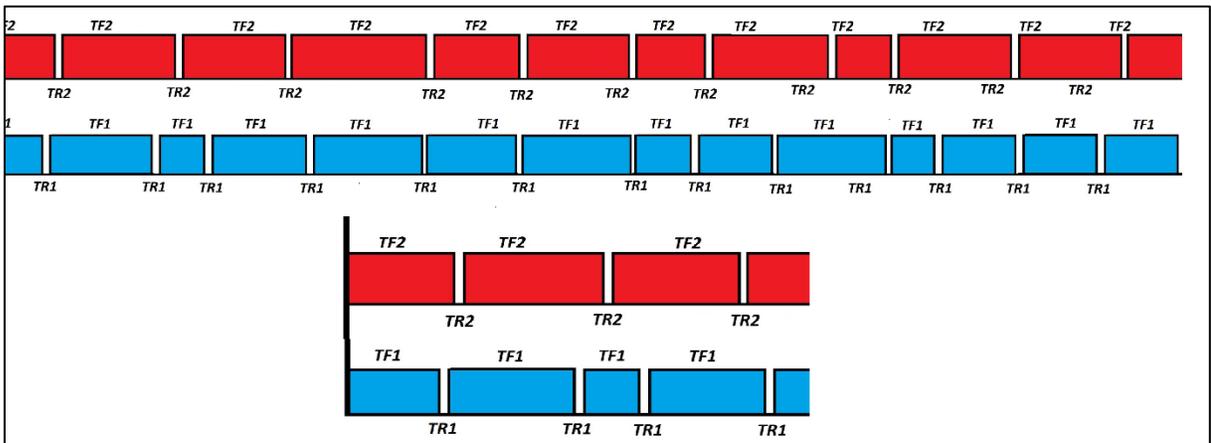


Figura 3.14. Estados de operación/falla para los dos primeros elementos.

En la figura 3.14 se observa los llamados trenes de operación de los dos primeros elementos, estados con los cuales se analiza cuántos y cuáles son los usuarios y cargas afectadas por cada falla, y especialmente sirven si varias líneas fallan al mismo tiempo o si una falla ocurre mientras el otro se está reparando.

El proceso continúa hasta analizar todas las líneas del sistema y sus combinaciones binarias.

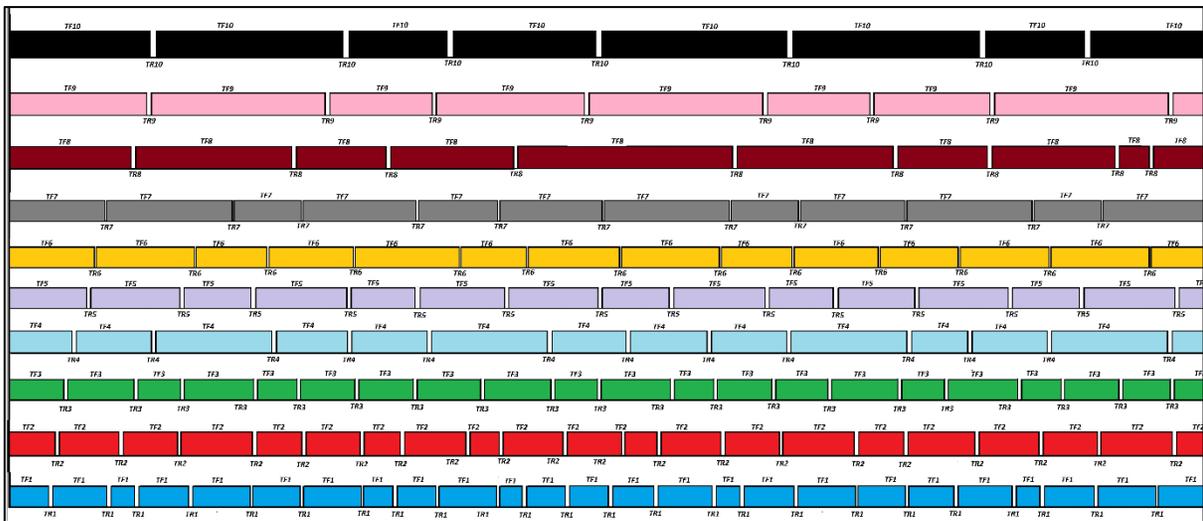


Figura 3.15. Diagrama operación/falla. Diez primeros elementos.

Como se puede apreciar en la figura 3.15, al ordenar los tiempos de falla de manera ascendente y generar los trenes de operación de cada elemento, se observa que al analizar un periodo amplio, en este caso 26 años aproximadamente, se estudian todos los casos posibles para la falla de cada elemento. Por lo tanto se puede analizar el comportamiento aleatorio del sistema para cada uno de los estados de operación generados.

Además de lo dicho anteriormente, los diagramas de operación/falla, permiten determinar cuándo se generan fallas múltiples, como se observa en la figura 3.16.

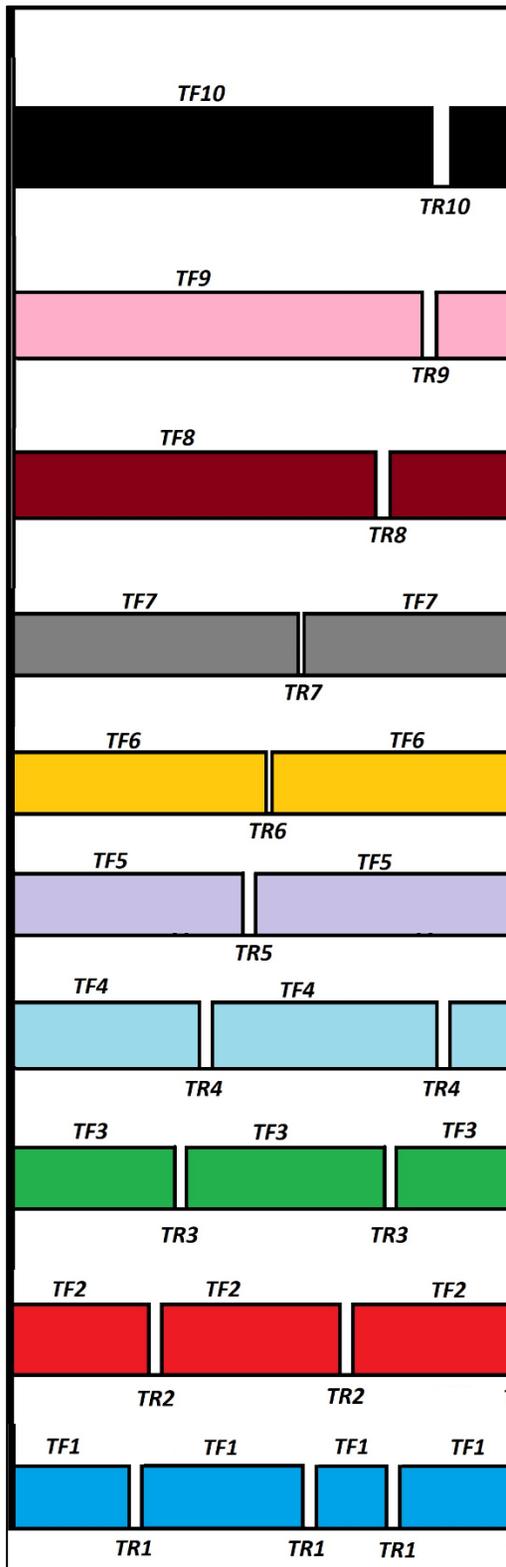


Figura 3.16. Diagrama operación/falla. Análisis Multi-falla

En la figura 3.16 se muestra los trenes de operación/falla de los diez primeros elementos, al comparar el tren del décimo elemento con el que falla primero, se puede apreciar que cada vez que falle el décimo elemento una vez, el que falla primero lo hace aproximadamente cuatro veces. Con ello se concluye que cada vez que los usuarios se vean afectados por la falla del décimo elemento, dichos usuarios se verán afectados por una falla del primer elemento alrededor de cuatro veces.

Entonces lo óptimo para un análisis real, no es analizar cada falla del elemento, sino todos los elementos en un periodo en el cual todos los elementos sean analizados. Como lo expresa la siguiente tabla:

Tabla 3.5. Usuarios afectados por fallas

TFi [años]	Usuarios desconectados por falla. Sin reconexión	Usuarios desconectados por la falla. Con Reconexión	Usuarios desconectados durante el periodo de tiempo	Usuarios desconectados durante el periodo de tiempo Con Reconexión.
0.9721	10	0	270	0
1.0834	10	0	240	0
1.2521	30	30	630	630
3.5060	50	0	350	0
4.2610	20	0	120	0
6.4114	10	10	40	40
6.6561	10	0	40	0
7.2309	10	0	40	0
7.3463	10	10	40	40
8.5834	10	10	30	30
8.9627	10	10	30	30
12.8784	10	10	20	20
16.5466	70	70	140	140
16.9942	10	10	20	20
20.4514	20	0	20	0
22.1090	10	10	10	10
25.9838	10	10	10	10
Total			2050	970
Usuarios por año			79	37

En la tabla 3.5 se muestra cuáles son los clientes de la empresa de distribución afectados por una falla a lo largo de un periodo de tiempo en común, en este caso

25.98 años. Al obtener los usuarios afectados en todo el intervalo de tiempo, se tiene el valor de usuarios afectados por año de operación, y con dicho valor se calcula los índices de confiabilidad. Para el presente caso al aplicar la ecuación 2.58:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados}}{\text{Total de consumidores servidos}} = \frac{79}{70} = 1.13 \left[\frac{\text{inter}}{\frac{\text{cons}}{\text{año}}} \right]$$

El proceso se repite “n” veces hasta encontrar el valor del índice SAIFI del sistema, como se muestra en el siguiente apartado.

3.5.2 Cálculo de los índices de confiabilidad

Una vez generados los estados de operación se tiene que calcular los índices de confiabilidad para cada simulación. Cada vez que se realice la simulación para cada año, se irán archivando los resultados en una base de datos, lo cual es de ayuda para el análisis estadístico, y análisis de convergencia de los datos encontrados.

3.5.2.1 SAIFI

Para el cálculo del SAIFI, se tiene que relacionar, en cada uno de los estados generados, los consumidores afectados por las fallas ocurridas con el total de usuarios de la red de distribución. Es decir que SAIFI es un número o un índice que no tiene unidad o también llamado adimensional, en el cual el número que varía cada año es el número de consumidores afectados por las interrupciones, ya que el número de consumidores pertenecientes a la empresa distribuidora se mantendrá constante. El cálculo del SAIFI es determinado a partir de la ecuación 2.58 perteneciente al capítulo 2, apartado 2.4.1.1 (Véase sección 2.4.1.1).

Los resultados de cada simulación se archivan en una base de datos, así como su margen de error que sirve para el análisis de convergencia de resultados, dicho margen de error es inversamente proporcional a los número de simulaciones

realizadas, en el caso en el que el usuario considere que el margen de error es mayor al que debería, se aumenta los simulaciones a realizar y se vuelve a simular aumentando el número de iteraciones hasta que considere a la respuesta como válida.

