



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS.
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN
DE CIRCUITOS PRIMARIOS EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP.
UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO”**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingenieros Eléctricos en
Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autores:

Grandes Zambrano Johanna Lizette

Lechon Carvajal Edison José

Tutor Académico:

Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón

LATACUNGA – ECUADOR

Marzo - 2021

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **Johanna Lizette Grandes Zambrano** y **Edison José Lechon Carvajal** declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS PRIMARIOS EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO**, siendo el **Ing. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios MSc**, tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Johanna Lizette Grandes Zambrano
C.I:0503834996

Edison José Lechon Carvajal
C.I. 1003519749

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS PRIMARIOS EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO”, de **Grandes Zambrano Johanna Lizette y Lechon Carvajal Edison José**, de la carrera de **Ingeniería Eléctrica**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo del 2021

El Tutor

Ing. Pesántez Palacios Gabriel Napoleón

DIRECTOR DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA); por cuanto, los postulantes: **Grandes Zambrano Johanna Lizette y Lechon Carvajal Edison José** con el título de Proyecto de titulación: **“OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS PRIMARIOS EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO”** han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, marzo del 2021

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)

Ing. Mg. Guamán Cuenca Wilian Patricio

CC: 0603578956

Lector 2

Ing. Mg. Quinatoa Caiza Carlos Iván

CC: 0503287864

Lector 3

Ing. Mg. Suárez Vinueza Rommel Eusebio

CC: 1804165353

AGRADECIMIENTO

Mi profundo agradecimiento a Dios por ser mi fuente de fortaleza y sabiduría, A mi madre quien con todo su amor y dedicación me ha guiado a lo largo de mi vida. A todas las personas que fueron parte importante de este proceso y brindarme siempre una mano amiga. A la Universidad Técnica de Cotopaxi y docentes por brindarme la oportunidad de formarme como profesional. Al Ingeniero Henry Valarezo y Carlos Pérez profesionales del centro de control por facilitarme la información necesaria para la ejecución de este trabajo aportando con ideas y conocimientos. Al tutor de tesis Ingeniero Gabriel Pesántez, quien con sus consejos y conocimientos me ha guiado acertadamente para la culminación de este proceso.

Johanna

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento sincero a la universidad técnica de Cotopaxi y a la planta de docentes que conforman la facultad de ciencias de la ingeniería y aplicadas por brindarme la oportunidad de superarme y aprender al mismo tiempo ser parte de la carrera de ingeniería eléctrica

A mis tutor, compañeros y familiares que aportaron en el desarrollo de mi carrera y presente proyecto de titulación

Edison

DEDICATORIA

A mi querida madre por ser el pilar fundamental de mi vida, quien gracias a su esfuerzo y apoyo incondicional se ha convertido en la promotora de todos mis logros, forjándome como una persona llena de valores y lealtad. A mis hermanos quienes con sus palabras de aliento y consejos me han impulsado a cumplir con este anhelo, y a todas las personas que siempre han depositado su entera confianza en mí, razón por la cual quiero ser cada día mejor.

Johanna

DEDICATORIA

*Dedicado a mis padres Antonio y María
por su apoyo constante para superarme en
el proceso de mi vida*

*A mi esposa y compañera por su cariño y
comprensión en las dificultades que se
presentaron en mi vida además de ser
parte fundamental en mi formación*

Edison

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS PRIMARIOS EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO”

Autores:

Grandes Zambrano Johanna Lizette

Lechon Carvajal Edison José

RESUMEN

El presente trabajo de investigación trata sobre el análisis de confiabilidad en los alimentadores pertenecientes a la subestación Quevedo de CNEL EP, con el fin de establecer los circuitos con mayor número de interrupciones de energía eléctrica para someterlos a un análisis de reconfiguración, utilizando datos históricos de los tres últimos años, donde se utiliza el análisis de Pareto para determinar el porcentaje de interrupciones que más inciden en cada alimentador.

Como punto de partida se clasifica la información por tipo de falla y duración, para determinar la tasa de falla y reparación, disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) de los alimentadores, datos con los cuales es posible realizar el cálculo de los índices de confiabilidad. De estos resultados se analiza la reconfiguración del circuito 6, ya que presenta los índices más bajos.

Mediante la simulación de Monte Carlo en el paquete informático de MATLAB, se podrá determinar los tiempos de falla y tiempos de reparación en cada tramo del alimentador. Aplicando la teoría de grafos se determina el tramo con falla (desconectado) y la posible reconexión desde los nodos vecinos, considerando como restricción la cargabilidad de las líneas, que el tiempo de reparación sea menor al tiempo de maniobra para una posible reconexión. Esto permitirá calcular nuevos índices de confiabilidad antes y después de la reconfiguración durante un tiempo prudente de análisis, permitiendo identificar la ruta óptima.

Palabras clave: Confiabilidad en distribución, probabilidad, tasa de reparación, tasa de falla, disponibilidad, indisponibilidad, reconfiguración.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

THEME: "OPTIMIZATION OF RELIABILITY THROUGH THE RECONFIGURATION OF PRIMARY CIRCUITS IN THE QUEVEDO SUBSTATION OF CNEL EP SANTO DOMINGO BUSINESS UNIT"

Autors:

Grandes Zambrano Johanna Lizette

Lechon Carvajal Edison José

ABSTRACT

This research work deals with the reliability analysis in the feeders belonging to the Quevedo substation of CNEL EP, in order to establish the circuits with the highest number of electrical power interruptions to submit them to a reconfiguration analysis, using historical data from the last three years, where Pareto analysis is used to determine the percentage of interruptions that most affect each feeder.

As a starting point, the information is classified by type of failure and duration, to determine the rate of failure and repair, availability (A) and unavailability (U) of the feeders, data with which it is possible to calculate the failure rates. reliability. From these results, the reconfiguration of circuit 6 is analyzed, since it presents the lowest indices.

Using the Monte Carlo simulation in the MATLAB software package, it will be possible to determine the failure times and repair times in each section of the feeder. Applying the theory of graphs, the section with failure (disconnected) and the possible reconnection from neighboring nodes are determined, considering as a restriction the chargeability of the lines, that the repair time is less than the maneuvering time for a possible reconnection. This will allow new reliability indices to be calculated before and after reconfiguration during a prudent analysis time, allowing the optimal path to be identified.

Key words: Distribution reliability, probability, repair rate, failure rate, availability, unavailability, reconfiguration.

AVAL DE TRADUCCIÓN

INDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	iv
AGRADECIMIENTO	vi
DEDICATORIA.....	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT	x
AVAL DE TRADUCCIÓN	xi
INDICE DE CONTENIDO	xii
INDICE DE FIGURAS	xvii
INDICE DE TABLAS.....	xix
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2. INTRODUCCIÓN	3
2.1 EL PROBLEMA:.....	3
2.1.1 Situación Problémica:.....	3
2.1.2 Formulación del problema:.....	4
2.2 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	4
2.3 BENEFICIARIOS:	4
2.4 JUSTIFICACIÓN:.....	5
2.5 HIPÓTESIS	5
2.6 OBJETIVOS	5
2.6.1 General:	5
2.6.2 Específicos:.....	6
2.7 SISTEMA DE TAREAS	7

3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA:.....	8
3.1	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN SED.....	8
3.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	8
3.2.1	Topologías básicas de los Sistemas eléctricos de distribución.....	8
3.2.1.1	Alimentador primario tipo radial	9
3.2.1.2	Anillo primario	9
3.2.1.3	Sistema de red Mallada.....	10
3.3	CRITERIOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA	10
3.3.1	Variables de los datos	11
3.3.2	Descripción de datos.....	11
3.4	CRITERIOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	12
3.4.1	Tasa de falla.....	12
3.4.2	Tasa de reparación	13
3.5	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	14
3.5.1	Índices de confiabilidad referidos al consumidor interrumpido.....	14
3.5.1.1	SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	15
3.5.1.2	SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	15
3.5.1.3	CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	15
3.5.1.4	ASAI (Average Service Availability index).....	16
3.5.1.5	ASUI (Average Service Unavailability Index).....	16
3.5.1.6	CAIFI (Costumer Average Interruption Frequency Index)	16
3.5.1.7	CTAIDI (Costumer Total Average Interruption Duration Index)	16
3.5.1.8	ENS (Energy not supplied index)	16

3.5.1.9	AENS (Average energy not supplied)	17
3.6	REGULACIÓN Nro. ARCERNNR 002/20	17
3.6.1	FMIK (frecuencia media de interrupción).....	17
3.6.2	TTIK (tiempo total de interrupción).....	18
3.6.3	Límites	18
3.7	CONFIABILIDAD DE REDES	18
3.7.1	Sistema serie.....	18
3.7.2	Sistema paralelo.....	19
3.8	DIAGRAMAS DE PARETO	19
3.9	TEORÍA DE GRAFOS.....	20
3.9.1	Grafo.....	20
3.9.2	Características de un grafo	21
3.9.3	Tipos de grafos	21
3.10	FLUJO DE POTENCIA MÉTODO DC.....	23
3.11	SIMULACIÓN DE MONTE CARLO	24
4.	MATERIALES Y MÉTODOS	26
4.1	MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN.....	26
4.1.1	Método deductivo - inductivo	26
4.1.2	Método estadístico.....	26
4.1.3	Método gráfico	27
4.1.4	Método simulativo.....	27
4.2	MATERIALES E INSTRUMENTOS.....	28
4.2.1	Recursos bibliográficos	28
4.2.1.1	Normativas.....	28
4.2.1.2	Indicadores de confiabilidad.....	28

4.2.2	Software.....	28
4.2.2.1	Excel	28
4.2.2.2	Matlab	28
4.2.2.3	Arcgis.....	29
4.3	ALGORITMO UTILIZADO	29
4.3.1.1	Ingreso de datos	30
4.3.1.2	Funcionamiento	31
4.3.1.3	Sobrecarga en las líneas reconectadas	32
4.3.1.4	Tiempo de maniobra	32
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.	34
5.1	CONDICIONES ACTUALES	34
5.1.1	Área de servicio y cobertura de CNEL EP Unidad de Negocio Santo Domingo....	34
5.1.2	Detalles de la subestación de distribución.....	36
5.2	ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES.....	37
5.2.1	Análisis de Pareto	37
5.2.2	Análisis de datos de los circuitos primarios	40
5.2.3	Índices de calidad de servicio técnico	41
5.2.4	Índices de confiabilidad referidos al consumidor no servido en los alimentadores de la s/e Quevedo	42
5.2.4.1	SAIFI	42
5.2.4.2	SAIDI.....	43
5.2.4.3	CAIDI	43
5.2.4.4	ASAI.....	44
5.2.4.5	ASUI.....	45
5.2.4.6	CAIFI.....	46

5.2.4.7	CTAIDI.....	47
5.2.4.8	ENS.....	49
5.2.4.9	AENS.....	49
5.3	DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO.....	51
5.4	PROCESO.....	52
5.4.1	Ordenamiento nodal.....	54
5.4.2	Evaluación de la reconexión.....	55
5.4.3	Selección de la ruta óptima.....	58
5.4.4	Resultados de los índices de confiabilidad con reconexión.....	58
5.4.5	Resultados con reconexión.....	60
5.5	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	62
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
6.1	CONCLUSIONES.....	65
6.2	RECOMENDACIONES.....	66
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	67
8.	ANEXOS.....	68

INDICE DE FIGURAS

Figura 3.1.	Ubicación del Sistema Eléctrico de Distribución en el SEP .	8
Figura 3.2.	Sistema radial de distribución	9
Figura 3.3.	Alimentador tipo anillo	9
Figura 3.4.	Sistema de Red Mallada	10
Figura 3.5.	Tipos de variables	11
Figura 3.6.	Transición estados de Operación – Falla	13
Figura 3.7.	Confiabilidad en serie	18
Figura 3.8.	Confiabilidad en paralelo	19
Figura 3.9.	Representación de grafos	20
Figura 3.10.	Grafo simple	22
Figura 3.11.	Multígrafo	22
Figura 3.12.	Grafo dirigido	22
Figura 3.13.	Grafo tipo árbol	23
Figura 5.1.	Mapa ubicación de la subestación	35
Figura 5.2.	Diagrama unifilar circuito 1, 2, 3, 4, 5	35
Figura 5.3.	Diagrama unifilar circuito 6 y 7	36
Figura 5.4.	Análisis de Pareto de los alimentadores	38
Figura 5.5.	Tipo de interrupciones en el alimentador 6	39
Figura 5.6.	Tipo de interrupciones en el alimentador 1	39
Figura 5.7.	Tipo de interrupciones en el alimentado 7	40
Figura 5.8.	Representación del índice SAIFI S/E Quevedo	42
Figura 5.9.	Representación del índice SAIDI S/E Quevedo	43
Figura 5.10.	Representación del índice CAIDI S/E Quevedo	44

Figura 5.11. Representación del índice ASAI S/E Quevedo	45
Figura 5.12. Representación del índice ASUI S/E Quevedo	46
Figura 5.13. Representación del índice CAIFI S/E Quevedo	47
Figura 5.14. Representación del índice CTAIDI S/E Quevedo	48
Figura 5.15. Representación del índice ENS S/E Quevedo	49
Figura 5.16. Representación del índice AENS S/E Quevedo	50
Figura 5.17. Diagrama de flujo para el algoritmo.....	51
Figura 5.18. Topología del alimentador 6, perteneciente a la S/E Quevedo.....	52
Figura 5.19. Trazado de la nueva ruta para el circuito 6.....	53
Figura 5.20. Ordenamiento nodal de circuito 6. Software Matlab.....	54
Figura 5.21. Estados de operación generados	55
Figura 5.22. Reconexión entre nodos 7 y 9.....	56
Figura 5.23. Reconexión entre nodos 7 y 10.....	56
Figura 5.24. Reconexión entre nodos 9-23	57
Figura 5.25. Reconexión entre nodos 10-23	57
Figura 5.26. Representación de la disponibilidad e indisponibilidad forzada sin reconexión.....	59
Figura 5.27. Índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI CAIFI, sin reconexión	59
Figura 5.28. Energía no suministrada sin reconexión.....	60
Figura 5.29. Disponibilidad en indisponibilidad forzada con reconexión	61
Figura 5.30. Índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI CAIFI, con reconexión	61
Figura 5.31. Energía no suministrada con reconexión.....	62

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Tabla de actividades	7
Tabla 3.1. Concepto de datos agrupados y no agrupados.	11
Tabla 3.2. Límites de calidad de servicio técnico FMIK TTIK.	18
Tabla 5.1. Configuración y tipo de circuito.....	36
Tabla 5.2. Datos de distancia y número de usuarios por alimentador.....	37
Tabla 5.3. Causas de falla en la S/E Quevedo.....	37
Tabla 5.4. Número de fallos por alimentador.....	38
Tabla 5.5. Fallas en los alimentadores S/E Quevedo	40
Tabla 5.6. Disponibilidad e indisponibilidad en los alimentadores de la S/E Quevedo.....	41
Tabla 5.7. Índices FMIK y TTIK de la subestación	41
Tabla 5.8. Índice SAIFI.....	42
Tabla 5.9. Índice SAIDI	43
Tabla 5.10. Índice CAIDI	44
Tabla 5.11. Índice ASAI.....	45
Tabla 5.12. Índice ASUI.....	46
Tabla 5.13. Índice CAIFI.....	47
Tabla 5.14. Índice CTAIDI.....	48
Tabla 5.15. Probabilidad de operación y falla	48
Tabla 5.16. Valores de energía no suministrada.....	49
Tabla 5.17. Valores de energía media no suministrada.....	50
Tabla 5.18. Datos para cara tramo de salida y llegada	53
Tabla 5.19. Resultados de la ruta óptima, perteneciente al tramo 7-9.....	58
Tabla 5.20. Ahorro por la energía no suministrada nodo 7-9	63

Tabla 5.21. Precios para una línea de 2 km	64
Tabla 5.22. Valores VAN y TIR.....	64

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título:

Optimización de la confiabilidad mediante la reconfiguración de circuitos primarios en la subestación Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.