En la tabla 3.6 se muestra como varía el índice SAIFI mientras aumenta el número de simulaciones realizadas:

Tabla 3.6. Resultados índice SAIFI red de prueba Pucuna2.

n	Usuarios desconectados	Usuarios empresa de distribución	SAIFI	INDICE SAIFI DE LA RED	% Error
			$= \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados}}{\text{Total de consumidores servido}}$		
1	146	70	2.08	2.08	0
2	91	70	1.3	1.69	23.07
3	83	70	1.18	1.52	11.18
4	104	70	1.47	1.5	0.82
5	87	70	1.22	1.45	3.96
6	199	70	2.84	1.68	13.77
7	206	70	2.94	1.86	9.65
8	72	70	1.02	1.75	5.98
9	132	70	1.88	1.77	0.77
10	162	70	2.31	1.82	2.96
11	132	70	1.89	1.83	0.32
12	101	70	1.44	1.79	1.8
13	143	70	2.04	1.81	1.02
14	58	70	0.83	1.74	4.03
15	193	70	2.74	1.81	3.65
16	89	70	1.27	1.77	1.9
17	61	70	0.86	1.72	3.13
18	65	70	0.92	1.67	2.65
19	95	70	1.35	1.66	1.04
20	305	70	4.35	1.79	7.48
21	164	70	2.34	1.82	1.42
22	183	70	2.61	1.85	1.92
23	89	70	1.27	1.83	1.39
24	60	70	0.86	1.79	2.26
25	55	70	0.78	1.75	2.31
26	79	70	1.12	1.72	1.4
27	59	70	0.84	1.69	1.93
28	178	70	2.53	1.72	1.73
29	134	70	1.9	1.73	0.35
30	81	70	1.16	1.71	1.11

Como se puede observar en la tabla 3.6 la primera columna muestra la iteración en la que se encuentra la simulación, la segunda columna muestra los usuarios que han

sido desconectados durante todo el año de simulación, en la tercera columna muestran el número de usuarios de la empresa distribuidora, que en este caso permanece constante, en la cuarta columna muestra el índice de confiabilidad SAIFI para el año correspondiente, en la quinta columna muestra el índice de confiabilidad del sistema, considerando que ese sea el último año de la simulación, y en la sexta columna muestra el error porcentual considerado con respecto al último valor, el cuál es usado para el análisis de convergencia de resultados.

Para la simulación realizada, el índice SAIFI arrojado por el software de simulación que utiliza el algoritmo de Monte Carlo es 1.71 [inter/cons/año] y su comportamiento a lo largo de los periodos de simulación se puede mostrar en la figura 3.17, el cual tiene un error porcentual de 1.11%.

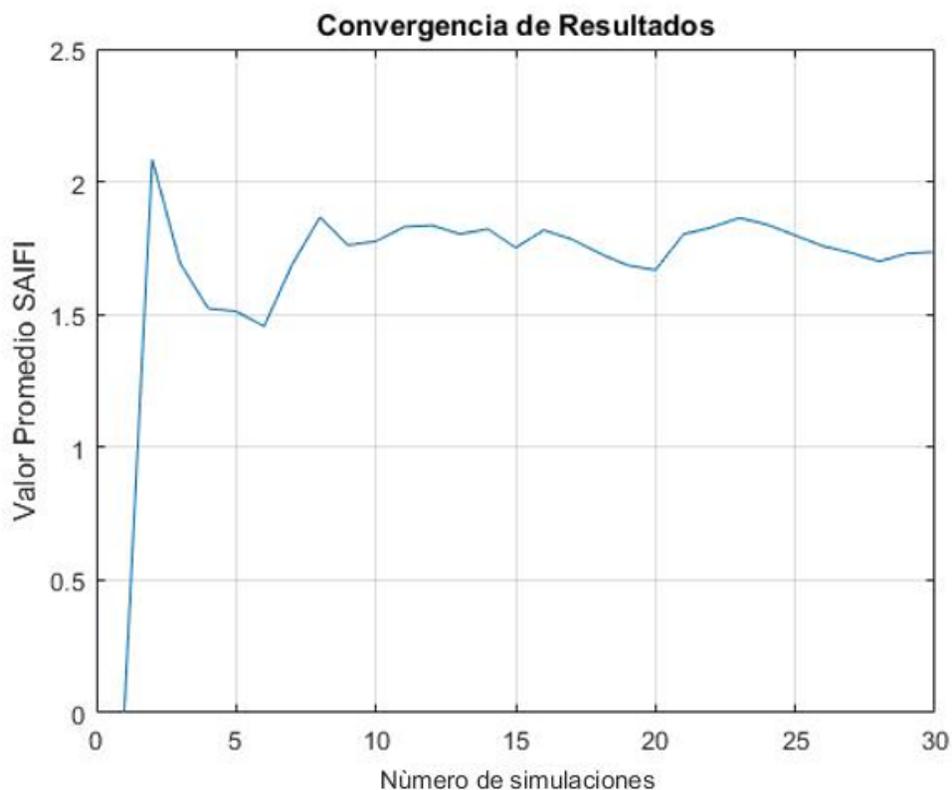


Figura 3.17. Índice SAIFI para la red Pucuna en un periodo de 30 simulaciones.

Al realizar la misma simulación, para un periodo más grande como por ejemplo 1000 simulaciones, el resultado es:

- SAIFI= 1.717 [inter/cons/año]
- %error= 0.002 %

En la figura 3.18 se muestra la convergencia de resultado, y como se observa, el valor presenta un error casi despreciable, valor que podrá ser tomado como índice SAIFI para el sistema.

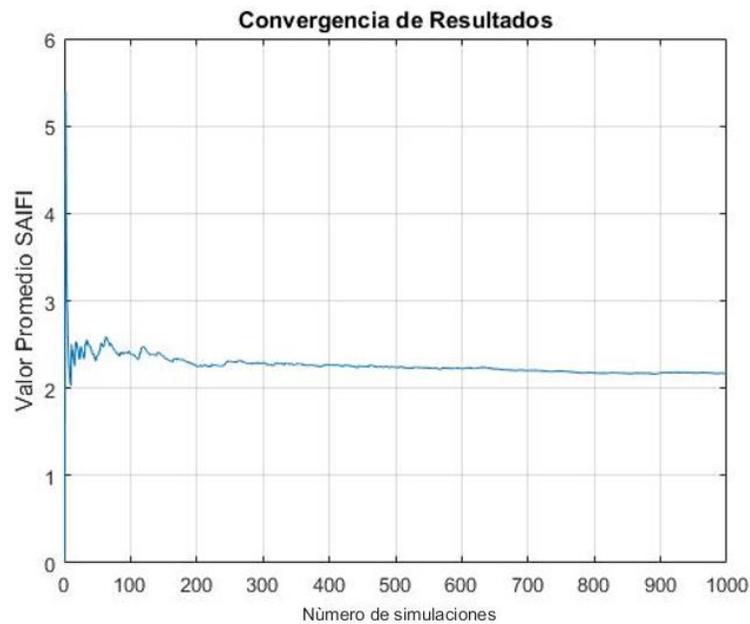


Figura 3.18. Índice SAIFI para la red Pucuna2. 1000 simulaciones realizadas.

3.5.2.2 ENS

Teóricamente, el concepto de energía no suministrada es la cantidad de energía que la empresa distribuidora fue incapaz de servir a causa de fallas, o interrupciones en el sistema. La energía se calcula a partir del área bajo la curva de la gráfica P vs t, donde "P" es la potencia eléctrica, y "t" es el intervalo de tiempo.

En el caso de estudio, para cada estado de operación, se ofrece una reconexión como se explica en el apartado 3.2.2.5, y se calcula de distinta forma el valor de ENS cuando se ejecuta la reconexión y cuando no, según las ecuaciones 3.25 y 3.26.

Para el alimentador principal de Pucuna2, los resultados son los siguientes, para el valor de $n = 30$ simulaciones realizadas:

Tabla 3.7. Resultados índice ENS red de prueba Pucuna2.

n	ENS sin reconexión	ENS con reconexión	INDICE ENS DE LA RED	% Error
1	0.21	0.11	0.11	0
2	0.52	0.3	0.2	45
3	0.23	0.2	0.2	0
4	0.26	0.14	0.18	11.11
5	0.92	0.55	0.26	30.76
6	0.47	0.44	0.29	10.34
7	0.1	0.07	0.25	16
8	0.24	0.14	0.24	4.16
9	0.3	0.18	0.23	4.34
10	0.723	0.287	0.241	4.56
11	0.1	0.093	0.228	5.7
12	0.257	0.169	0.223	2.24
13	0.237	0.18	0.219	1.82
14	0.093	0.042	0.207	5.79
15	0.174	0.105	0.2	3.49
16	0.262	0.099	0.194	3.09
17	0.159	0.083	0.187	3.74
18	0.306	0.183	0.187	0
19	0.538	0.12	0.183	2.18
20	0.231	0.188	0.183	0
21	0.492	0.124	0.181	1.1
22	0.159	0.068	0.175	3.42
23	0.16	0.12	0.173	1.15
24	0.217	0.102	0.17	1.76
25	0.267	0.137	0.169	0.59
26	0.411	0.098	0.166	1.8
27	0.192	0.185	0.167	0.59
28	0.254	0.155	0.166	0.6
29	0.359	0.106	0.164	1.21
30	0.27	0.211	0.166	1.2

Como se puede observar en la tabla 3.7, la primera columna muestra el número de simulación realizada, en la segunda columna se muestra el índice ENS en el caso de que no se haya ejecutado una reconexión, y en la columna en el caso de que si se ha realizado la reconexión, tomando como valor real el valor de ENS de la segunda columna, la cuarta columna muestra el índice ENS para la todo el sistema en el caso que el año n mostrado en la primera columna sea el último año que se realiza la simulación, y en la última columna se muestra el error que existirá cada año, con el cuál se podrá hacer el análisis de convergencia. Como se observa en la tabla, el valor de ENS del sistema para 30 simulaciones es de 0.166 [MWh/año] y tiene un error de 1.2 %. Según los valores mostrados en la cuarta columna, se puede realizar o ver la evolución y convergencia del índice ENS en una gráfica, como lo muestra la figura 3.19:



Figura 3.19. Índice ENS para la red Pucuna2. 30 simulaciones realizadas.

Como se puede observar en la figura 3.19, el valor parece no converger para 30 simulaciones, razón por la cual se tendrá que pensar en realizar en análisis para un número de simulaciones más amplio, en el cual el valor haya convergido y sea confiable para el usuario, para un $n = 1000$ simulaciones, el gráfico del índice ENS es el mostrado en la figura 3.20:



Figura 3.20. Índice ENS para la red Pucuna2. 1000 simulaciones realizadas.

Como se puede observar el índice ENS ha convergido a un valor constante, y su valor es 0.1786 [MWh/año].