Fecha de inicio:

7 de diciembre del 2020

Fecha de finalización:

05 de marzo del 2021

Lugar de ejecución:

Santo Domingo de los Tsáchilas – Zona 4 – CNEL EP Unidad de Negocio Sto. Domingo

Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia

Proyecto de investigación vinculado:

Estudios de campos electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia: caso provincia de Cotopaxi

Equipo de Trabajo:

Tutor: Ing. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios MSc.

Estudiantes: Johanna Lizette Grandes Zambrano, Edison José Lechon Carvajal.

Área de Conocimiento:

07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación:

Energías Alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sublíneas de investigación de la Carrera:

Diseño de redes y Explotación de Sistemas Eléctricos de Potencia.

2. INTRODUCCIÓN

2.1 EL PROBLEMA:

Desarrollar un estudio de confiabilidad en un Sistema Eléctrico de Distribución (SED) resulta complejo, debido a que está constituido por un gran volumen de elementos, convirtiéndose en un sistema susceptible a la probabilidad de ocurrencia de fallas que por lo general están fuera del control del personal de operación de las empresas distribuidoras, por esta razón no siempre es posible registrar el motivo por el cual el sistema ha fallado, dato que resulta importante para llevar a cabo un adecuado registro de fallas y con ello evaluar la confiabilidad del sistema acertadamente.

La falta de registro de datos de falla en las empresas distribuidoras dificulta el cálculo analítico e incrementa la incertidumbre de los resultados de los índices de confiabilidad. Dado que la confiabilidad es un indicador de que tan probable es que un equipo o sistema falle en un periodo de tiempo, se relaciona directamente con la continuidad de servicio, porque permite medir la severidad de las interrupciones y la afectación que sufren los usuarios. La ocurrencia de interrupciones producidas por falla se comporta de manera aleatoria, por lo que el uso de simulaciones estadísticas o estocásticas que generan estados de fallas igual de aleatorios permiten simular los estados de operación del sistema de forma real.

La interrupción del servicio eléctrico disminuye la calidad de servicio, lo que se traduce en pérdidas económicas para el consumidor final y la empresa distribuidora, el uso que se le puede dar a la información de indicadores de confiabilidad por parte de la empresa distribuidora ayuda en la toma de decisiones cuando surgen nuevas propuestas para cambios en la configuración de alimentadores, incorporación o cambio de equipos de maniobra, entre otros. Es decir, mejorando indicadores de confiabilidad se reducen pérdidas económicas, siempre y cuando se buque un punto de equilibrio para la inversión en mejoras.

2.1.1 Situación Problemática:

Actualmente los sistemas de distribución se ven afectados por diferentes factores que ocasionan cortes del suministro eléctrico y el aumento de la demanda en los últimos años ha hecho que los sistemas eléctricos de distribución se tornen más complejos ocasionando un incremento en la vulnerabilidad que un acontecimiento ocurra y afecte a la continuidad de servicio, calidad y el costo de la energía suministrada al consumidor final, al mismo tiempo se dificulta el mantenimiento de

la red que es un factor que puede producir interrupciones por mal estado de los elementos que conforman el sistema así como los cambios climáticos, vegetación, entre otros. Por esta razón los agentes distribuidores se preocupan cada vez más por la calidad de servicio que están suministrando, tratando de corregir oportunamente todo aquello que interrumpa el correcto funcionamiento del sistema, logrando disminuir la frecuencia de interrupciones.

Para cuantificar la confiabilidad del sistema de distribución se puede recurrir a los 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 analizar el estado de la red en cuanto a continuidad de servicio y con ello identificar la parte más vulnerable del sistema para tomar acciones pertinentes.

La predicción de los índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado o en datos históricos de los registros que llevan las empresas distribuidoras, y con ello diagnosticar el sistema para tomar decisiones acertadas para su planificación y expansión.

2.1.2 Formulación del problema:

La optimización de la confiabilidad mediante la reconfiguración de circuitos primarios permitirá mejorar los indicadores de confiabilidad en la Subestación Quevedo de CNEL EP Unidad de Negocio Santo Domingo.

2.2 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.09 Transmisión y Distribución

2.3 BENEFICIARIOS:

Beneficiarios directos:

CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.

Beneficiarios indirectos:

Usuarios del servicio eléctrico que energizan su demanda desde la subestación Quevedo.

2.4 JUSTIFICACIÓN:

En los últimos años el interés por la valoración de la confiabilidad en sistemas de distribución ha incrementado notablemente, debido a que las redes de distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia, pues toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos en grandes territorios, por lo que existe una mayor probabilidad de ocurrencia de fallas debido a la extensión del sistema y la cantidad de elementos.

Por ello se rigen normas regulatorias que cubren el sector eléctrico y sanciones para las empresas distribuidoras cuando incurren en incumplimiento de estándares. Es así como la confiabilidad dentro de sistemas de distribución es de vital importancia debido que su operación repercute en los indicadores técnicos y económicos de la compañía. Esto conlleva a realizar mayor inversión para la mejora de la confiabilidad en los sistemas de distribución mediante la aplicación de una cuidadosa ingeniería en planificación, diseño, construcción y operación de alta calidad.

Debido a la importancia de mejorar la confiabilidad en los sistemas de distribución el estudio abordado en este proyecto lleva a cabo el análisis de los indicadores de confiabilidad para conocer lo que actualmente sucede en los alimentadores de la subestación Quevedo. La predicción de los índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado datos históricos y con ello diagnosticar el sistema para tomar decisiones acertadas, estrategias y nuevas configuraciones que simplificarán el análisis para la planificación y expansión de la distribución.

2.5 HIPÓTESIS

La reconfiguración de circuitos primarios con mayor tasa de falla de la Subestación Quevedo perteneciente a CNEL EP, UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO puede mejorar los índices de confiabilidad del sistema.

2.6 OBJETIVOS

2.6.1 General:

Desarrollar un estudio sobre el mejoramiento de confiabilidad mediante la reconfiguración de circuitos primarios de la subestación Quevedo de CNEL EP, UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO.

2.6.2 Específicos:

- Indagar el estado del arte sobre los principales métodos existentes para evaluar índices de confiabilidad y reconfiguración de alimentadores.
- Analizar los índices de confiabilidad de los alimentadores de la subestación con el fin de determinar su estado actual.
- Desarrollar un proceso de reconfiguración en el alimentador que presente mayor tasa de falla.

2.7 SISTEMA DE TAREAS

Tabla 2.1. Tabla de actividades

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Medio de verificación
Indagar el estado del arte sobre los principales métodos existentes para evaluar índices de confiabilidad y reconfiguración de alimentadores.	Revisión y recopilación de información de trabajos con temáticas similares, para estudiar los distintos métodos de confiabilidad y reconfiguración de circuitos.	Determinar el método que se adapte a las necesidades del tema de investigación.	Investigación bibliográfica
Analizar los índices de confiabilidad de los alimentadores de la subestación con el fin de determinar su estado actual.	Análisis de la información provista por la empresa distribuidora. Clasificación de datos históricos por tipo de falla y duración. Cálculo de la tasa de falla y reparación, disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) de los alimentadores.	Topología actual y datos técnicos de los alimentadores. Establecer las causas que tienen mayor incidencia en las fallas de los alimentadores. Calcular los Índices de confiabilidad del alimentador y determinar el menos confiable.	Datos provistos por la empresa distribuidora.
Desarrollar un proceso de reconfiguración en el alimentador que presente mayor tasa de falla.	Simulación de Monte Carlo. Aplicación de la teoría de grafos. Comparación de los resultados obtenidos con el estado actual.	Determinar los tiempos de falla y de reparación en cada tramo del alimentador. Establecer una ruta que presente mejoras en los índices de confiabilidad para el alimentador con mayor incidencia de interrupción. Corroborar el éxito de la metodología aplicada.	Resultados obtenidos con la ruta optima mediante la plataforma Matlab.

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA:

3.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN SED

Su principal objetivo es abastecer de energía eléctrica hasta el consumidor final, en la calidad deseada y con un nivel aceptable de confiabilidad [1].

3.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

La suma de inversiones en la generación y la distribución supera el 80% de las inversiones totales en el SEP. Es fácil suponer que la mayor repercusión económica se encuentra en el sistema de distribución, ya que la potencia generada en las plantas del sistema se minimiza entre un gran número de usuarios a costos más elevados. Esto obliga a aplicar una cuidadosa ingeniería en planificación, diseño, construcción y operación de alta calidad [2]. La definición clásica de un sistema de distribución, desde el punto de vista de la ingeniería, incluye lo siguiente mostrado en la figura 3.1.

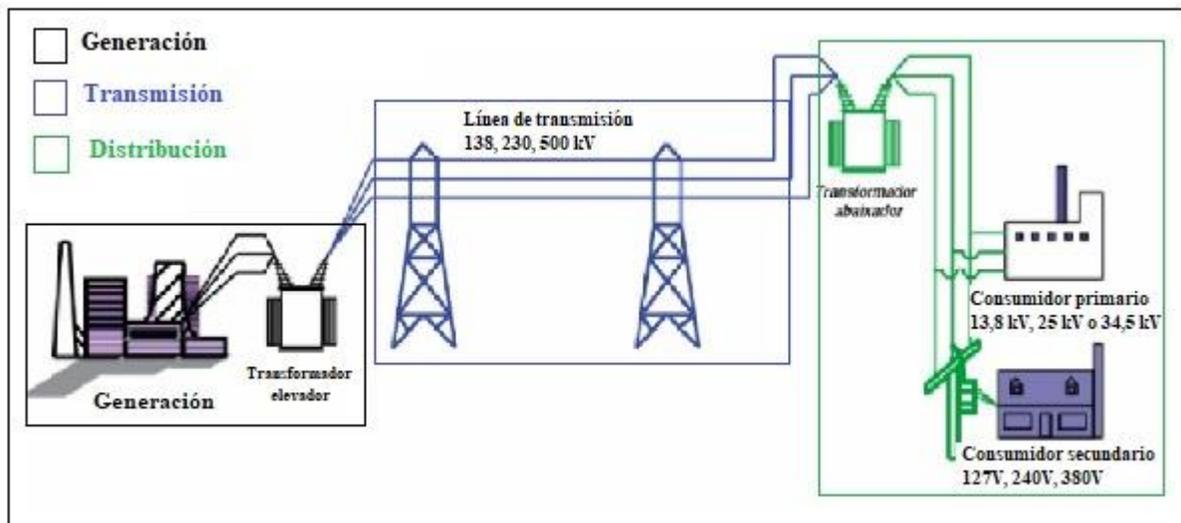


Figura 3.1. Ubicación del Sistema Eléctrico de Distribución en el SEP [1].

3.2.1 Topologías básicas de los Sistemas eléctricos de distribución

Un SED se puede clasificar de acuerdo a varias características, por a su topología, por su nivel de voltaje, por su ubicación, etc. A continuación, se presentan topologías de alimentadores primarios de distribución.

3.2.1.1 Alimentador primario tipo radial

Es la configuración más simple, ya que presenta un solo camino simultáneo del paso de la potencia hacia la carga, su principal ventaja es el bajo costo de implementación, operación y mantenimiento, convirtiéndola en la configuración más común en sistemas con baja densidad de carga, debido a su baja confiabilidad de servicio. Según [1] “En este tipo de configuración una falla en el servicio eléctrico puede generar un corte con tiempos de interrupción grandes de hasta 10 horas”.

La figura 3.2. se muestra la configuración de un alimentador tipo radial.

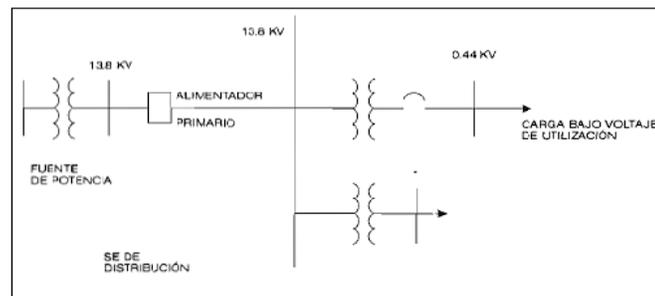


Figura 3.2. Sistema radial de distribución [2].

3.2.1.2 Anillo primario

Esta configuración provee dos trayectorias paralelas desde la subestación distribuidora a la carga, dado que el anillo es operado con interruptores de enlace. De modo que la duración de las fallas se reduce únicamente al tiempo necesario para localizar la falla y hacer el swicheo para restaurar el servicio, logrando mejorar la confiabilidad del servicio [2]. Como se muestra en la figura 3.3.

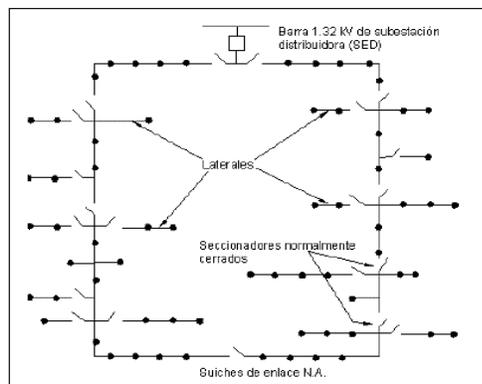


Figura 3.3. Alimentador tipo anillo [2].

3.2.1.3 Sistema de red Mallada

Esta configuración se caracteriza por tener un sistema de alimentadores interconectados y alimentados por varias subestaciones eléctricas de distribución. Cada alimentador cuenta con dos interruptores asociados, logrando disminuir las pérdidas debido a la división de cargas, convirtiéndolo en un sistema más confiable, convirtiéndose en una configuración más compleja por lo que es más difícil de diseñar y de operar, como se muestra en la figura 3.4.

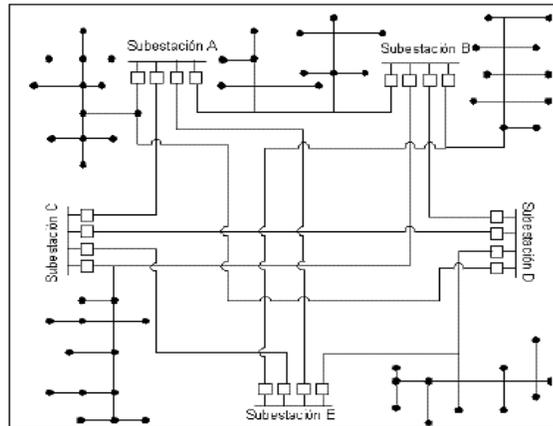


Figura 3.4. Sistema de Red Mallada

3.3 . CRITERIOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA

La estadística es la ciencia que se encarga de la recolección, ordenamiento, representación, análisis e interpretación de datos generados en una investigación sobre hechos, individuos o grupos de individuos, para obtener conclusiones de ello se precisa estimaciones futuras. Algunos conceptos que conlleva a la estadística son [3] :

- **Población:** Es el colectivo que abarca a todos los elementos cuya característica entra al estudio.
- **Muestra:** Es un conjunto de elementos seleccionados de una población siguiendo un plan de acción establecida conocido como muestreo.
- **Censo:** Es el estudio de los elementos de una población, normalmente estos estudios no son frecuentes pues según el tamaño de población son numerosos y dispersos.
- **Parámetro:** Es una medida en forma descriptiva o representativa de una población.

3.3.1 Variables de los datos

La información obtenida de un estudio estadístico proviene de variables las cuales se determinan según el interés en los elementos de estudio. En la figura 3.5 se aprecia cómo están agrupados:

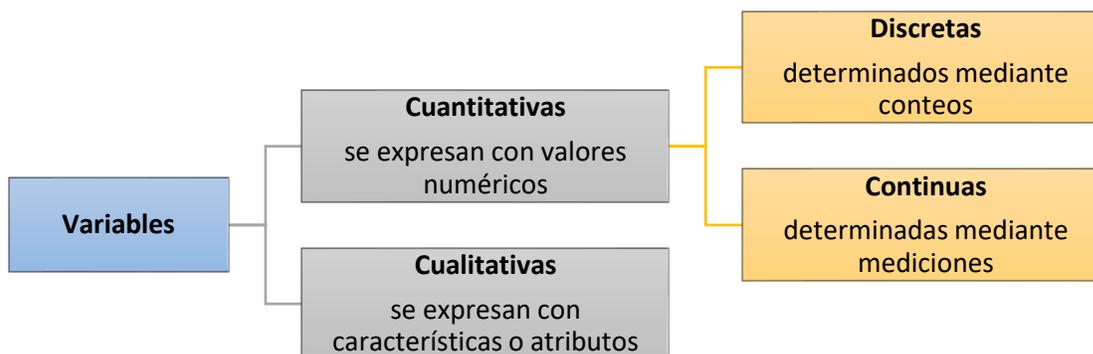


Figura 3.5. Tipos de variables

3.3.2 Descripción de datos

Cuando la muestra tomada en un caso de estudio tiene muchos elementos en la muestra puede ser viable agruparlos, por ejemplo, cuando una muestra tiene menos de 20 elementos estos datos son analizados sin necesidad de formar grupos o si la muestra tiene más de 20 elementos es aconsejable agrupar y a partir de esto poder determinar las características de la muestra [3] por eso se tiene dos tipos de datos en un análisis:

Tabla 3.1. Concepto de datos agrupados y no agrupados.

Datos agrupados	Se utiliza en una distribución de frecuencia de clase o agrupados, en esta distribución la disposición tabular de los datos estadísticos se encuentran ordenados en clases y con frecuencia de cada clase es decir los datos originales de varios valores del conjunto se combinan para formar un intervalo de clase.
Datos no agrupados	Para una distribución de frecuencia de datos no agrupados se indica las frecuencias con que aparecen los datos estadísticos desde el menor hasta el mayor de un mismo conjunto sin haber realizado alguna modificación al tamaño de la muestra original y cada dato mantiene su identidad original pero teniendo un orden lógico con sus respectivas frecuencias.

3.4 CRITERIOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El principal objetivo de un sistema eléctrico de potencia es brindar energía eléctrica a sus clientes con un grado aceptable de continuidad y calidad, a esta función se la conoce como “Confiabilidad” [4]. Entonces se puede decir que la confiabilidad es la probabilidad que un dispositivo realice adecuadamente su función en un determinado intervalo de tiempo bajo condiciones estándares de operación. La confiabilidad puede ser expresada mediante:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.1)$$

Donde:

e: es la constante Neperiana ($e = 2,718$)

λ : es la tasa de falla

t: tiempo

Así mismo, es posible calcular la probabilidad de falla de un equipo mediante:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.2)$$

En sistemas de distribución se relaciona principalmente con las fallas en los equipos y las interrupciones de servicio a los clientes. Según [5] “En condiciones normales de funcionamiento, todo el equipo a excepción de la reserva está energizado y todos los clientes se encuentran energizados. Los eventos programados y no programados perturban las condiciones normales de funcionamiento y pueden provocar cortes e interrupciones” para lo cual es necesario conocer los siguientes conceptos:

3.4.1 Tasa de falla

La tasa de falla λ (t), es la medida de la cantidad de fallas que ocurren en un determinado intervalo de tiempo, representa el valor que se espera que un elemento falle. Esta es una de las funciones más utilizadas para evaluar la confiabilidad de un sistema, sin embargo, es una de las más difíciles de interpretar considerando que el número de elementos observados es representativo [4].

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallos por unidad de tiempo}}{\text{Período total de funcionamiento del componente}} \quad (3.3)$$

3.4.2 Tasa de reparación

La tasa de reparación (μ), representa el número total de reparaciones que se han efectuado en un sistema, con relación al total de horas de reparación del elemento fallado, se determina de la siguiente manera:

$$\mu = \frac{\text{Número de reparaciones de un componente en un periodo de tiempo}}{\text{período total de tiempo en que el componente fue reparado}} \quad (3.4)$$

La tasa de reparación es tomada como un valor constante, este depende de varios factores como: Disponibilidad del personal, disponibilidad de equipos, condiciones climáticas, etc.

La tasa de disponibilidad (λ) y la tasa de reparación (μ) hacen referencia al índice de transición en el cual un elemento pasa de un estado al otro (operación - falla), siempre y cuando los elementos o componentes del sistema sean reparables, como se muestra en la figura 3.6:

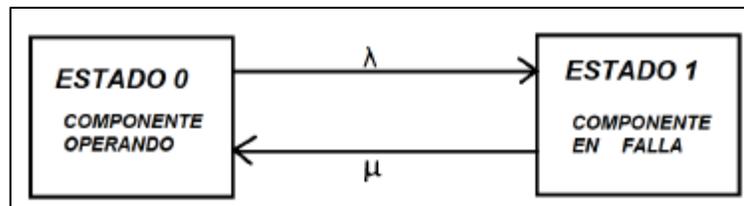


Figura 3.6. Transición estados de Operación – Falla [6]

Durante la secuencia operativa de cada elemento del sistema en análisis, se considera tres tiempos característicos:

El MTTF de acuerdo con sus siglas en inglés “*medium time to failure*”, que en español se define como el tiempo medio de falla el tiempo medio de falla (sin posibilidad de reparación).

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (3.5)$$

El tiempo medio de reparaciones definido como MTTR “*medium time to repair*”

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (3.6)$$

El periodo que se representa por la suma de los dos tiempos (MTTF y MTTR) se denomina tiempo medio entre fallas o (MTBF “*medium time between failure*”), matemáticamente se representan en las ecuaciones:

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (3.7)$$

En base a lo anterior es posible calcular los siguientes parámetros:

Disponibilidad: Es la probabilidad que algún equipo se energice. Es el aspecto más básico de la confiabilidad y se mide típicamente en porcentaje o por unidad. El complemento de la disponibilidad es la indisponibilidad [6]. Se puede calcular mediante la fórmula:

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (3.8)$$

Indisponibilidad: Es la probabilidad que un equipo no sea energizado. Se puede calcular mediante la fórmula:

$$U = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (3.9)$$

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

Una vez determinado estos índices de confiabilidad se podrá continuar calculando los demás índices especificados en la sección 3.5.

3.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Los índices de confiabilidad son valores estadísticos promedio que indican el nivel de confiabilidad de un sistema eléctrico completo, una región operativa, un territorio de servicio de una subestación o un alimentador.

3.5.1 Índices de confiabilidad referidos al consumidor interrumpido

Estos índices hacen referencia a la confiabilidad que tiene la empresa distribuidora, basándose en su frecuencia de interrupciones, el tiempo que la instalación es afectada, estos índices suelen utilizarse como puntos de referencia de la confiabilidad y objetivos de mejora, vienen dados por:

3.5.1.1 SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*)

La Frecuencia de Interrupción Media del Sistema. Este es un indicador que representa el número de interrupciones que experimentan los clientes con relación al número total de consumidores servidos a lo largo de un año [4].

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N} \quad (h/año) \quad (3.10)$$

Donde:

λ_i : Tasa de falla

N_i : Número total de interrupciones a los usuarios

N : Número de usuarios servidos

3.5.1.2 SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*)

Se define como la Duración Media de Interrupción del Sistema. Este es un indicador que define cuántas horas de interrupción experimentará un cliente promedio en el transcurso de un año [4].

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N} \quad (h/año) \quad (3.11)$$

Donde:

U_i : tiempo de interrupción anual

3.5.1.3 CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*)

Se define como la Duración Media de la Interrupción Equivalente. Es un indicador que representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un consumidor a lo largo de un año [4].

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (h/año) \quad (3.12)$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

3.5.1.4 ASAI (*Average Service Availability index*)

Se define como el Índice Medio de Disponibilidad del Sistema, este indicador representa la disponibilidad del sistema ponderada por el cliente y proporciona la misma información que el SAIDI, pero se puede expresar en porcentaje, donde los valores más altos de ASAI reflejan niveles más altos de confiabilidad en el sistema [4].

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (pu) \quad (3.13)$$

Donde:

8760: es el número de horas de un año calendario.

3.5.1.5 ASUI (*Average Service Unavailability Index*)

Se define como el Índice Medio de Indisponibilidad del Sistema [4].

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (pu) \quad (3.14)$$

3.5.1.6 CAIFI (*Costumer Average Interruption Frequency Index*)

Definida como la Frecuencia de Interrupción Media por Usuario Afectado. Este indicador se basa en el número de clientes que han experimentado una o más interrupciones en el año estudiado [4].

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\text{Total de consumidores afectados} - \text{año}} \quad (h/año) \quad (3.15)$$

3.5.1.7 CTAIDI (*Costumer Total Average Interruption Duration Index*)

Se define como, el tiempo promedio experimenta un consumidor después de experimentar una interrupción [4].

$$CTAIDI = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\text{Total de consumidores afectados} - \text{año}} \quad (h/año) \quad (3.16)$$

3.5.1.8 ENS (*Energy not supplied index*)

Se define como la Energía Total no Suministrada por el sistema a causa de fallas o interrupciones [4].

$$ENS = \sum D_{m(i)} U_i \quad (KWh/año) \quad (3.17)$$

Donde:

$D_{m(i)}$: Demanda media en el punto de carga i

$$D_{m(i)} = \frac{\int_0^T D_{(t)} dt}{T} = f_c * D_{max} \quad (3.18)$$

También se puede calcular $D_{m(i)}$ multiplicando el factor de carga f_c por la demanda máxima D_{max} .