3.5.2.3 FMIK

Para el cálculo del índice FMIK es necesario conocer los usuarios que han sido afectados por una falla, más no del tiempo que este ha estado fuera de servicio (que en dicho caso sería el TMIK), y los kVA instalados en el primario de la empresa de

distribución, por lo tanto para la red de Pucuna2, los índices para 30 simulaciones realizadas son:

Tabla 3.8. Resultados índice SAIFI red de prueba Pucuna2.

n	Usuarios desconectados	KVA instalados en el primario de distribución	SAIFI	INDICE FMIK DE LA RED	% Error
			$= \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados}}{\text{Total KVA instalados}}$		
1	115	175	0.65	0.48	0
2	56	175	0.32	0.48	0
3	338	175	1.93	0.96	25
4	72	175	0.41	0.82	5.88
5	326	175	1.86	1.03	9.33
6	536	175	3.06	1.37	11.76
7	126	175	0.71	1.27	6.59
8	402	175	2.29	1.4	6.18
9	78	175	0.44	1.29	3.96
10	130	175	0.74	1.24	2.32
11	176	175	1	1.21	1.52
12	203	175	1.15	1.21	1.22
13	150	175	0.85	1.18	0.83
14	234	175	1.33	1.19	0.74
15	85	175	0.48	1.14	0.36
16	198	175	1.13	1.14	0.36
17	112	175	0.63	1.11	0.09
18	107	175	0.61	1.08	0.09
19	199	175	1.13	1.09	0
20	82	175	0.47	1.05	0.09
21	286	175	1.63	1.08	0.09
22	86	175	0.49	1.05	0.09
23	135	175	0.77	1.04	0.18
24	89	175	0.5	1.02	0.27
25	114	175	0.65	1	0.27
26	80	175	0.45	0.98	0.37
27	109	175	0.62	0.97	0.37
28	131	175	0.74	0.96	0.37
29	111	175	0.63	0.95	0.37
30	180	175	1.02	0.95	0.28

Como se puede observar en la tabla 3.8, la columna primera muestra el número de simulación, la segunda muestra los usuarios fallados a lo largo de la simulación, la

columna tercera muestra los kVAs instalados en el primario de distribución, la cuarta columna, el índice FMik calculado en el año respectivo de simulación, la quinta columna muestra el índice del sistema, tomando como premisa que el “n” año mostrado en la primera columna es el tope de simulación, la última columna muestra al error porcentual entre los dos últimos valores, lo cual sirve para el análisis de convergencia al igual que la figura 3.21, que muestra la evolución el índice FMik con respecto al número de veces simulado:

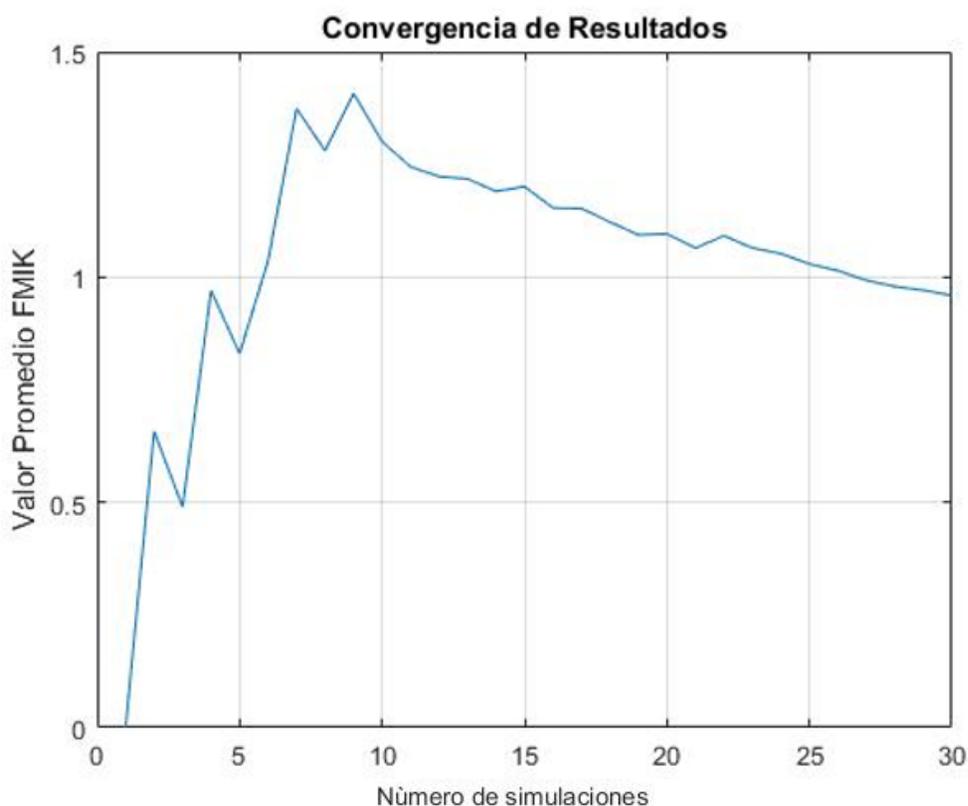


Figura 3.21. Índice FMik para la red Pucuna2 en un periodo de 30 simulaciones

Como se muestra en la figura 3.21, el índice FMik presenta una variación a lo largo de las simulaciones realizadas, por lo cual no se puede tomar dicho valor como índice FMik del sistema, el cual es 0.95 [int/KVAins].

Al realizar 1000 veces la simulación, el resultado es el mostrado en la figura 3.22:

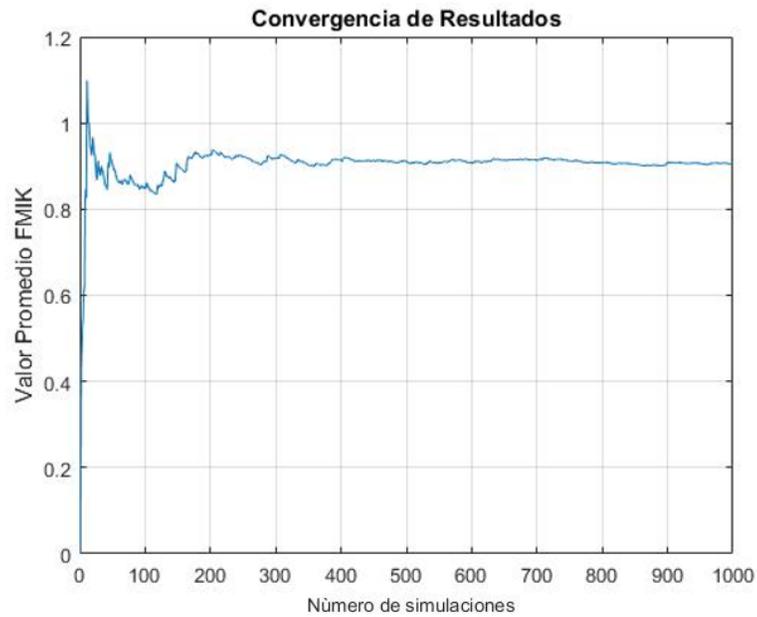


Figura 3.22. Índice FMIK para la red Pucuna2. 1000 simulaciones realizadas.

El valor del índice, en la figura 3.22 converge al 0.906 [inter/KVAinst], valor que como se puede apreciar, no muestra una variación y puede ser considerado como índice FMIK del sistema.

4. EJEMPLO DE APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el presente capítulo, se aplica la metodología propuesta e implementada en el software a la red perteneciente a la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Sucumbíos, más conocida como Unidad de Negocios Sucumbíos CNEL EP, empresa que por medio de una carta de compromiso ha brindado acceso a la información para la ejecución de este proyecto de titulación. Sobre esta base el departamento SIG (Sistema de Información Geo-referenciada) ha entregado la información necesaria para la ejecución del presente capítulo.

4.1 CNEL EP Unidad de Negocios Sucumbíos.

4.1.1 Generalidades

Según la rendición de cuentas realizada a finales del año 2016 [37], la empresa de distribución CNEL EP Unidad de negocios Sucumbíos es una organización pública que eléctricamente hablando tiene:

- 8 subestaciones 63/13..8 kV
- 107.98 km de línea de 69 kV
- 30 alimentadores primarios
- 4596 km de redes de distribución de media tensión
- 7687 transformadores de distribución
- 5568.57 km de redes de baja tensión
- 32704 luminarias de alumbrado público
- 93.579 medidores de energía
- 94.252 acometidas
- Demanda de energía de 331.29 GWh
- Cobertura 95.35%

- Pérdidas de energía 15.51%

Dicha empresa distribuidora, tiene una extensa área de concesión que abarca dos de las más grandes provincias de Ecuador, ubicadas en la región amazónica como lo son Orellana y Sucumbíos, provincias caracterizadas por tener una gran área y población dispersa. La densidad de carga mayor se encuentra sólo en pequeños puntos o ciudades, y la mayoría de cargas son rurales y de naturaleza radial debido a la baja densidad poblacional que existe en la Amazonía ecuatoriana. En la figura 4.1, se puede observar el área de concesión de la empresa distribuidora CNEL EP Sucumbíos:



Figura 4.1. Área de concesión CNEL EP Sucumbíos [46]

4.1.2 Índices de Confiabilidad de la Empresa Distribuidora

La figura 4.2., muestra la evolución del índice FMIK en interrupciones por kVA instalado para los años 2012 y 2013:

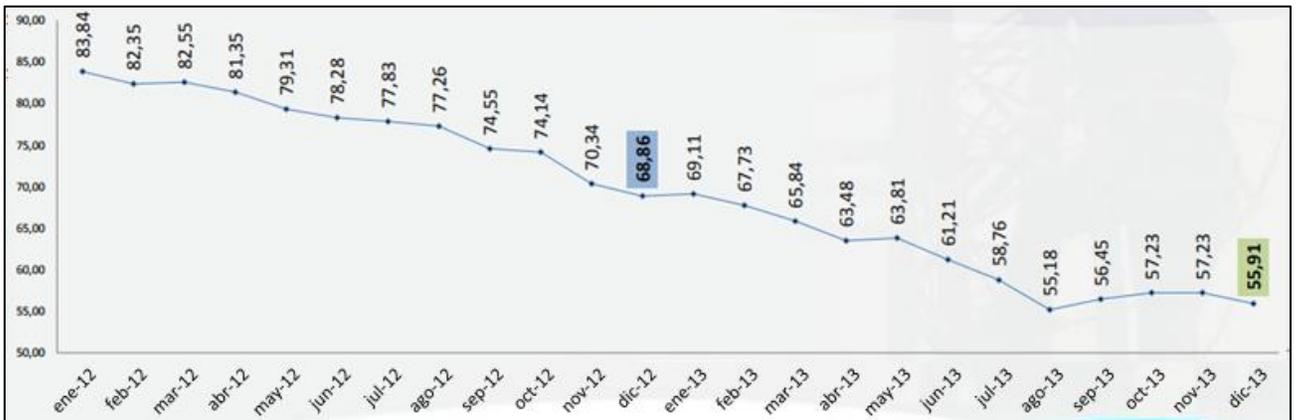


Figura 4.2. Índice FMIK, empresa CNEL EP Sucumbíos, periodo 2012-2013 [46].