3.5.1.9 AENS (*Average energy not supplied*)

En español se define como Energía Media no Suministrada [4].

$$AENS = \frac{ENS}{N_i} \quad (3.19)$$

3.6 REGULACIÓN Nro. ARCERNNR 002/20

Para los cálculos de FMIK y TTIK se consideran distintos factores en el cálculo de potencia nominal instalados y desconectados, se consideran todas las interrupciones presentadas en todo el alimentador de media tensión, así como las producidas en los bornes de baja tensión, se establecen índices los cuales son:

3.6.1 FMIK (*frecuencia media de interrupción*)

Es el promedio de la cantidad de interrupciones de servicio de la potencia instalada durante el periodo de estudio el cual puede ser mensual o anual.

$$FMIK = \frac{kVA_i}{kVA_T} \quad (3.20)$$

Donde:

kVA_i : kVA nominales fuera de servicio debido a la interrupción i

kVA_T : kVA nominales instalados en el alimentador

3.6.2 TTIK (tiempo total de interrupción)

Representa al promedio de tiempo que la potencia nominal instalada estuvo fuera de servicio durante el periodo de estudio, está expresado en horas

$$TTIK = \frac{\sum_i kVA_i \cdot t_i}{kVA_T} \quad (h) \quad (3.21)$$

Donde

t_i : tiempo de interrupción en horas

3.6.3 Límites

Los valores admitidos en los índices de calidad de servicio técnico para un periodo de evaluación de 12 meses continuos del año calendario tendrán los siguientes límites.

Tabla 3.2. Límites de calidad de servicio técnico FMIK TTIK.

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
<i>FMIK</i>	6.0	7.0	9.5
<i>TTIK</i>	8.0	10.0	16.0

3.7 CONFIABILIDAD DE REDES

3.7.1 Sistema serie

Se considera que dos componentes de un sistema están conectados en serie cuando la falla de uno ocasiona la falla del sistema completo [7]. La probabilidad de que el sistema falle antes del tiempo t en años determinado es la probabilidad conjunta de que solo el elemento falle antes de t , o de que solo el elemento dos falle antes de “ t ” y que ambos elementos fallen antes de t . Como se presenta en la figura 3.7.



Figura 3.7. Confiabilidad en serie

La confiabilidad del sistema es el producto de las confiabilidades individuales de sus componentes y está dada por:

$$R_s = R_{E1} \cdot R_{E2} \cdot R_{E3} \quad (3.22)$$

3.7.2 Sistema paralelo

La configuración de elementos en paralelo se ilustra en la figura 3.8, en términos de confiabilidad cuando un elemento falla no provoca alteraciones en el resto del sistema [7] por el contrario continúa funcionando normalmente y la probabilidad de que el sistema falle antes de t años es la probabilidad conjunta de que el elemento uno falle antes de t , el elemento dos también falle antes y así sucesivamente para cada elemento en paralelo.

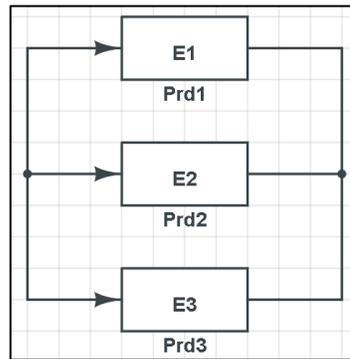


Figura 3.8. Confiabilidad en paralelo

Entonces la confiabilidad de un conjunto de equipos será obtenida por la suma de los productos de las confiabilidades de cada elemento por sus capacidades de producción, dividido por la suma de las capacidades de producción de los mismos elementos conectados en paralelo, si $Q(t)$ es la probabilidad de fallo en un periodo determinado la falla de confiabilidad entonces:

$$Q(t)_s = Q_1(t) \cdot Q_2(t) \cdot Q_3(t) \cdot \dots \cdot Q_n(t) \quad (3.23)$$

Entonces la confiabilidad del sistema será igual a

$$R(t)_s = 1 - Q(t)_s \quad (3.24)$$

3.8 DIAGRAMAS DE PARETO

El diagrama de Pareto representa la regla 80/20 refiriéndose a que la mayoría de las situaciones el 80% de las consecuencias son causadas por el 20% de las acciones o el 80% de los efectos de un

producto se debe al 20% de las causas, por lo que se puede afirmar que, aunque en una causa influyan diversos factores, son pocos los responsables del dicho resultado [8].

Algunas de las ventajas de usar los diagramas de Pareto son:

- El análisis y priorización de problemas.
- Optimizar el esfuerzo y tiempo al centrarse en aspectos cuya mejora tendrá un impacto directo.
- Proporcionar una visión sencilla y completa de los problemas.
- Es posible clasificar gráficamente la información de mayor a menor relevancia con el objetivo de reconocer los problemas más importantes en los que se debería enfocar y solucionarlos.

3.9 TEORÍA DE GRAFOS

Llamada también teoría de gráficas es usada en matemáticas y simulaciones de sistemas, se encarga de estudiar las propiedades de los grafos.

3.9.1 Grafo

Un grafo es un conjunto de elementos llamados vértices unidos por líneas llamadas vértices que permiten representar relaciones binarias entre elementos de un conjunto facilitando el estudio de interrelación entre elementos que actúan con otras [9].

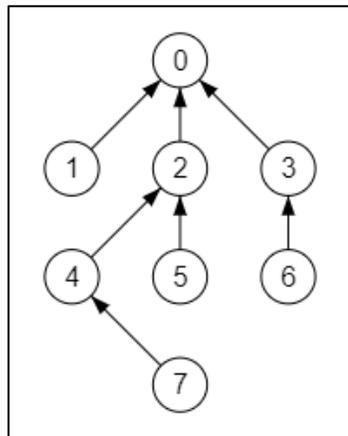


Figura 3.9. Representación de grafos

En la figura 3.9, se aprecia un grafo donde la forma no es un aspecto relevante pues solo importa los vértices a los cuales está unida la arista en un conjunto.

$$G = (V, A) \quad (3. 25)$$

Entonces la matriz para el gráfico sería:

$$V = [1,2,3,4,5,6,7] \text{ y } A = [(0,2), (0,3), (0,1), (3,6), (2,5), (2,4), (4,7)] \quad (3. 26)$$

Con esto se desea asociar a cada vértice “n” de grafo con otro vértice “j” del grafo formando así una arista.

3.9.2 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:** Dos aristas son adyacentes si tienen en común un vértice.
- **Aristas Paralelas:** Dos aristas son paralelas si es que sus dos vértices son los mismos.
- **Aristas Cíclicas:** 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.

3.9.3 Tipos de grafos

- **Grafo simple:** O simplemente grafo es aquel que acepta una sola arista uniendo dos vértices cualesquiera. Esto es equivalente a decir que una arista cualquiera es la única que une dos vértices específicos. Es la definición estándar de un grafo [9].

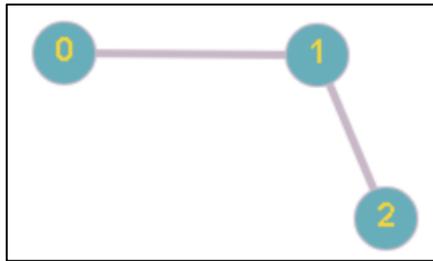


Figura 3.10. Grafo simple

- **Multígrafo:** O pseudografo son grafos que aceptan más de una arista entre dos vértices. Estas aristas se llaman múltiples o lazos. Los grafos simples son una subclase de esta categoría de grafos. También se les llama grafos no-dirigidos.

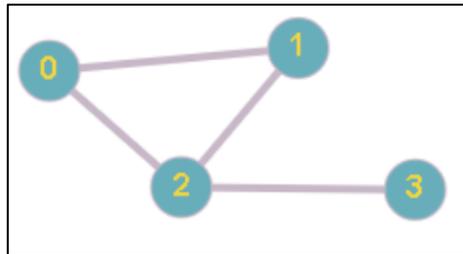


Figura 3.11. Multígrafo

- **Grafo dirigido:** Son grafos en los cuales se ha añadido una orientación a las aristas, representada gráficamente por una flecha.

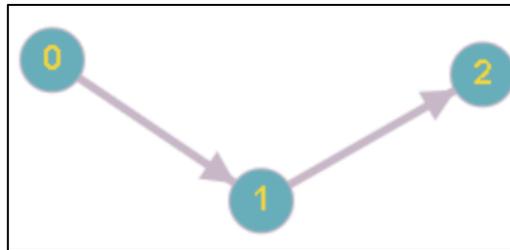


Figura 3.12. Grafo dirigido

- **Grafo tipo árbol:** Un grafo que no tiene ciclos y que todos sus vértices están conectados se lo conoce como árbol si tiene “n” vértices entonces tendrá exactamente n-1 aristas.

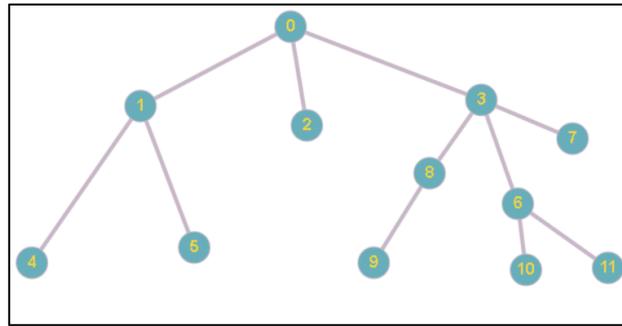


Figura 3.13. Grafo tipo árbol

3.10 FLUJO DE POTENCIA MÉTODO DC

El método de flujo de potencia DC es una simplificación ya que asume valores de 1.0 pu en todos los voltajes de barra del sistema supone que no existen caídas de tensión en cada punto del sistema analizado, es usada habitualmente para cálculos rápidos y confiabilidad por su método no iterativo además de una aproximación a la solución real.

Las potencias en este método se calculan con la siguiente formula

$$P_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{X_{km}} \quad (3.27)$$

Donde

P_{km} : Flujo de potencia en el tramo km

θ_k : Ángulo de voltaje en el nodo k

θ_m : Ángulo de voltaje en el nodo m

X_{km} : Impedancia de la línea km

Los ángulos se determinan mediante la inversa de la matriz de susceptancias multiplicado para la variación de potencias en cada nodo.

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = [B]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Donde;

[B]: Es la matriz jacobiana

Dada la complejidad del análisis de flujos de potencia para sistemas de distribución y el cual será enfocado a una reconfiguración para mejorar índices de confiabilidad el cual será usado para el análisis de sobrecarga en la red a partir de una posible reconexión es necesario usar el método DC.

3.11 SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

La simulación de Montecarlo es un método estadístico. Este es utilizado para resolver problemas matemáticos complejos a través de la generación de variables aleatorias.

Este método parte de la probabilidad, pues plantea conocer la probabilidad de ocurrencia de un evento, que se obtiene realizando el experimento un número suficiente de veces y determinando la variable aleatoria dependiente como una función de densidad de los resultados obtenidos en los “experimentos” realizados [10].

La simulación de Monte Carlo proporciona, con la creación de un modelo, la respuesta de posibles resultados mediante la sustitución de un rango de valores (representados por una distribución de probabilidad) para cualquier factor con incertidumbre. Luego calcula los resultados una y otra vez, cada vez usando un grupo diferente de valores aleatorios de las funciones de probabilidad. Para completar una simulación de Monte Carlo puede ser necesario realizar miles o decenas de miles de recálculos, dependiendo de la cantidad de incertidumbre y de los rangos especificados.

Convergencia

El método de Monte Carlo arroja valores proporcionales al número de muestras o simulaciones generadas para un determinado proceso, por lo que es necesario realizar un análisis estadístico de cada estado simulativo y los resultados que se obtendrán con la finalidad de conocer cuándo se ha obtenido un valor aceptable que se acerque a la realidad y pueda ser utilizado por el analista. Dado que es muy importante conocer el resultado de la convergencia del algoritmo, se aplica la media aritmética para n valores tal como se detalla en la ecuación 3.29.

$$E(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (3.29)$$

Donde:

$E(X)$ = Media aritmética de la iteración i .

n = muestra i

X_i = Suma de los resultados

Cuando se grafica los resultados de n muestras se debe corroborar que los resultados son aproximados a una muestra de valores idénticos e independientemente distribuido, es decir la variación de los resultados y el error serán sumamente pequeños.

Es así que la convergencia del método de Monte Carlo se puede analizar de manera gráfica, resultados vs número de muestras, en función al número de simulaciones se puede determinar si existe o no desviaciones para cada escenario, cabe mencionar que mientras más muestras y simulaciones el resultado será preciso y el nivel de confianza será mayor, debido a que mientras más iteraciones ejecute el programa el nivel de confianza será mayor.

El número de iteraciones en función al nivel de confianza es definido por γ puede ser aproximado mediante una distribución normal, una vez determinado un valor de z relacionado con la desviación estándar σ y e_{max} dada por el valor absoluto de la diferencia entre el promedio de los resultados de la simulación \hat{p}_i y una simulación específica p_i , expresado en la ecuación:

$$Pr(F < z\sigma) = \gamma \quad (3.30)$$

La ecuación 3.29 también se puede expresar mediante la ecuación 3.31

$$e_{max} = z\sigma = z \sqrt{\frac{P_i(1 - p_i)}{N}} \quad (3.31)$$

Donde despejando N resulta la ecuación 3.32, N será la variable que permite encontrar el número de muestras o iteraciones para un nivel de confianza establecido.

$$N = \frac{P_i(1 - p_i)}{e_{max}^2} \left[z \left(1 + \frac{\gamma}{2} \right) \right]^2 \quad (3.32)$$

Donde:

N = Número de muestras

γ = Nivel de confianza

p = Probabilidad de un estado de operación (elementos analizados)

F = Porcentaje de desviación

z = Variable definida para una distribución normal dado por $\Pr(F < z\sigma) = \gamma$

Para un estudio que contenga un nivel de confianza de 90% F quedará definida como 10%, resultado de ello z con una distribución normal es aproximadamente 3.

Una vez establecido el tamaño muestral es posible volver a calcular el error e_{max} mediante la ecuación 3.29, siendo 0.06 para los datos señalados anteriormente.

4. MATERIALES Y MÉTODOS

4.1 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

Con el fin de desarrollar el presente proyecto se detallan a continuación los siguientes métodos:

4.1.1 Método deductivo - inductivo

Permite obtener las ecuaciones para evaluar los índices de confiabilidad de un sistema de distribución con ayuda del método gráfico contenidas en gráficos de prioridades a ser estudiadas con efecto a fallas aleatorias externas e internas a la red y los métodos estadísticos con los cuales se evalúa la confiabilidad con la relación de tasa de falla y tasa de reparación que registran los circuitos.

4.1.2 Método estadístico

Se evalúan los diferentes tipos de fallas e interrupciones de servicio en cada alimentador para determinar la incidencia de interrupción y el tipo de causa que la provoca, obteniendo los resultados en forma cuantitativa para ser analizados con el siguiente método.

4.1.3 Método gráfico

Ayuda a clasificar aspectos en orden de mayor a menor frecuencia de interrupciones producidas en la red de distribución lo que permite asignar un orden de prioridades y mostrar gráficamente la existencia de muchos problemas sin importancia frente a pocos problemas de gran relevancia, de esa manera se facilita el análisis de cada alimentador.

4.1.4 Método simulativo

Para implementar esta simulación con generación de números aleatorios se tiene los siguientes pasos:

1. Determinar las variables aleatorias y sus distribuciones
2. Iterar n veces (entre mayor sea el número de iteraciones menor será el error)
 - Generar números aleatorios
 - Uniforme [0,1]
 - Determinar el valor para el numero aleatorio generado de acuerdo al rango especificado.
3. Calcular la media, desviación estándar o métodos estadísticos comprobables
4. Analizar los resultados

Existe otra opción para trabajar con la simulación de Monte Carlo y es cuando la variable aleatoria no es directamente el resultado de la simulación o se tenga relaciones entre las variables cuando esto pasa los pasos a seguir son los siguientes pasos [10].

- Diseñar el modelo lógico de decisión.
- Especificar distribuciones de probabilidad para las variables aleatorias relevantes.
- Incluir posibles dependencias entre variables.
- Calcular el resultado del modelo según valores de muestreo (iteración) y registrar el resultado.
- Repetir el proceso hasta tener una muestra estadísticamente representativa.
- Calcular media o desviación estándar.
- Analizar los resultados.

Teniendo en cuenta estas dos aproximaciones, se puede decir que existen tres conceptos básicos que se deben de considerar en el momento de aplicar la simulación de Monte Carlo: las variables

aleatorias, las funciones de densidad de probabilidad (FDP) y la manera de interpretar estos resultados mediante el uso de iteraciones.

4.2 MATERIALES E INSTRUMENTOS

4.2.1 Recursos bibliográficos

4.2.1.1 Normativas

Al realizar este estudio, se podrá evaluar el estado actual del alimentador que tenga mayor interrupción, con los resultados obtenidos de la reconfiguración, se podrá emitir criterios apropiados que estén encaminados a reducir el nivel de interrupciones y al mejoramiento del sistema de distribución, cuyos índices deben enmarcarse en lo establecido en la REGULACIÓN Nro. ARCERNNR 002/20.

4.2.1.2 Indicadores de confiabilidad

Con datos históricos es posible calcular las tasas de falla y reparación, disponibilidad e indisponibilidad en un tiempo establecido, con ello es posible aplicar las ecuaciones del punto 3.5 para determinar los índices de confiabilidad de la configuración actual del sistema.

4.2.2 Software

4.2.2.1 Excel

Con esta herramienta se realiza la parte del método estadístico donde se enlistan los diferentes datos brindados por la empresa distribuidora, posteriormente se clasifica la información por alimentador, tipo de fallo, tiempo y fecha de interrupción, por último, se analiza y se calculan los índices de confiabilidad en cada alimentador.

4.2.2.2 Matlab

El paquete informático Matlab es un sistema de álgebra computarizado y ayuda en los procesos de programación para resolver diferentes problemas planteados, en la presente investigación se utiliza la simulación de Monte Carlo, donde se ha considerado el estado de operación UP y falla DOWN, con los resultados obtenidos de la tasa de falla y reparación del alimentador menos confiable, se generan números aleatorios para la disponibilidad e indisponibilidad, en consecuencia, se podrá

determinar los tiempos de falla y tiempos de reparación en cada tramo del alimentador; considerando los puntos de seccionamiento como nodos y cada tramo se comprende entre dos nodos; a cada nodo se le asigna el número de usuarios servidos y potencia instalada; en cambio a los tramos se les asigna la longitud y capacidad máxima de transferencia de potencia.

4.2.2.3 Arcgis

Esta herramienta sirve como instrumento para la extracción de datos por poseer información geográfica SIG al igual que la factibilidad de incorporar los mapas topográficos de la ciudad o del sector que se quiera realizar el diseño de una red eléctrica de distribución, en este caso de estudio se analizó la topología actual de la Subestación Quevedo, haciendo énfasis en el alimentador 6, donde se trazó la nueva ruta.

4.3 ALGORITMO UTILIZADO

En este ítem se describe como se llevará a cabo la herramienta de simulación del presente proyecto de titulación.

Dentro del algoritmo a utilizar se plantea el método simulativo de Monte Carlo el cual, al generar números aleatorios, y consecuentemente tiempos aleatorios de falla de los elementos de la red eléctrica, en este caso se ha considerado el alimentado 6, dado que ha presentado un valor elevado en la tasa de falla con relación al resto, aquí se genera estados de operación cuya evaluación estadística permite determinar los índices de confiabilidad del sistema. También se utilizará de la teoría de grafos que es una herramienta que permite analizar cuantas y cuáles fueron las cargas desconectadas y usuarios afectados antes cada una de las fallas generadas en cada estado de operación.

Las variables de entrada del algoritmo son:

- Topología de la red
- Ubicación de elementos de reconexión (seccionadores).
- 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.
- Tiempo de maniobra de los elementos de reconexión.

El software ejecutará:

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

Los resultados obtenidos son:

- Identificación del tramo que presente un valor elevado en la tasa de indisponibilidad.
- Índices de confiabilidad: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, antes y después de realizar la reconexión.

4.3.1 Desarrollo del algoritmo.

A continuación, se muestra cómo se ejecutará el algoritmo que identifica el tramo que tendrá mayor probabilidad a fallar, y ejecuta el cálculo de los índices de confiabilidad del alimentador 6.

4.3.1.1 Ingreso de datos

La topología de la red será ingresada de tal forma que el software lea y comprenda a cabalidad la red que el usuario desee analizar. En MATLAB la red es ingresada a partir de 2 matrices, que contendrán información de los nodos del sistema y se le llama matriz de salida “s”, y la otra la cual tiene información de las líneas de transmisión del sistema se le llama matriz de llegada “t”. Estas matrices tienen los siguientes datos:

Matriz “s”:

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

Matriz “t”:

- Nodo de salida
- Nodo de llegada

- Cargabilidad (límite térmico)
- Tasa de falla
- Tasa de reparación
- Longitud en kilómetros

4.3.1.2 Funcionamiento:

La herramienta desarrollada incluirá una posible reconfiguración entre nodos locales, esto con la finalidad de disminuir el número de combinaciones posibles entre todos los nodos, evitando distancias muy elevadas ante una posible reconfiguración. Posteriormente se genera otro camino con el cual se abastecen de energía a los consumidores afectados por alguna falla ocurrida en el sistema. Al realizar la reconexión, si no se disminuye el número de interrupciones ni se mejorarán los índices de confiabilidad relacionados a esta variable, el sistema buscara otra reconexión hasta encontrar la óptima.

Por otro lado, si 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, esa nueva ruta será considerada para la reconexión.

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

$$ENS = f_c(P_1 \cdot TR_i + P_2 \cdot T_m) \quad (4.1)$$

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 4.1 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 “ $f_c \cdot P_1 \cdot TR_i$ ”, 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 “ $f_c \cdot P_2 \cdot T_m$ ”.

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:

4.3.1.3 Sobrecarga en las líneas reconectadas

La capacidad de la línea se establecerá en función a la corriente máxima que puede transportar el conductor, por lo tanto, la suma de las potencias netas conectadas a cada nodo no deberá superar la capacidad de la línea de la nueva reconexión. 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:

$$ENS = f_c (P_1 \cdot P_T \cdot TR_i) \quad (4.2)$$

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”

4.3.1.4 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 4.3.

$$TR_i = \frac{-\ln(U)}{\mu} \quad (4.3)$$

Donde:

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]

4.3.1.5 Creación de estados de operación

Una vez ingresada la información en la matriz de salida “s” y llegada “t” para formar los tramos, 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:

$$TTF_i = \frac{-\ln(U)}{\lambda * L} \quad (4.4)$$

Dónde:

U: Número aleatorio generado

λ: tasa de falla del tramo en fallas/año/km

L: Longitud del tramo en km

4.4 Modelo del algoritmo

El algoritmo propuesto busca la ruta que minimice los índices de confiabilidad que se elevan ante una falla en un tramo específico de la red, en primera instancia se usa la ecuación 4.4 y la generación de números aleatorios uniformemente distribuidos que ofrece Matlab, con el fin de encontrar la indisponibilidad más alta de un tramo de red, ya que es el más propenso a fallar. Luego de encontrar este tramo se lo hace fallar y se buscan las posibles reconfiguraciones de los nodos vecinos, es decir óptimos locales, con esto se evita el problema de tramos con longitudes muy extensas a fin de disminuir el uso de memoria del programa elaborado, estas configuraciones se validan usando flujos de potencia DC, no se selecciona aquella reconexión cuya cargabilidad sea mayor al que puede soportar el conductor.

A continuación, se establece las condiciones bajo las que se trabaja para la reconfiguración de un alimentador:

$$Mejor\ reconfiguración = \min_{elemento} \frac{1}{elemento} \times \sum_{i=1}^{n\ element} ENSi(\lambda_i) \quad (4.5)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} Pnconfig_{(i-j)_n} &< Pmax_{i-j} \\ |reconexión_n - reconexión_{n-1}| &> 0 \\ TTR_i &> TR_i \end{aligned} \quad (4.6)$$

Donde:

n element: número de elementos

nconfig: número de reconfiguraciones posibles

Pnconfig_{(i-j)_n}: Potencia que se transfiera al nuevo tramo tras la falla

Pmax_{i-j}: Potencia máxima que puede transmitir el nuevo tramo

Considerando las restricciones se ejecuta nuevamente la simulación de Monte Carlo con la finalidad de establecer escenarios de falla y operación con la línea fallada para cada configuración validada. Es así que, de entre todas las configuraciones válidas, se selecciona como óptima aquella que contenga índices de confiabilidad más bajos.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.

5.1 CONDICIONES ACTUALES

A continuación, se presenta un escenario de las interrupciones registradas en el sistema de distribución de la empresa eléctrica CNEL EP correspondientes a la subestación Quevedo.

5.1.1 Área de servicio y cobertura de CNEL EP Unidad de Negocio Santo Domingo

La Unidad de Negocios, está ubicada en la Provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, entre la Av. Los Tsáchilas & Avenida Clemencia de Mora. Se encuentra conformada por 16 subestaciones con la finalidad de entregar servicio eléctrico de manera continua y permanente a 2'609.818 usuarios, estas son: Quito, Quevedo, Pambiles, La Cadena, Centenario, Colorados del Búa,

Alluriquín, Valle Hermoso, La Concordia, El Carmen, Patricia Pilar, El Rocío, Pedernales, Jama, Sesme y La Palma. En la figura 5.1 se muestra la gráfica de la ubicación de la Subestación Quevedo.



Figura 5.1. Mapa ubicación de la subestación

La subestación está conformada por 7 alimentadores donde existe una barra principal y se derivan a dos barras secundarias con los alimentadores 1,2,3,4,5 (Quevedo trafo #1), ilustrados en la figura 5.2.

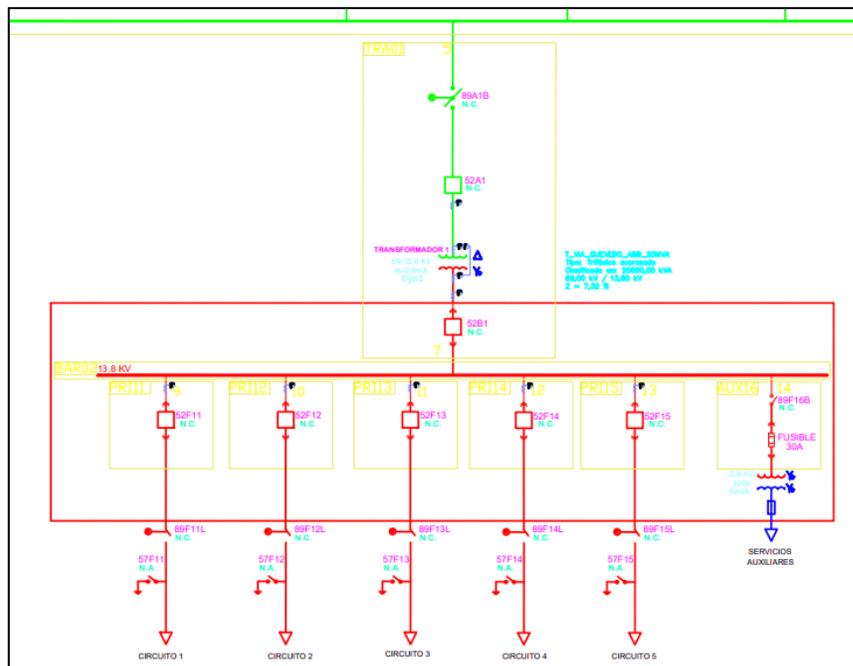


Figura 5.2. Diagrama unifilar circuito 1, 2, 3, 4, 5

Por otra parte, existe una segunda barra secundaria que comprende los alimentadores 6 y 7 (Quevedo trafo #2) de baja y alta densidad consecutivamente son dos de los circuitos más extensos. Tal como se muestra en la figura 5.3.