La figura 4.3, muestra la evolución del índice TTIK en los años 2012 y 2013, la unidad de este índice está expresada en minutos por kVA instalado.



Figura 4.3. Índice TTIK, empresa CNEL EP Sucumbíos, periodo 2012-2013 [46].

4.2 Modelo de Red utilizada.

La red utilizada en el presente estudio corresponde a los alimentadores Coca 1 y Coca 2, ubicados en la ciudad de Francisco de Orellana de la provincia de Sucumbíos. Los alimentadores parten de la subestación Coca, perteneciente a la misma ciudad.

La subestación Coca sirve de energía eléctrica a la ciudad Francisco de Orellana por medio de cuatro alimentadores radiales que cruzan longitudinalmente la ciudad. Dicha ciudad es mostrada en la figura 4.4, tomada del sistema geo-referenciado Google Maps, en la cual se puede apreciar el área de concesión de la ciudad junto con la ubicación de la subestación Coca.



Figura 4.4. Subestación Coca. Ciudad Francisco de Orellana

La red exportada desde el sistema geo referenciado del SIG hacia el software de simulación Cymdist se muestra en la figura 4.5:

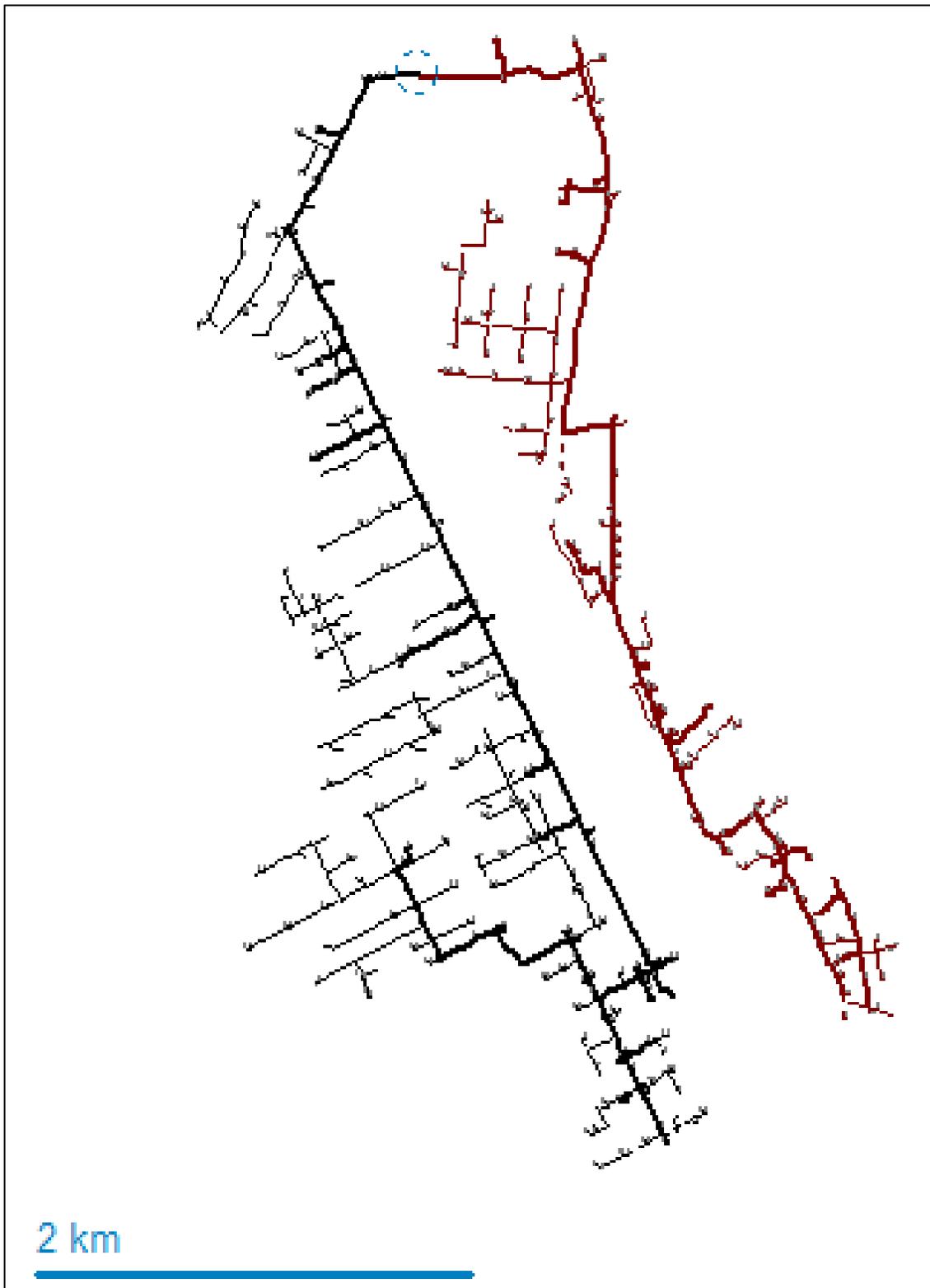


Figura 4.5. Alimentadores Coca 1 y Coca 2. Software de simulación Cymdist.

Una vez ingresada la red en el software de simulación implementado, la topología de la red se muestra en la figura 4.6:

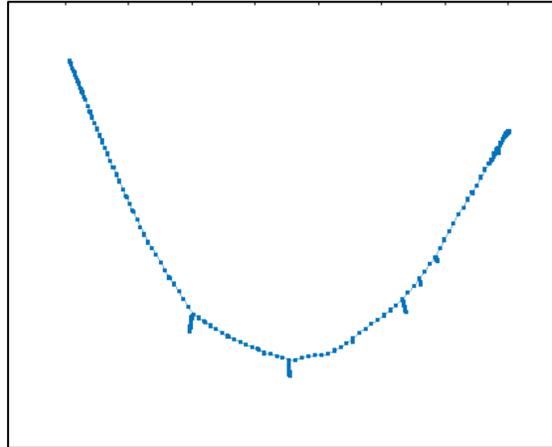


Figura 4.6. Implementación alimentadores Coca 1 y Coca 2. Matlab 2016a

Cabe recalcar que este diagrama unifilar es un bosquejo que sirve para identificar si la red está ingresada de manera correcta y que no existen puntos sin conexión lo cual interferiría en el resultado final. Además según la teoría de grafos, como se explicó en el apartado “Teoría de grafos”: “Lo esencial es el dibujo, la forma no es un aspecto relevante, ya que a esta teoría sólo le importa los vértices a los cuales está unida la arista.”

Una vez implementada la red, ésta cuenta con una cantidad de aproximadamente 400 nodos, con la implementación de una reconexión o reconfiguración de la topología de los alimentadores, la cual se encuentra entre los nodos 44 y nodo 286, con el fin de mejorar los índices de confiabilidad del sistema.

4.3 Análisis de resultados. Alimentadores Coca 1 y Coca 2

4.3.1 Resultados y convergencia índice SAIFI.

En la figura 4.7, se aprecia la gráfica SAIFI vs número de simulaciones, con lo cual se puede ver como varía el índice y a la vez como converge a un solo valor a lo largo del número de simulaciones. En las primeras 100 simulaciones se puede observar una variación del índice debido a que los números aleatorios generados al principio no dan una certeza de cuál es el valor esperado del índice. Esto se debe a que la red cuenta con un gran número de nodos, cargas y tramos, por lo tanto algunos estados de operación no arrojan un valor certero o confiable. Para 1000 simulaciones realizadas, el valor del indicador SAIFI del sistema converge en 3.77 [inter/cons/año]

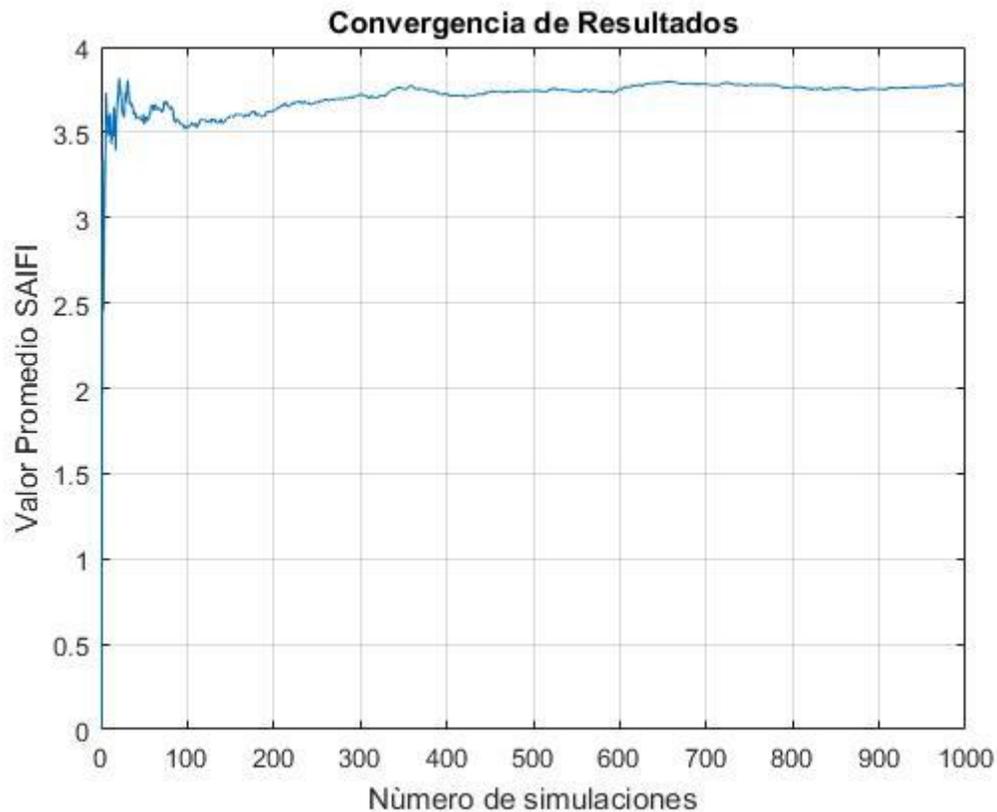


Figura 4.7. Resultados índice SAIFI.

4.3.2 Resultados y convergencia índice ENS

Al igual que en la figura 4.7, en la figura 4.8 se muestra la convergencia del índice ENS que de manera similar muestra un sobrepico y una oscilación en las primeras 100 simulaciones debido a que la generación de números aleatorios no genera un valor fiable del índice del sistema, razón por la cual la simulación se debe analizar un mayor número de veces de simulación lo cual genera un valor confiable, valor con el cuál se puede trabajar y sacar las conclusiones.

El valor del indicador ENS se estabiliza a partir de las 700 simulaciones ya que el índice empieza a tener menos oscilaciones y a tender a un valor exacto de convergencia, hasta la simulación 1000 en el cual el valor converge en 9.08 [MWh/año].