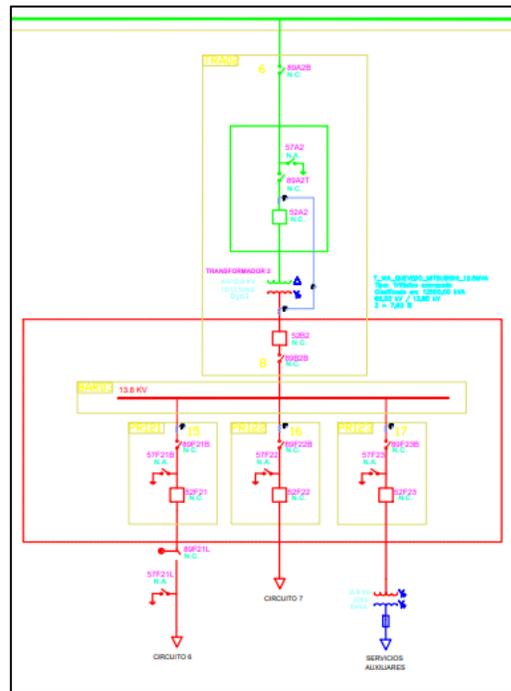


Figura 5.3. Diagrama unifilar circuito 6 y 7

5.1.2 Detalles de la subestación de distribución

En la tabla 5.1 se describe la información de los alimentadores de la S/ Quevedo.

Tabla 5.1. Configuración y tipo de circuito

Alimentador	Tipo	Tipo Actualizado	Kva/km (>50kva/km = Alta Densidad y < 50kVA/km =Baja Densidad)	Configuración
DSDA005 (# 1)	R (Rural)	Baja Densidad	49,01	Radial
DSDA006 (# 2)	U (Urbano)	Alta Densidad	182,40	Radial
DSDA007 (# 3)	U (Urbano)	Alta Densidad	412,62	Radial
DSDA008 (# 4)	U (Urbano)	Alta Densidad	382,13	Radial
DSDA009 (# 5)	R (Rural)	Alta Densidad	250,19	Radial
17QE020T21 (# 6)	U (Urbano)	Baja Densidad	40,45	Radial
17QE020T22 (# 7)	R (Rural)	Alta Densidad	81,90	Radial

Para determinar los índices de confiabilidad que actualmente tiene la subestación se cuenta con datos de cada alimentador como es la longitud de la línea de distribución, el número usuarios servidos o conectados a la red, como se presenta en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Datos de distancia y número de usuarios por alimentador

S/E	Alimentador	Longitud de la línea Km	Número de usuarios	Demanda media (MW)	Potencia (kVA)	Fp.
Quevedo Trafo 1	Circuito 1	358	6078	2,73	17540	0,96
	Circuito 2	9,32	2401	0,49	1700	0,93
	Circuito 3	23,29	6165	1,74	9610	0,99
	Circuito 4	29,44	6239	2,12	11250	0,98
	Circuito 5	38,89	6323	1,75	9730	0,90
Quevedo Trafo 2	Circuito 6	106,03	7993	2,16	13500	0,99
	Circuito 7	333,73	7370	1,36	8720	0,91

5.2 ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES

5.2.1 Análisis de Pareto

Para establecer las causas que tienen más incidencia en los alimentadores, así como en la subestación en general, se clasifica las diferentes causas utilizando el criterio de diagramas de Pareto en la tabla 5.3 se detalla las causas de falla que ocurrieron en todos los alimentadores de la subestación Quevedo de CNEL.

Tabla 5.3. Causas de falla en la S/E Quevedo

Número de causas	Causa de interrupción	Número de interrupciones	Porcentaje
1	Animales en la línea	6	2,05%
2	Choque de vehículos	7	2,40%
3	viento fuerte	2	0,68%
4	Desconocido	126	43,15%
5	Deterioro / mal estado	30	10,27%
6	Climático	47	16,10%
7	Maniobras	3	1,03%
8	Mantenimiento	13	4,45%
9	Objetos en la línea	31	10,62%
10	Sobrecarga	4	1,37%
11	Terceros	4	1,37%
12	Vegetación	19	6,51%

Con los datos descritos se puede visualizar que existen causas de interrupciones que tienen un mayor rango de incidencia siendo las interrupciones por causas desconocidos con 126 la que ocupa

el primer lugar representado el 43,15%, seguido de eventos climáticos con 47 interrupciones lo que representa al 16,10 %, luego objetos en la línea con 31 interrupciones con un porcentaje de 10,62%. Sumando todas las interrupciones se obtiene un total de 292 incidentes en todo el sistema.

Tabla 5.4. Número de fallos por alimentador

alimentador	# de incidentes	porcentaje
alimentador 1	67	22,95%
alimentador 2	3	1,03%
alimentador 3	16	5,48%
alimentador 4	17	5,82%
alimentador 5	35	11,98%
alimentador 6	114	39,04%
alimentador 7	40	13,70%

Además, en la tabla 5.4 se presenta el número de fallos que ha ocurrido en cada alimentador para realizar un análisis de Pareto y determinar cuál de todos los alimentadores se analizará para una posterior reconfiguración.

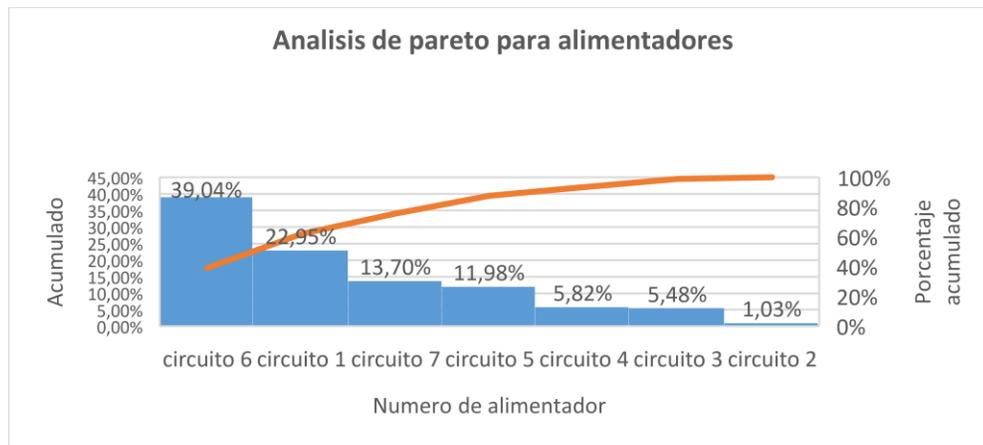


Figura 5.4. Análisis de Pareto de los alimentadores

De acuerdo al análisis de Pareto se puede decir que el alimentador 6 es el que más interrupciones presenta seguido del alimentador 1 y 7 como se muestra e la figura 5.4, con una tendencia a incrementar, con este análisis se pretende determinar que alimentador será puestos a consideración para la reconfiguración con la finalidad de mejorar los índices de confiabilidad, con esto se detalla los tipos de fallas en los alimentadores que presentaron mayor número de fallas.

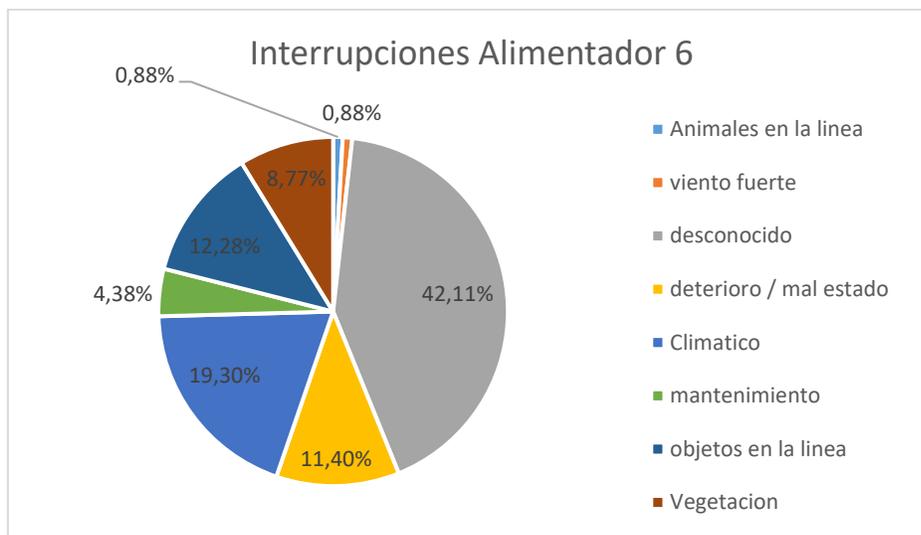


Figura 5.5. Tipo de interrupciones en el alimentador 6

Las interrupciones en el alimentador 6 con más incidentes tiene el 42,11% por causas desconocidas, seguido del 19,30% por condiciones climáticas ya sean por lluvias o descargas atmosféricas, el 12,28% representado por objetos en la línea como cometas, basura y otros elementos que pueden ocasionar una interrupción, otro factor a tomar en cuenta es que es el alimentador que presenta más fallas por mal estado o deterioro de los diferentes elementos que conforman las líneas de distribución.

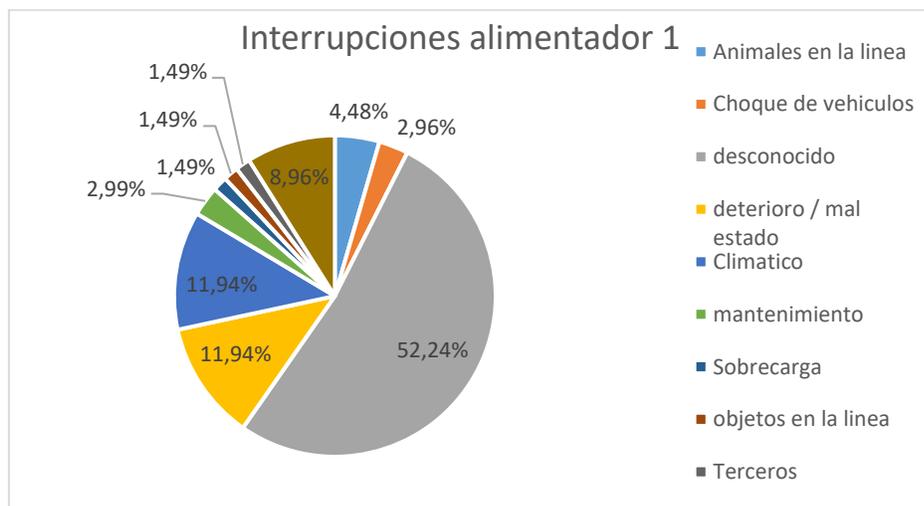


Figura 5.6 Tipo de interrupciones en el alimentador 1

Como se puede apreciar en la tabla 5.4 el alimentador 1 es el segundo con más fallos donde el 52,24% son causas desconocidas, seguido del 11,94% de interrupciones por condiciones

climáticas, 11.94% por deterioro o mal estado de los elementos. además, otro tipo de interrupción a considerarse es la vegetación con un 8,96% representando un mayor porcentaje a diferencia del resto de alimentadores.

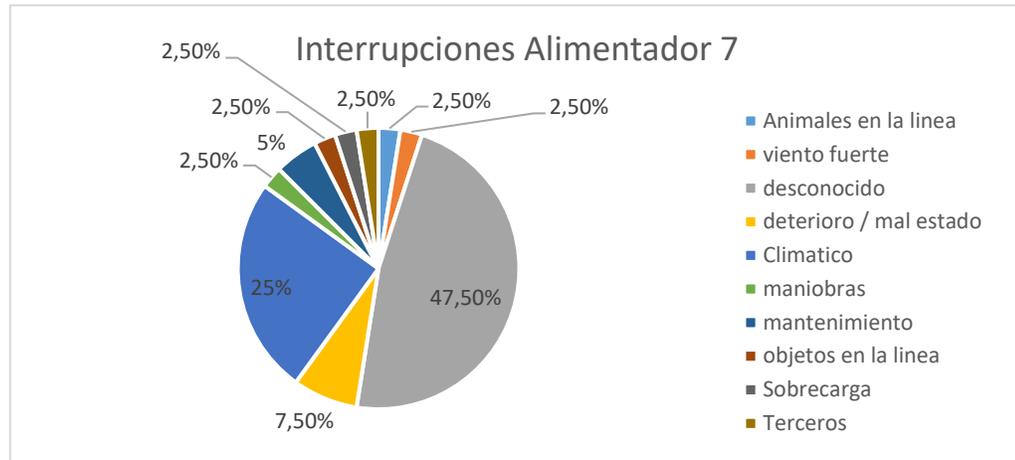


Figura 5.6. Tipo de interrupciones en el alimentado 7

El alimentador 7 presenta 40 interrupciones de las cuales 47,5 % son causas desconocidas, el 25% por causa de estados climáticos como lluvia y descargas atmosféricas, así mismo el deterioro o mal estado de los elementos siendo poco relevante con un 7,50%.

5.2.2 Análisis de datos de los circuitos primarios

Después de realizar la clasificación de los históricos de fallas pertenecientes a los alimentadores de la Subestación Quevedo del periodo 2018, 2019 y 2020, se ha obtenido el total de fallas no programadas que ha presenciado cada uno de los alimentadores, siendo el alimentador 6 el que más fallas a presenciado en este periodo de análisis, como se puede apreciar en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Fallas en los alimentadores S/E Quevedo

Nombre del alimentador	Total de fallas no programadas	Tiempo de fallas (h)	Carga que sale (MW)	Total de usuarios servidos
Circuito 1	67	607,513	16,0708	6078
Circuito 2	3	4,016	0,425	2401
Circuito 3	16	18,8	5,2628	6165
Circuito 4	17	20,65	8,823	6239
Circuito 5	35	41,316	12,3099	6323
Circuito 6	114	215,016	32,6956	4329
Circuito 7	40	49,45	14,4625	7370

Con esta clasificación, se calcula la tasa de falla en cada alimentador dónde se puede evidenciar en la tabla 5.6 que el circuito 6 presenta el valor más elevado con respecto a los demás, convirtiéndose en el más propenso a experimentar una falla. El circuito 5 presenta una tasa de reparación más elevada, por lo que se puede afirmar que es el alimentador donde se han efectuado el mayor número de reparaciones.

Tabla 5.6. Disponibilidad e indisponibilidad en los alimentadores de la S/E Quevedo

Nombre del alimentador	λ (f /año)	μ (r/año)	MTTF (h)	MTTR (h)	MTBF	(A)	(U)
Circuito 1	0,00261	0,11029	383,17145	9,06736	392,23881	0,97688	0,02312
Circuito 2	0,00011	0,74701	8758,66133	1,33867	8760,00000	0,99985	0,00015
Circuito 3	0,00061	0,85106	1641,32500	1,17500	1642,50000	0,99928	0,00072
Circuito 4	0,00065	0,82324	1544,66765	1,21471	1545,88235	0,99921	0,00079
Circuito 5	0,00133	0,84713	749,67669	1,18046	750,85714	0,99843	0,00157
Circuito 6	0,00437	0,53019	228,64021	1,88611	230,52632	0,99182	0,00818
Circuito 7	0,00152	0,80890	655,76375	1,23625	657,00000	0,99812	0,00188

5.2.3 Índices de calidad de servicio técnico

Al determinar el índice FMIK se puede obtener apreciar que el alimentador 6 tiene el índice más elevado de 2,42 lo cual indica que es el que mayor frecuencia de interrupciones de suministro presenta en el año, seguido del alimentador 7 con 1,66 de frecuencia de interrupción.

Al determinar el índice TTIK se observa que el circuito 6 presenta un tiempo total de interrupción de 4,06, seguido del circuito 1 con 2,69 que, aunque presentó menor número de fallas su tiempo de restablecimiento fue mayor.

Tabla 5.7. Índices FMIK y TTIK de la subestación

	FMIK	TTIK
Circuito 1	0,92	2,69
Circuito 2	0,25	0,34
Circuito 3	0,55	0,73
Circuito 4	0,78	0,54
Circuito 5	1,27	1,10
Circuito 6	2,42	4,06
Circuito 7	1,66	1,45

5.2.4 Índices de confiabilidad referidos al consumidor no servido en los alimentadores de la S/E Quevedo

5.2.4.1 SAIFI

De los datos obtenidos en la tabla 5.8, se puede apreciar que el circuito 6 presenta una tendencia de disminución en cuanto al número de interrupciones que experimentan los clientes con relación al número total de consumidores servidos a lo largo de un año, en el año 2019 se observa un notable incremento del índice, pero en el 2020 disminuye notablemente, esto gracias a que se implementó el alimentador 7 y para este año tomó carga del alimentado 1 y 6. También se aprecia que el alimentador 2 presenta un mínimo valor en cuanto al número de interrupciones, por lo que se puede afirmar que es el alimentador más confiable que tiene la subestación. En la figura 5.8 se puede apreciar la tendencia de disminución en cuanto al índice SAIFI en el alimentado 6.

Tabla 5.8. Índice SAIFI

Nombre del alimentador	SAIFI (h/año)		
	2018	2019	2020
Circuito 1	0,0075	0,0083	0,0042
Circuito 2	0,0000	0,0000	0,0001
Circuito 3	0,0017	0,0017	0,0003
Circuito 4	0,0016	0,0007	0,0003
Circuito 5	0,0042	0,0003	0,0033
Circuito 6	0,0260	0,0770	0,0103
Circuito 7	0	0	0,0045

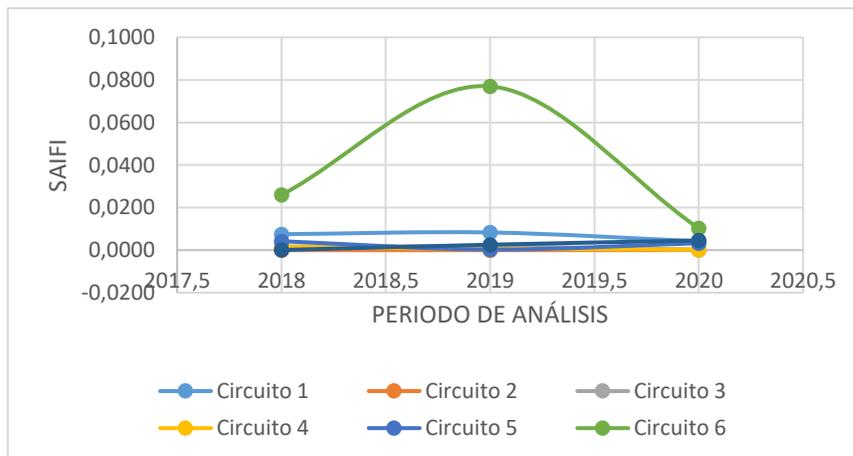


Figura 5.1. Representación del índice SAIFI S/E Quevedo

5.2.4.2 SAIDI

Los datos obtenidos en la tabla 5.9 se pueden apreciar en la gráfica 5.9 que el circuito 6 presenta una tendencia de disminución en cuanto a las horas de interrupción que experimentarán los clientes en el transcurso de un año, ya que en el 2019 se aprecia el incremento de este índice, pero en el 2020 disminuye notablemente debido a la implementación del circuito 7, el mismo que tomó parte de la carga del circuito 1 y 6. Razón por la cual la empresa eléctrica ha podido disminuir el índice SAIDI notablemente en los circuitos 1 y 6.

Tabla 5.9. Índice SAIDI

Nombre del alimentador	SAIDI (h/año)		
	2018	2019	2020
Circuito 1	0,0663	0,0736	0,0370
Circuito 2	0,0000	0,0000	0,0001
Circuito 3	0,0003	0,0007	0,0004
Circuito 4	0,0019	0,0008	0,0004
Circuito 5	0,0050	0,0003	0,0039
Circuito 6	0,0503	0,1440	0,0192
Circuito 7	0	0	0,0056

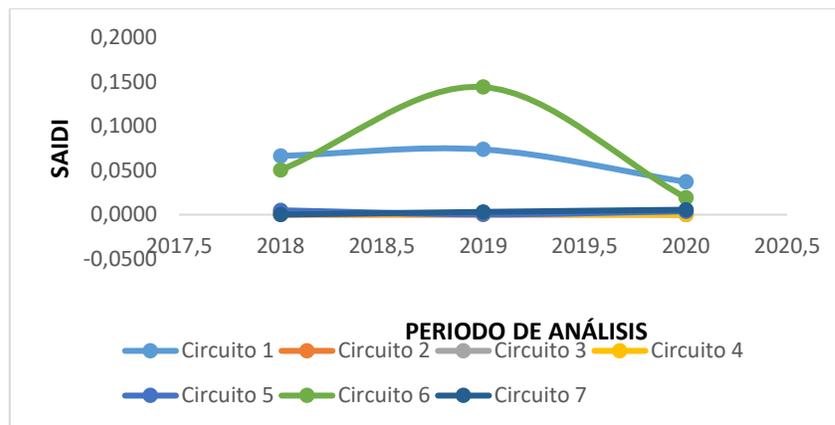


Figura 5.2. Representación del índice SAIDI S/E Quevedo

5.2.4.3 CAIDI

De los datos obtenidos en la tabla 5.10 se pueden observar en la gráfica 5.10 que en el circuito 1 incrementa notablemente la duración promedio de las interrupciones que experimentan los consumidores a lo largo del periodo de análisis. Este índice es posible mejorar reduciendo la

duración de las interrupciones, pues, aunque presente un número menor de interrupciones su tiempo de restablecimiento es mayor lo que provoca el incremento de dicho índice, además se aprecia que el circuito 2 tiene el valor más bajo para la duración promedio de las interrupciones.

Tabla 5.10. Índice CAIDI

Nombre del alimentador	CAIDI (h/año)		
	2018	2019	2020
Circuito 1	8,8577	8,8577	8,8577
Circuito 2	0,0000	0,0000	1,3455
Circuito 3	0,1761	0,4297	1,5499
Circuito 4	1,2138	1,2138	0,0002
Circuito 5	1,1786	1,1786	1,1786
Circuito 6	1,9389	1,8707	1,8707
Circuito 7	0	0	1,2339

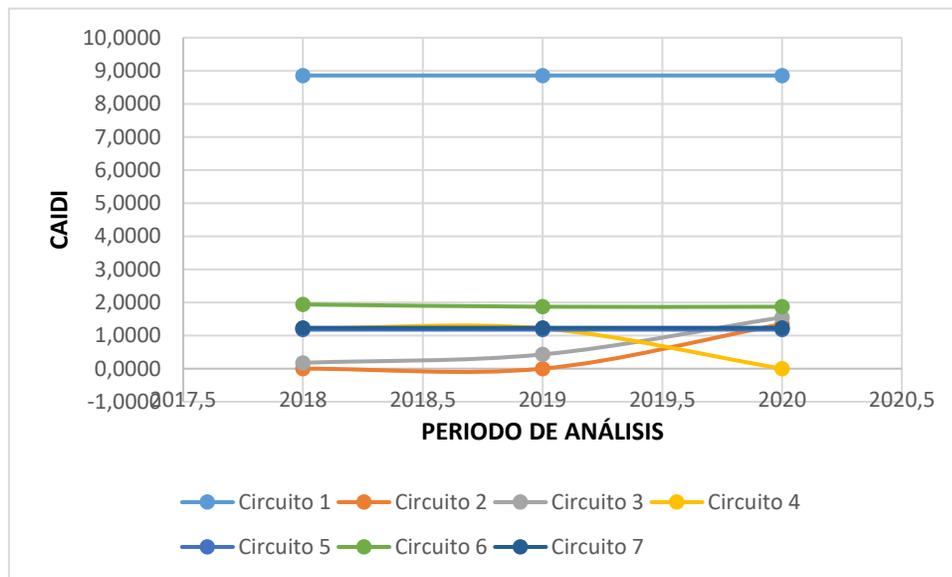


Figura 5.3. Representación del índice CAIDI S/E Quevedo

5.2.4.4 ASAI

Los datos obtenidos en la tabla 5.11 se puede apreciar que el circuito 2 tiene el valor más elevado del índice medio de disponibilidad en el sistema, por lo que se puede afirmar que este alimentador refleja un nivel más alto de confiabilidad en el sistema con respecto a los demás circuitos, al contrario del circuito 6 y 7 que presentan valores menores en cuanto al índice de indisponibilidad. Por lo que se puede mencionar que mientras más elevado es el índice ASAI, el elemento representa

una mayor confiabilidad donde su máximo valor puede ser 1 y su mínimo valor puede ser 0, tal como se pueden apreciar en la gráfica 5.11

Tabla 5.11. Índice ASAI

Nombre del alimentador	ASAI (%)		
	2018	2019	2020
Circuito 1	0,99999243	0,99999160	0,99999577
Circuito 2	1,00000000	1,00000000	0,99999999
Circuito 3	0,99999997	0,99999991	0,99999995
Circuito 4	0,99999978	0,99999991	0,99999996
Circuito 5	0,99999943	0,99999272	0,99999956
Circuito 6	0,99999425	0,99998356	0,99999781
Circuito 7	0	0	0,99999307

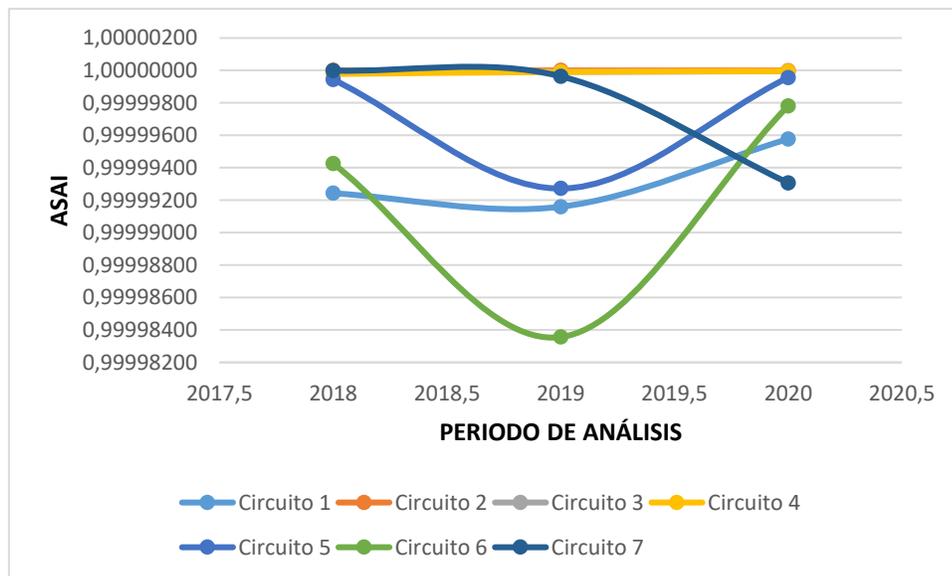


Figura 5.4. Representación del índice ASAI S/E Quevedo

5.2.4.5 ASUI

Los datos obtenidos en la tabla 5.12 se pueden observar que en el circuito 2 tiene el índice medio de indisponibilidad más bajo del sistema, por lo que se puede afirmar que el alimentador 2 refleja un nivel más alto de confiabilidad en el sistema con respecto a los demás. Al contrario del índice

ASAI un buen indicador par este índice es el valor que se acerque más a cero, tal como se representa en la gráfica 5.12

Tabla 5.12. Índice ASUI

Nombre del alimentador	ASUI (%)		
	2018	2019	2020
Circuito 1	0,00000757	0,00000840	0,00000423
Circuito 2	0,00000000	0,00000000	0,00000001
Circuito 3	0,00000003	0,00000009	0,00000005
Circuito 4	0,00000022	0,00000009	0,00000004
Circuito 5	0,00000057	0,00000728	0,00000044
Circuito 6	0,00000575	0,00001644	0,00000219
Circuito 7	0,00000001	0,00000036	0,00000693



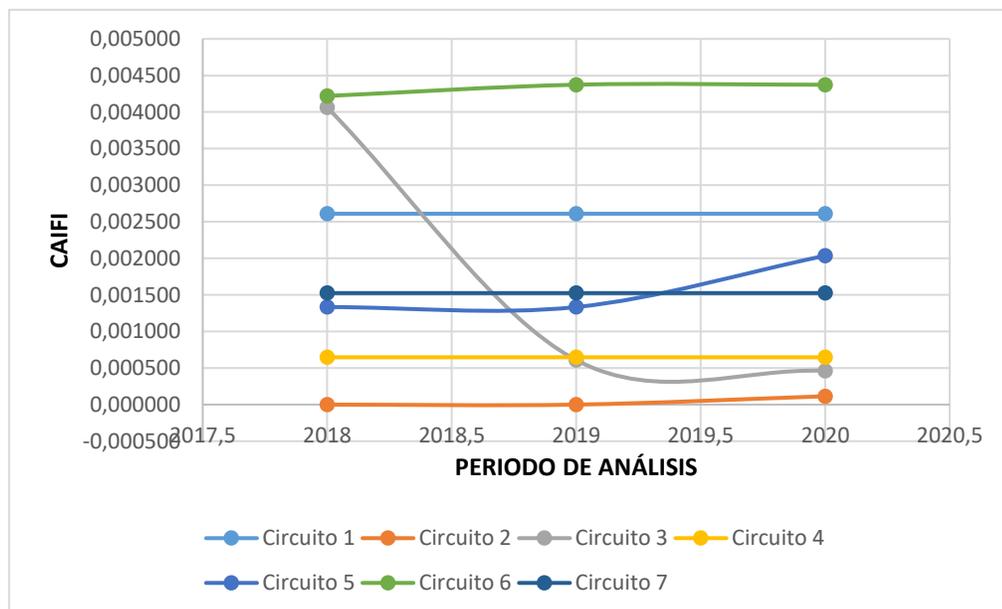
Figura 5.5. Representación del índice ASUI S/E Quevedo

5.2.4.6 CAIFI

Los datos obtenidos en la tabla 5.13 se pueden observar que el circuito 6 tiene mayor frecuencia de interrupción por consumidor afectado, además en la gráfica 5.13 se aprecia que el circuito 6 tiene un valor elevado y es contante en todos los años.