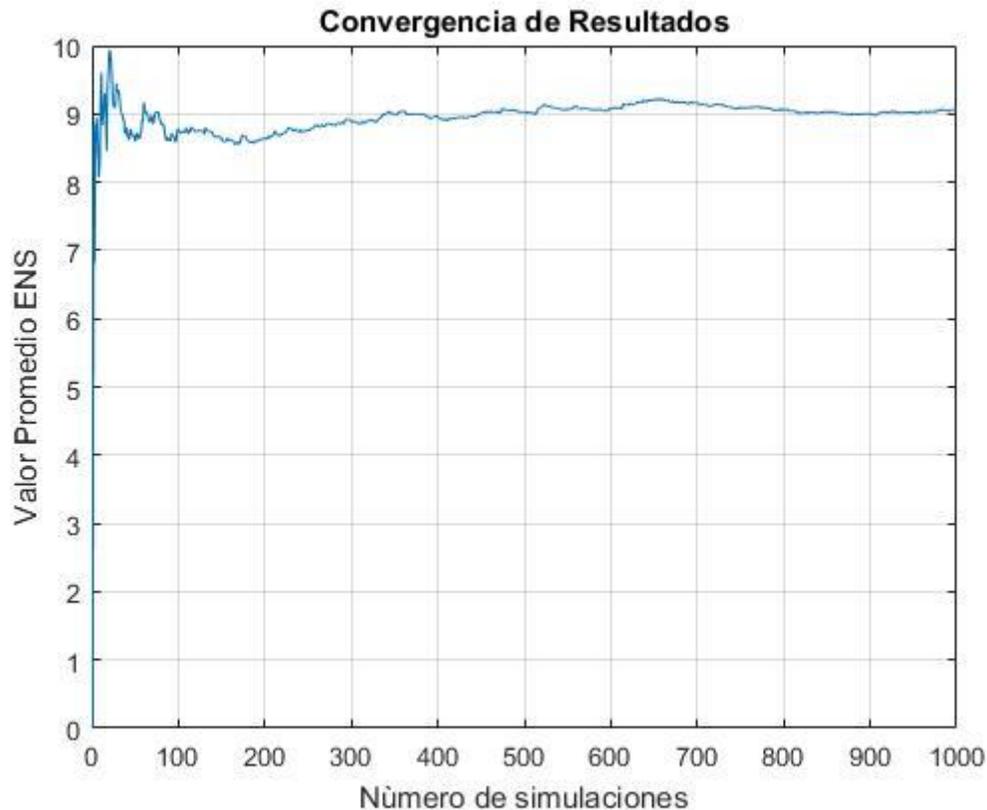


Figura 4.8. Resultados índice ENS

4.3.3 Resultados y convergencia índice FMIK y TTIK

En la figura 4.9 se observa la convergencia del índice FMIK, que de igual forma que los otros índices de la presente red de distribución, se observa su convergencia desde la simulación 300 en adelante, debido que en las primeras 100 simulaciones de observan oscilaciones y sobrepicos que no arrojan un valor confiable. En este caso el índice FMIK converge al valor de 2.23 [inter/KVAins] y el índice TTIK en 5.3 [horas/KVAins].

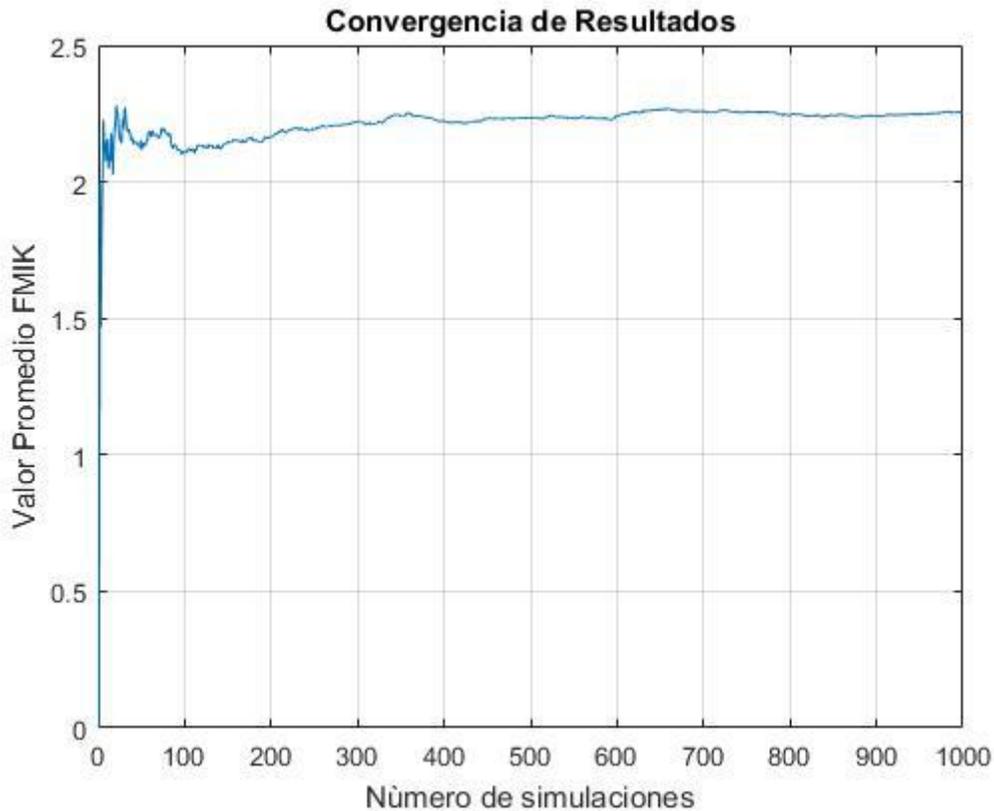


Figura 4.9. Resultados índice FMIK

4.4 Análisis de sensibilidad.

En el análisis de sensibilidad presentado a continuación se analiza cómo se comportan los índices de confiabilidad del sistema según las variaciones en los

valores que pueden ser tratados como variables de control, tales como el tiempo de maniobra, tiempo de simulación, tasa de falla y tasa de reparación.

4.4.1 Variación de índice SAIFI según el número de simulaciones realizadas

El número de simulaciones, como ya se explicó anteriormente, es un valor del cual depende la confianza del índice arrojado por el software de simulación, mientras mayor sea el número de simulaciones realizadas mayor es la confianza del índice del sistema, en el software de simulación implementado, el número de simulaciones a realizar es un valor que el usuario puede modificar, es por ello que en el presente apartado se realiza el análisis de como varía el índice SAIFI según el número “n” de simulaciones:

Tabla 4.1. Variación del índice SAIFI según el número de simulaciones

Año	SAIFI	Error [%]
10	3.61	4.4215
20	3.82	1.1385
30	3.81	0.8737
40	3.57	5.4805
50	3.56	5.7453
60	3.63	3.8920
70	3.62	4.1567
80	3.65	3.3625
90	3.54	6.2748
100	3.54	6.2748
200	3.63	3.8920
300	3.72	1.5091
400	3.72	1.5091
500	3.74	0.9796
600	3.75	0.7149
700	3.78	0.0794
800	3.76	0.4501
900	3.75	0.7149
1000	3.78	0.0794

Como se puede observar en la tabla 4.1, el error porcentual disminuye en cuánto aumenta el número de simulaciones, lo cual da una confianza aún mayor para el

índice de confiabilidad del sistema. En este caso de lo que representa la simulación 600 un porcentaje de 0.71%, en las siguientes simulaciones el porcentaje disminuye mucho, sin llegar siquiera al 1% de confianza y converge alrededor de 3.78 [nterr/cons/año]

4.4.2 Variación de los índices de confiabilidad según el tiempo de maniobra

El software de simulación implementado ofrece una reconexión en el caso de una falla, para lo cual entre dos nodos del sistema se ofrece un camino por el cuál fluirá la energía eléctrica y así poder mejorar los índices de confiabilidad, el tiempo en el cual este elemento se cierra se le llama Tiempo de Maniobra, y mientras más rápido este se cierre, más rápido se restablece el servicio y por lo tanto disminuirán los valores de SAIDI, ENS y de TTIK que son valores que dependen del tiempo en el cuál los usuarios estuvieron sin energía eléctrica, en este apartado se presenta un análisis de cómo estos índices varían según varíe el tiempo de maniobra del sistema, que al igual que el número de simulaciones “n”, es un valor considerado como variable de control que puede ser ingresada por el usuario.

A continuación en la tabla 4.2 se muestra como varía el índice SAIDI, ENS y TTIK según varíe el tiempo de maniobra de la reconexión implementada

Tabla 4.2. Variación del índice SAIDI, ENS y TTIK según el tiempo de maniobra Tm.

Tm	SAIDI	ENS	TTIk
0.1	526.73	6.68	5.24
0.3	574.3	7.17	5.71
0.5	549.52	8.07	5.41
1	564.62	9.64	5.61
2	581.64	11.7	5.8
3	557.17	11.86	5.44
5	557.65	12.0	5.55

Como se puede observar en la tabla 4.2 a la cual muestra en su primera columna el valor del tiempo de maniobra “Tm” para la simulación realizada, en la segunda columna el índice SAIDI, tercera columna el índice ENS, y en la última columna el índice TTIk.

Tanto el índice ENS y TTIk, muestran una ligera variación para distintos valores de Tm 0.1. 0.3 y 0.5; pero al aumentar considerablemente este tiempo se aprecia como estos índices también cambian considerablemente.

El valor de la ENS, es un valor que depende del tiempo en el cual la potencia estuvo fuera de servicio, por lo tanto se ve directamente afectada por el valor de Tm, en la Tabla 4.2 se corrobora esto ya que si aumenta el valor del tiempo de recierre también aumenta el valor del indicador ENS.

4.4.3 Variación según la tasa de falla

La tasa de falla es un indicador de cuántas fallas se espera de un elemento en un intervalo de tiempo, por ello, si mayor es dicho indicador, mayor es el número de fallas en los elementos y aumenta el valor de los índices de confiabilidad, es decir la tasa de falla y los índices de confiabilidad son directamente proporcionales. En el presente apartado se muestra cómo influye la variación de la tasa de falla en los índices SAIFI y FMIK que son índices que dependen del número de interrupciones de cada consumidor y por lo tanto tendrán una gran dependencia de la tasa de falla “ λ ”.

Para el análisis de los índices de confiabilidad, se ha utilizado como constante el valor de la tasa de falla, el cual es $\lambda=0.1$, valor tomado del como predeterminado en el análisis de confiabilidad del software Cymdist, y a continuación se analiza como al variar dicha tasa de falla, se modifican los índices que son directamente proporcionales a esta tasa como lo son el SAIFI y FMIK.

Tabla 4.3. Variación de los índices SAIFI, FMIK y ENS en función de la tasa de falla λ .

Tasa de falla	SAIFI	FMIK	ENS
0.05	2.02	1.21	4.49
0.1	3.66	2.18	8.55
0.15	5.11	3.05	11.1
0.2	6.18	3.7	14.86
0.25	7.3	4.36	16.47

Como se puede observar, en la tabla 4.3, mientras mayor sea la tasa de falla de los elementos de la red de distribución analizada, mayores son los índices de confiabilidad, esto se debe a que si un elemento aumenta la probabilidad de falla, a pesar de que todos los elementos sean aleatorios, aumentan también los índices de confiabilidad.

Además de esto, se añadió también el índice ENS, que es un índice que depende del tiempo en el cuál los elementos o las cargas están fuera de servicio, y claramente se observa que este índice también aumenta, esto se debe a que si ocurren más fallas en el sistema a pesar de que el tiempo de maniobra o reconexión no cambie, existirán más fallas en el sistema y por lo tanto también el aumento del indicador de energías no suplidas.

4.4.4 Variación de los índices de confiabilidad según la tasa de reparación

Se define como tasa de reparación " μ " al número total de reparaciones que se han efectuado, en relación al total de horas de reparación del elemento fallado; en el software de simulación, μ , sirve para determinar el tiempo en el cuál un elemento pasa del estado de falla al estado de operación, este índice está ligado fuertemente al tiempo de reparación y consecuentemente ligado con índices que dependen del tiempo que el elemento está fuera de servicio, índices como ENS, SAIDI y TTIK. Por ello en este apartado se presenta un análisis de sensibilidad en relación con la tasa

de reparación “ μ ”. A continuación en la tabla 4.4 se muestra los resultados del análisis:

Tabla 4.4. Variación de los índices SAIFI, FMIK, TTIK y ENS en función de la tasa de reparación.

Tasa de reparación	SAIFI	SAIDI	ENS	TTIK
0.6	3.66	526.73	6.68	5.24
1.0	3.58	330.42	5.43	3.29
2.0	3.69	174.22	3.28	1.73
3.0	3.59	115.17	2.26	1.15
4.0	3.62	84.51	1.79	0.84
5.0	3.57	65.37	1.43	0.65

Como se puede observar en la tabla 4.4, mientras la tasa de reparación aumenta, los índices que dependen del tiempo de reparación disminuyen paulatinamente, esto se puede explicar ya que un aumento de la tasa de reparación implica que el número de reparaciones en un tiempo determinado aumenta, o que el tiempo en el cual un elemento es reparado disminuya.

Por otra parte en la misma tabla, al analizar el índices SAIFI, se puede apreciar que se mantiene constante, esto se debe a que este índice no depende del valor μ , sólo dependen del valor Tasa de falla “ λ ”, por lo cual, sea cual sea el valor de μ , este no cambia.

4.5 Implementación del Análisis Técnico Económico.

Una reconfiguración en la topología de la red eléctrica de distribución mediante la reconexión entre dos puntos o nodos de las redes Coca 1 y Coca 2, redes que son radiales cada una y parten de un mismo nodo o subestación (Subestación Coca) lo que permite mejorar las condiciones de confiabilidad del servicio.

La definición de puntos de reconexión necesita un análisis de planificación que considere la rentabilidad para la empresa distribuidora y mejora a los usuarios o clientes de la misma empresa en relación a la continuidad del servicio.

La reconfiguración permitiría que la empresa distribuidora mejore su servicio y evite cargos del regulador de energía (cobrando una multa por costo de energía no suministrada), además que facturaría la energía que antes no se servía por medio de la reconexión.

A continuación se muestran alternativas de reconfiguraciones que permitirán analizar cuál es la configuración que mejor le haría al sistema, tomando en cuenta como ahorro para la empresa distribuidora, la valoración de energía no suministrada que se considera con un costo de 1533 USD/MWh, de acuerdo con lo establecido por ARCONEL.

Al primario Coca 1 le corresponden los nodos 2 al 241 en tanto que al primario Coca 2 le corresponden los nodos 242 al 385, siendo el nodo 1 la subestación alimentadora, una vez conocido eso, se plantean las interconexiones mostradas en la figura 4.10, la cual muestra los siguientes resultados:

Tabla 4.5. Resultados de ENS a partir de la ejecución de reconfiguración en los primarios de distribución.

R E C O N #	Nodos de reconexión		Distancia entre nodos [metros]	ENS sin reconexión [MWh/año]	ENS con reconexión [MWh/año]	Ahorro ENS [MWh/año]	Ahorro [USD]
	Nodo de salida	Nodo de llegada					
1	44	286	733	11.69	8.02	3.66	5610
2	178	385	933	11.58	10.96	0.625	959
3	13	255	1490	12.05	6.33	5.72	8766
4	142	355	786	11.86	11.03	0.83	1275

Como se puede observar en la figura 4.10, las reconexiones 1 y 3 son cercanas a la subestación distribuidora, mientras que la reconexión 2 está lo más alejado posible.

En la reconexión #1, se plantea una reconfiguración en los alimentadores a la altura de la mitad de cada uno de ellos, con lo cual se obtiene un ahorro en ENS de 3.66 MWh/año,

La reconexión #2 plantea una reconfiguración a la altura del extremo más alejado a la subestación de cada uno de los alimentadores Coca 1 y Coca 2, con lo cual el ahorro es de 0.625 MWh/año,

Se plantea una tercera reconexión entre nodos que están cercanos a la subestación, como lo son los nodos 13 y 255, con lo cual se obtiene un ahorro de 5.72 MWh/año, lo cual representa un ahorro significativo de energía, a pesar de que los nodos estén a una distancia mayor a 1km (1.490 km para ser exactos).

La reconexión número 4, considera nodos lejanos a la subestación Coca, y de igual forma que en la reconexión 2, se ve que los índices en ENS no mejoran notablemente. Se puede concluir que lo más recomendable es ejecutar una reconexión en nodos medianamente cercanos a la subestación de la cual parten los alimentadores.

En la figura 4.10 se muestran las tres primeras reconexiones analizadas, como se observa, en la reconexión 1 y 3 los seccionadores NA se encuentran cercanos a la subestación, estas reconfiguraciones son las que arrojan un valor conveniente para la empresa distribuidora en lo que a Energía no Suministrada respecta.

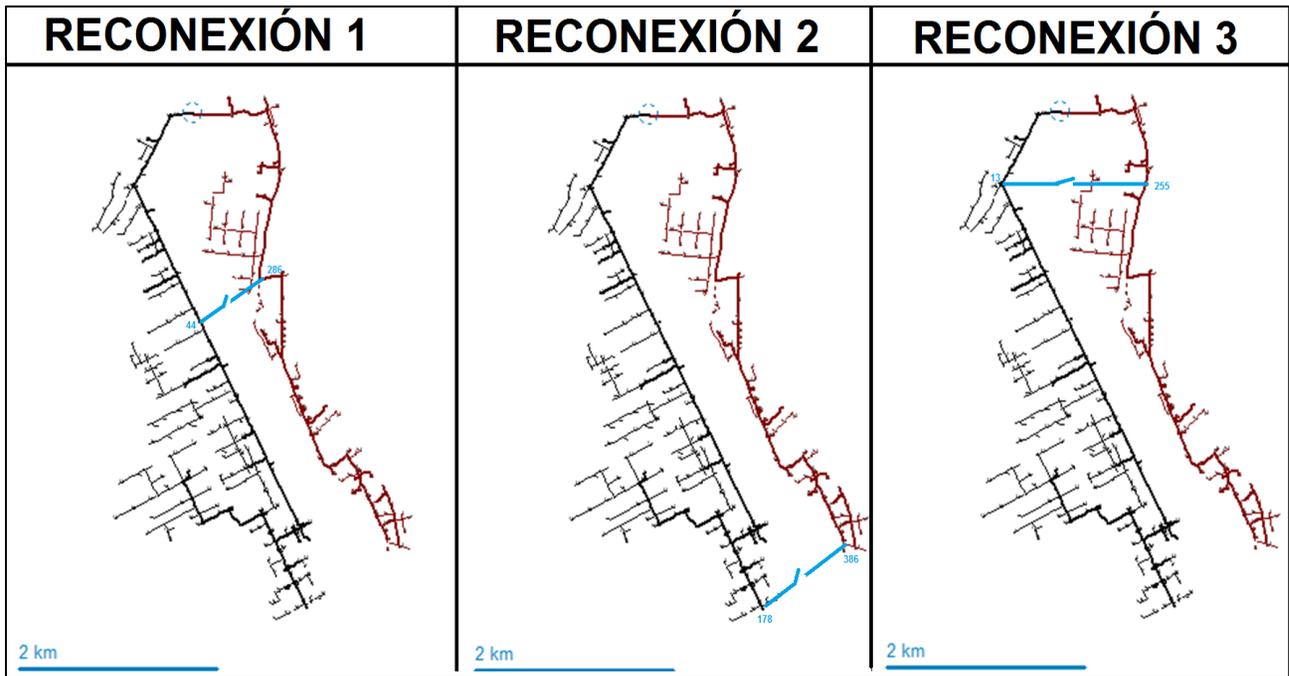


Figura 4.10. Reconexiones de prueba.

Además de esto, como se puede observar en la tabla 4.5, en la quinta columna, se aprecia que el valor de ENS no varía notablemente cuando no se ejecuta la reconexión, se mantienen en un rango de 11.7 MWh/año, lo que corrobora la validez del método de Monte Carlo, ya que el valor no varía de forma relevante, ni siquiera en el 1% del resultado, a pesar de que se realicen varias simulaciones en distintos estados de operación respecto al caso base.

Para analizar dichos resultados en un ámbito económico, en el cual se puede comparar uno con el otro en función de indicadores económicos como lo son TIR y VAN, se implementa un Análisis Técnico Económico, usando la interfaz gráfica mostrada en la figura 4.13 lo cual arroja los siguiente resultados, a partir de la tabla 4.6:

Tabla 4.6. Resultados VAN y TIR para cada reconexión

Reconexión #	Distancia entre nodos [metros]	Ahorro ENS [MWh/año]	Ahorro [miles de USD]	Inversión [miles de USD]	VAN [miles de USD]	TIR %
1	733	3.66	5.610	30	9.407	5.95
2	933	0.625	0.958	40	-33.28	-25.28
3	1490	5.72	8.766	60	1.588	0.53
4	786	0.83	1.275	30	-21.063	-18.85

El valor de TIR y VAN de la tabla 4.6 son calculados a partir de:

- Costo de inversión para la construcción de la obra de reconexión (Valor asumido a partir de la distancia que separa los nodos de reconexión), para cada reconexión.
- Valor de tasa de interés anual. Valor utilizado: 7%
- Años en los que se paga el proyecto invertido. Valor utilizado: 10 años

Se observa en la tabla 4.6 que la reconexión que arroja mejores indicadores de TIR y VAN es la reconexión número 1 ya que produce un VAN y TIR positivos y más convenientes.

En la figura 4.11 se muestran los flujos de caja para cada una de las simulaciones. Se presenta en el eje X los años de inversión y en el eje Y, el valor del VAN en miles de dólares. Con ello se corrobora que la reconexión óptima es la tercera ya que ofrece un mejor VAN que las demás reconexiones.

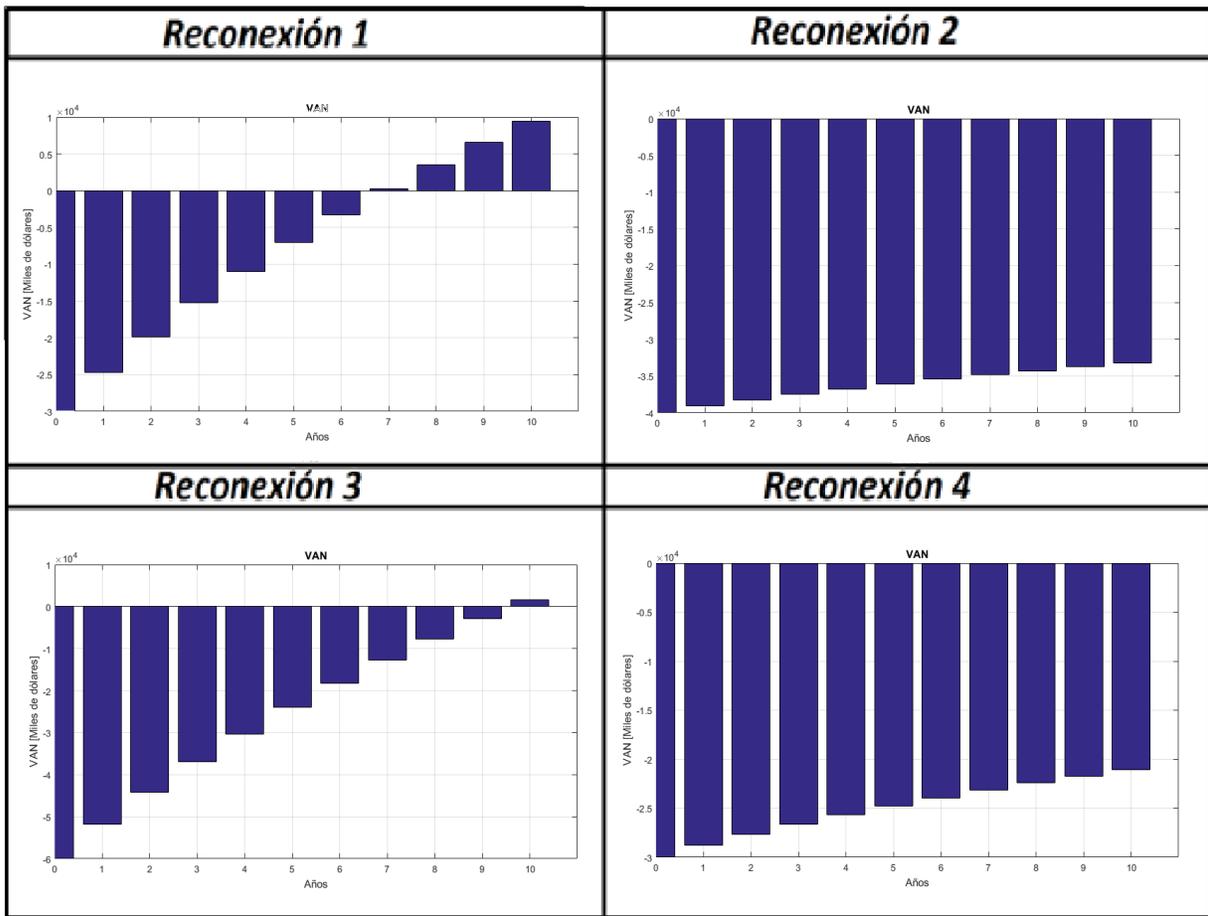


Figura 4.11. Flujos de caja para cada reconexión.

4.6 Comparación de resultados con respecto a un software comercial

En el presente apartado se muestra la comparación de los resultados de los índices de confiabilidad de un software comercial como lo es Cymdist, con el planteado en Matlab objeto del trabajo de titulación.

Al ejecutar los datos de las redes tanto en Cymdist y en Matlab, se arroja los siguientes resultados:

Tabla 4.7. Comparación datos con el software comercial Cymdist.

Alimentadores Coca 1 y Coca 2							
Índices	Cymdist	Simulación 1		Simulación 2		Simulación 3	
		Matlab	Error %	Matlab	Error	Matlab	Error
SAIFI	3.84	3.59	6.51	3.75	2.34	3.66	4.68
SAIDI	8.81	8.8	0.24	9.61	9.08	9.44	7.15
CAIDI	2.3	2.28	1.001	2.44	6.09	2.38	3.21
ASAI	0.99904	0.99996	0.1	0.99997	0.09	0.9996	0.1

Como se puede observar en la Tabla 4.7, el error de los índices calculados por el software implementado, con respecto a los calculados por el software de simulación Cymdist, no son relevantes, se mantienen en un rango menor al 10% de error, por lo que se puede considerar a los valores resultantes al utilizar el método de Monte Carlo, son válidos y pueden ser usados por la empresa distribuidora para la planificación o expansión de la misma.

Además de ello, en la tabla 4.7 se muestran varias simulaciones, utilizando la herramienta diseñada, que con los mismos datos de entrada arroja resultados que divergen en cierta forma uno del otro, esto se debe a que se utiliza un método simulativo el cual como se dijo anteriormente: *"El método analítico siempre arroja el mismo resultado numérico para el mismo sistema, el mismo modelo y el mismo conjunto de datos de entrada, mientras que resultado de un método de simulación depende del número aleatorio generador utilizado y el número de simulaciones"*. Al utilizar un método simulativo los valores de salida para un mismo conjunto de datos de entrada puede variar para distintas simulaciones, debido a la aleatoriedad del método utilizado.

Una ventaja relevante del software implementado en Matlab con respecto a la herramienta Cymdist es que mientras Cymdist es un software que para un análisis de confiabilidad necesita varios datos de entrada, tales como características específicas de elementos de la red eléctrica de distribución como transformadores, líneas de distribución, entre otros; el software implementado es un programa que sin requerir muchos datos de entrada, da una idea clara de cuál es la confiabilidad de

una red eléctrica de distribución, además de ofrecer una posible reconfiguración de alimentadores primarios que mejorarían los índices de confiabilidad, ofreciendo además de esto indicadores económicos como el TIR y VAN con los cuales se puede hacer un análisis de cuán beneficioso puede ser una reconexión en términos eléctricos y económicos.

4.6.1 Ventajas del Software de Simulación Implementado

Con lo explicado anteriormente, las ventajas más relevantes del software implementado ante un software comercial serían principalmente las siguientes:

- No necesita especificaciones detalladas de la red usada.
- Plantea una opción de reconexión entre dos nodos del sistema para mejorar la confiabilidad de la red.
- Ofrece un análisis técnico económico con el cual se puede ver con facilidad cuán rentable es la implementación de la reconexión.
- Ofrece una interfaz gráfica que muestra claramente la convergencia de los índices de confiabilidad.
- El usuario puede variar con facilidad el número de simulaciones a realizar en base a cuál sea el error o la confianza de los índices de confiabilidad.

4.7 Interfaz Gráfica de la Herramienta

A través de la Interfaz Gráfica de Usuario (GUI) de Matlab, se diseña una interfaz para que el usuario pueda usar la herramienta con facilidad y tenga a disposición las variables con las cuales interactúa el software.

En la figura 4.12 se muestra la ventana principal en la cual se va a graficar la red utilizada, junto con la convergencia de los índices de confiabilidad, además de permitir variar el número de simulaciones y el tiempo de maniobra de la reconexión:

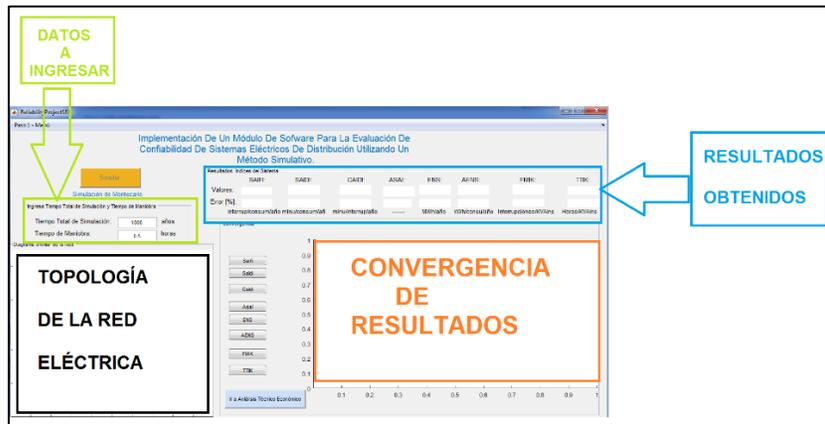


Figura 4.12. Interfaz Gráfica. Datos de Confiabilidad del Sistema.

En la figura 4.13 se muestra la ventana en la cual se implementa el análisis técnico económico a través del cual se implementa un análisis de flujo de caja con lo que se determina los indicadores TIR y VAN.

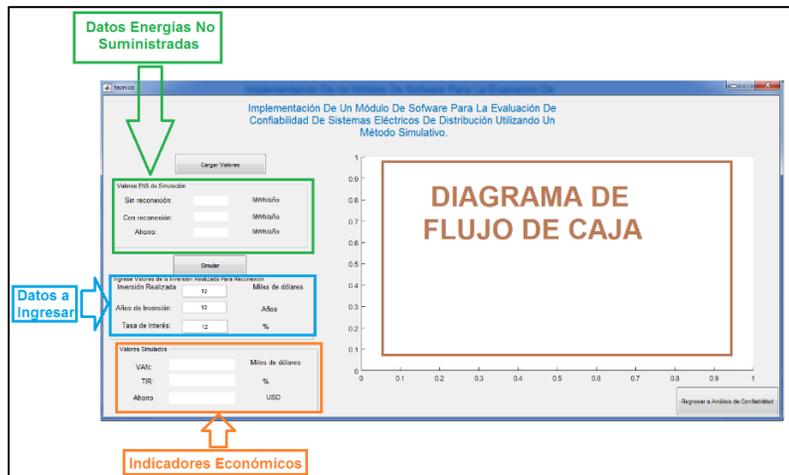


Figura 4.13. Interfaz Gráfica. Datos Económicos.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- En el presente estudio, se ha implementado un análisis de confiabilidad usando algoritmos simulativos de Monte Carlo, basados en los datos reales de topología de una red existente, ofreciendo al usuario la implementación de una posible reconexión la cual cambia la topología de la red generando una reconfiguración en los primarios de las redes analizadas con lo cual se logra obtener índices de confiabilidad, e indicadores económicos que pueden ser de utilidad para los encargados de la planificación de las empresas distribuidoras.
- Se obtuvieron los índices de confiabilidad de una red de distribución eléctrica, a partir de la creación de estados de operación provenientes de la generación de números aleatorios; ésta es una de las tantas aplicaciones que se tiene con números aleatorios y pseudoaleatorios, cuando se utiliza los algoritmos simulativos de Monte Carlo.
- Se utilizó la Teoría de Grafos, implementada en el software de simulación Matlab, esto fue de gran ayuda para con ello saber cuántos y cuáles fueron los usuarios y cargas desconectadas después de una falla, en cada uno de los estados de operación creados.
- Se ha demostrado en el presente estudio, que al utilizar algoritmos simulativos de Monte Carlo, si se aumenta el número de simulaciones a realizar, la confianza del valor obtenido es mayor, reduciendo el error y generando valores confiables para utilizarlos en conceptos de ingeniería en planificación. A pesar de esto, el tiempo que se debe utilizar para que una simulación arroje un valor confiable, no está definido, ya que el mismo depende del tamaño de la red, si es una red pequeña, los índices de confiabilidad convergen en

aproximadamente 30 simulaciones realizadas, sin embargo si es una red cuasi real con más 400 nodos como el aplicado en el presente estudio, si se desea tener un valor de confianza aceptable, el número de simulaciones es mínimo 1000 simulaciones.

- Se demostró a partir de un análisis de sensibilidad, que al aumentar la tasa de falla, índices que dependen del número de interrupciones como lo son el SAIFI, FMIk, aumentan junto con la tasa de falla, es decir si mayor es la tasa de falla de los elementos del sistema, peor será la calidad de la empresa distribuidora en cuanto a continuidad de servicio.
- A partir del análisis de sensibilidad, se pudo determinar que al aumentar el valor de la tasa de reparación, índices que dependen del tiempo en el cual la carga está fuera de servicio como SAIDI, ENS, TTIk disminuyen, por lo que la óptima calidad de servicio de una empresa distribuidora tiene una fuerte dependencia del tiempo en el cual una falla es despejada.
- No solamente planteando reconfiguraciones en los primarios se puede mejorar los índices de confiabilidad de una empresa, pues en el estudio se observó claramente que si se aumenta la tasa de reparación, la cual está ligada fuertemente a la calidad de servicio, en cuanto a disponibilidad de personal, de equipos, existencia de repuesto, entre otros, también van a mejorar los índices de confiabilidad.
- Al plantear varias reconexiones o reconfiguraciones de la topología, para alimentar cargas que han sido desconectadas por una falla, se pudo observar que utilizar una reconexión en nodos que están relativamente cerca de la subestación alimentadora, son la mejor opción, ya que con ello se abastecen un mayor número de cargas; esto es algo subjetivo ya que al hacer dicha reconexión, el alimentador principal debería estar diseñado para conducir aproximadamente el doble de corriente que el valor que conduce

normalmente, si esto no ocurre, se podría llegar al límite térmico del conductor, aumentando las pérdidas técnicas por efecto Joule disminuyendo su vida útil.

- A partir del software implementado de Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución se ha dejado planteado como base un estudio sólido en el cual los estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica la Escuela Politécnica Nacional, como futuros funcionarios de las empresas distribuidoras, tengan un concepto claro de cómo mejorar los índices de confiabilidad de cualquier red eléctrica aplicando conceptos de ingeniería para la planificación de Sistemas de Distribución.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda usar la herramienta implementada con el fin de analizar uno o varios alimentadores primarios radiales que no tengan una reconexión, o que la reconexión implementada no sea la óptima, para con ello plantear varios casos de posibles reconfiguración de primarios y con ello elegir la más conveniente para la empresa distribuidora, teniendo en cuenta parámetros eléctricos como los índices de confiabilidad y también en parámetros económicos como los indicadores TIR y VAN.
- Se puede mejorar el software implementado, orientándolo hacia la Planificación de Sistemas de distribución o hacia la Construcción de Redes Eléctricas, y que vaya a la par con la ubicación óptima de reconectores eléctricos para mejorar los índices de confiabilidad.
- Se analizaron los índices de confiabilidad de dos redes radiales de distribución de energía eléctrica provenientes de la misma subestación, pero se podría mejorar el software objeto del presente proyecto de titulación para determinar cómo cambia la confiabilidad de una red eléctrica o microred eléctrica ante el ingreso o implementación la generación distribuida en dicha red.

REFERENCIAS

- [1] Daniel Gutierrez, R., *“Diseño e Implementación de una Herramienta de Software para el Análisis de Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia Basado en el Método de Simulación de Montecarlo”*. 2016 bibdigital.epn.edu.ec <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/16938/1/CD-7520.pdf>
- [2] Felipe Imbarack, H., *“Elaboración de una Herramienta Computacional Para la Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas de Transmisión Eléctricos”*. 2006 hrudnick.sitios.ing.uc.cl <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/imbarack.pdf>
- [3] Carlos Zapata, Luis Piéros, Diego Castaó, “El Método de Simulación de Montecarlo en Estudios de Confiabilidad de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica”, 2004. redalyc.org <http://www.redalyc.org/pdf/849/84912053017.pdf>
- [4] Alfonso Fonzales, A. “Mejoramiento de la Confiabilidad en Sistemas de Distribución Mediante Reconfiguración de Circuitos Primarios”. 2007. repositorio.utp.edu.com <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/1043/621312G643mc.pdf?sequence=1>
- [5] J. Gonzales, J. Cadenas. “El Método de Monte Carlo”. 2005 benasque.org <http://benasque.org/benasque/2005tae/2005tae-talks/213s3.pdf>
- [7] Luis Zaruma, Diego Blacio. “Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución de la Empresa Regional Centrosur C.A”. 2012.
- [8] S. Ramírez Castaño, “Redes de Distribución de Energía”. Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2004, Tercera Edición.
- [9] C. J. Zapata. “Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia” 2011
- [10] “Regulación 004/01” ARCONEL 2001
- [11] “Redundancia en UPS”. Power Expertise. [Online] Available: <http://www.prolyt.com/redundancia-en-ups/>
- [12] W. H. Kersting “Distribution System Modeling and Analysis” The Electric Power Engineering Series. Washintong DC., 2001, Segunda Edición.
- [13] D. J. Mercado Velandia, “Análisis de Sensibilidad del Resultado del Flujo de Carga en Sisemas de Distribución ante Incertidumbre en el Modelo Eléctrico”, 2011.

- [14] Redes de distribución, Transporte de Energía. Estudiantes Anónimos UD. Available: <http://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>
- [15] P. Saavedra Barrera, V. H. Ibarra Mercado, “El Método de Monte-Carlo y su aplicación a finanzas”
- [16] J. Rodríguez, A. M. Sanabria, “Leyes de los Grandes Números”
- [17] Begoña Vitorano, “Modelos y Métodos de Simulación Estocástica. Aplicación en la Valoración de Opciones Financieras”
- [18] S. Santana, D. Orbe, “Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Utilizando la Simulación de Montecarlo”
- [19] “Principales Distribuciones de Probabilidad”, Licenciatura en Ciencias Ambientales, Universidad de Extremadura –España. 2009-2010
- [20] Estadística. Variable aleatoria discreta y continua. Available: <http://www.tuveras.com/estadistica/normal/variablealeatoria.htm>
- [21] A. Conchi. “Métodos de cadenas de Markov Monte Carlo” Departamento de Estadística. Universidad Carlos III de Madrid, Noviembre 2012
- [22] F. Pinales. C. Velázquez. “Problemas de Algoritmos resueltos con Diagramas de Flujo y Pseudocódigo” Primera Edición 2012. Departamento Editorial de la Dirección General de Difusión y Vinculación de la Universidad Autónoma de Aguascalientes. Available: <http://www.uaa.mx/direcciones/dgdv/editorial/docs/algoritmos.pdf>
- [23] P. Kisbye “Integración por el método de Monte Carlo” Marzo 2010. Available: http://www.famaf.unc.edu.ar/~kisbye/mys/clase6_pr.pdf
- [24] R. Billinton, W. Li “Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods”
- [25] J. Benitez, J. Hueso. “Introducción a MATLAB” Universidad Politécnica de Valencia. Available: <http://personales.upv.es/jbenitez/data/matlab.pdf>
- [26] Francisco M. González, “Matriz Admitancia de Barra”. Available: http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/PPTCapitulo1.2SP2.pdf
- [27] Hadi Saadat “Power System analysis” MacGraw-Hill Primis Custum. 2002. Segunda Edición.

- [28] M. Guerrero. “Programa Interactivo de Flujo de Potencia Para el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia” 1988 bibdigital.epn.edu.ec Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6772/1/T306.pdf>
- [29] “Matlab y su lista de comandos” Available: <http://www.monografias.com/trabajos94/matlab-y-sus-comandos/matlab-y-sus-comandos.shtml>
- [30] “Matlab. Definiciones y uso de funciones” Available: <http://decsai.ugr.es/~jfv/ed1/c/cdrom/cap6/cap62.htm>
- [31] “Números aleatorios” es.mathworks.com Available: <https://es.mathworks.com/discovery/numeros-aleatorios.html>
- [32] “Matlab Plot Gallery- Bar Graph 3D” es.mathworks.com
- [33] “Save and Load Workspace Variables” es.mathworks.com
- [34] “Introducción a la interfaz Gráfica de Usuario de Matlab” Available: <https://sites.google.com/site/herramientasbasicasdematlab/12-introduccion-a-la-interfaz-grafica-de-usuario-en-matlab>
- [35] “Teoría de Grafos” Available: http://www.unipamplona.edu.co/unipamplona/portallG/home_23/recursos/general/11072012/grafos3.pdf
- [36] “Random Number Generation” es.mathworks.com Available: <https://www.mathworks.com/help/matlab/random-number-generation.html>
- [37] “Rendición de cuentas de la Unidad de Negocio Sucumbíos correspondiente al 2016” www.cnelep.gob.ec Available: <https://www.cnelep.gob.ec/2017/05/rendicion-cuentas-la-unidad-negocio-sucumbios-correspondiente-al-2016/>
- [38] R. Billinton, W. Li “Reliability Evaluation of Engineering Systems. Concepts and Techniques”
- [39] S. Guamán, J. Huilca, “Auditoría Energética en el Hospital de las Fuerzas Armadas N.1”. 2017 bibdigital.epn.edu.ec
- [40] “Teoría de Grafos” Available: <https://es.slideshare.net/pavelaliaga/teoria-de-grafos-12993009>

- [41] “El Grafo Social” Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Grafo_social
- [42] “Potencia Eléctrica” Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Potencia_el%C3%A9ctrica
- [43] “Introducción a los sistemas de Control y Modelado Matemático para Sistemas Lineales Invariantes en el Tiempo” Universidad Nacional de San Juan. Available: <http://dea.unsj.edu.ar/control1b/teoria/unidad1y2.pdf>
- [44] Thomas H. Taylos “Simulación” Available: <https://uniioraul.files.wordpress.com/2011/03/simulacic3b3n.pdf>
- [45] L. Pravos “Análisis de flujos de carga para el análisis de redes de Distribución. Implementación del algoritmo “Forward and Backward””. 2017. <http://oa.upm.es>
- [46] Informe de Rendición de cuentas a la Comunidad – 2013 Unidad de Negocio Sucumbíos.

ORDEN DE EMPASTADO