Tabla 5.13. Índice CAIFI

Nombre del alimentador	CAIFI		
	2018	2019	2020
Circuito 1	0,002610	0,002610	0,002610
Circuito 2	0,000000	0,000000	0,000114
Circuito 3	0,004062	0,000609	0,000462
Circuito 4	0,000647	0,000647	0,000647
Circuito 5	0,001334	0,001334	0,002035
Circuito 6	0,004220	0,004374	0,004374
Circuito 7	0	0	0,001525

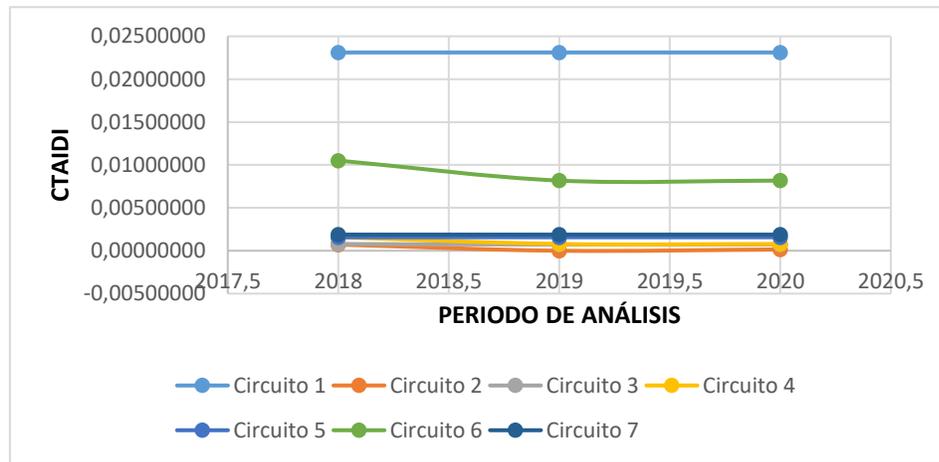
**Figura 5.6.** Representación del índice CAIFI S/E Quevedo

5.2.4.7 CTAIDI

De los datos presentados en la tabla 5.14. Se pueden observar que el circuito 1 presenta el valor más elevado del CTAIDI, lo que quiere decir que es el alimentador donde los clientes experimentan por mayor tiempo una interrupción. Es así que se puede considerar que aunque un elemento no presente muchas fallas su duración de interrupciones puede ser mayor con respecto al resto de elementos, esto puede suceder por varios factores como puede ser; disponibilidad del personal de la empresa al momento de ocurrir una falla, por lo que una disminución en el número de fallas no representa una mejora o disminución del índice CTAIDI, lo que claramente se puede apreciar en la gráfica 5.13.

Tabla 5.14. Índice CTAIDI

Nombre del alimentador	CTAIDI		
	2018	2019	2020
Circuito 1	0,02311693	0,02311693	0,02311693
Circuito 2	0,00071537	0,00000000	0,00015282
Circuito 3	0,00078577	0,00071537	0,00071537
Circuito 4	0,00157215	0,00078577	0,00078577
Circuito 5	0,00157215	0,00157215	0,00157215
Circuito 6	0,01050950	0,00818174	0,00818262
Circuito 7	0	0	0,00188166

**Figura 5.7.** Representación del índice CTAIDI S/E Quevedo

En la tabla 5.15 se presenta el cálculo de la probabilidad de falla y probabilidad de operación de cada alimentador perteneciente a la S/E, considerando como tiempo de análisis 5 años, o, donde se puede apreciar que el circuito 2 tiene la probabilidad más baja de fallar, mientras que el circuito 6 presenta la probabilidad más alta de fallar, reflejando su alto valor de tasa de falla.

Tabla 5.15. Probabilidad de operación y falla

	$R(t)$	$Q(t)$	Tiempo (años)
Circuito 1	0,98703578	0,01296422	5
Circuito 2	0,999429299	0,0005707	5
Circuito 3	0,996958316	0,00304168	5
Circuito 4	0,996768291	0,00323171	5
Circuito 5	0,99335265	0,00664735	5
Circuito 6	0,978368961	0,02163104	5
Circuito 7	0,992404297	0,0075957	5

5.2.4.8 ENS

En la figura 5.15 se observa como el circuito 1 tiende a incrementar su valor de energía no suministrada, mientras que en el circuito 6 el valor tiende a disminuir,

Tabla 5.16. Valores de energía no suministrada

	kVA 2018	kVA 2019	kVA 2020
Circuito 1	130530,450	172464,046	241595,112
Circuito 2	-	1342,162	618,176
Circuito 3	12472,906	8702,108	16534,006
Circuito 4	7793,786	13753,864	22147,107
Circuito 5	15113,901	38267,289	19206,788
Circuito 6	125457,911	105233,231	31288,770
Circuito 7	0	0	20514,065

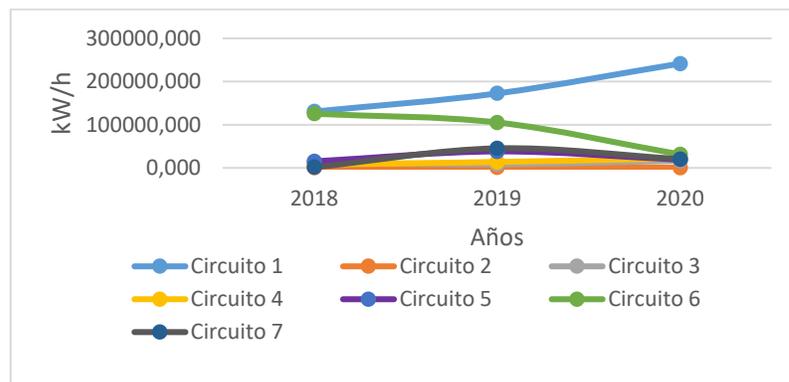


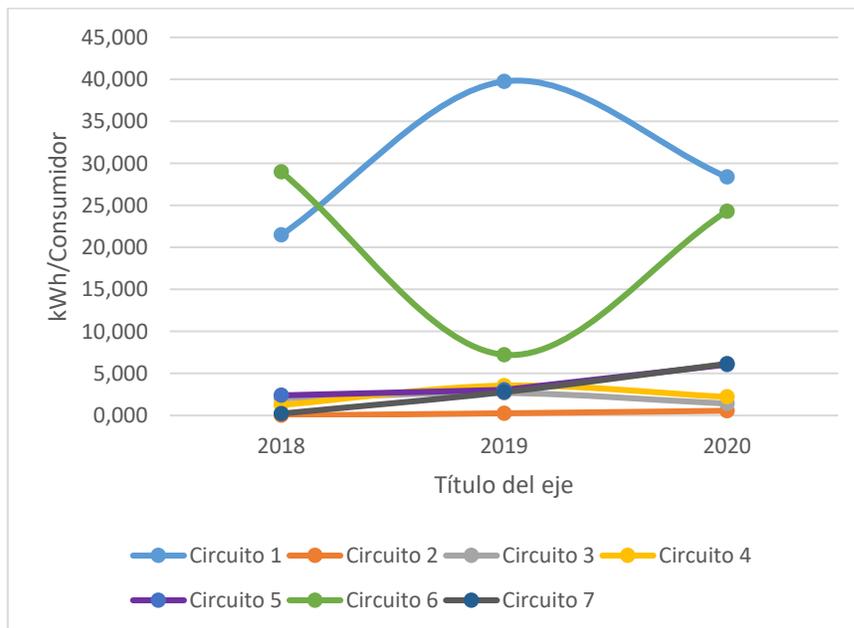
Figura 5.1. Representación del índice ENS S/E Quevedo

5.2.4.9 AENS

Al tratarse de la energía media no suministrada por consumidor en el circuito 1 existe una disminución en el año 2019 pero se observa un incremento notable, para el año 2020 el valor de la energía media disminuye notablemente, esto se debe gracias a la implementación del circuito 7 al sistema, ya que se este tomó parte de la carga del circuito 1 y 6, por esta razón en el circuito 1 también es notable que el índice AENS empieza a decrecer en el año 2020. Tal como se muestra en la figura 5.17.

Tabla 5.17. Valores de energía media no suministrada

	2018	2019	2020
Circuito 1	21,476	39,749	28,375
Circuito 2	0,000	0,257	0,559
Circuito 3	2,023	2,682	1,412
Circuito 4	1,249	3,550	2,204
Circuito 5	2,390	3,038	6,052
Circuito 6	28,981	7,228	24,309
Circuito 7	0	0	6,146

**Figura 5.2.** Representación del índice AENS S/E Quevedo

5.3 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO

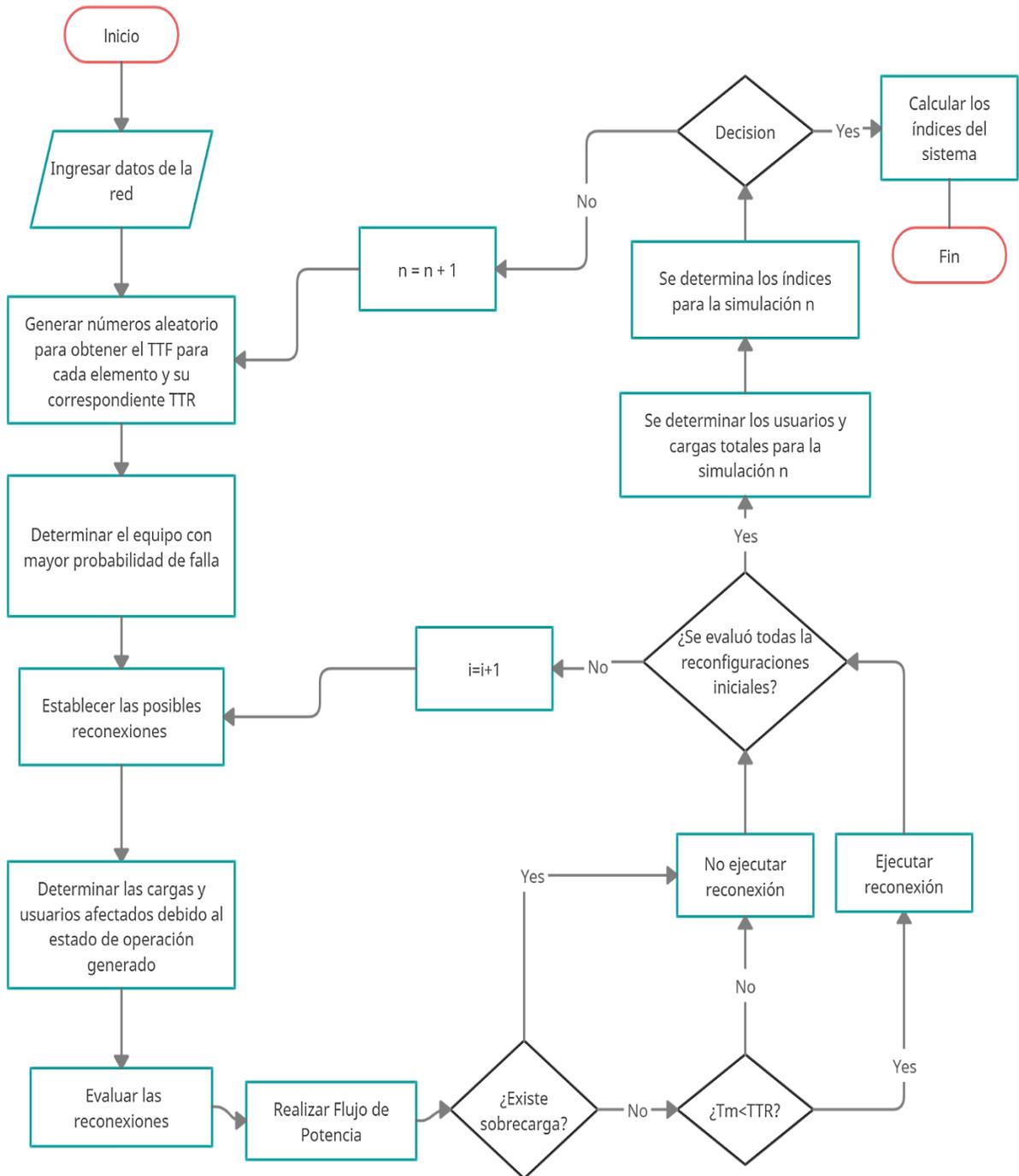


Figura 5.18 Diagrama de flujo para el algoritmo

5.4 PROCESO

Se cargó la base de datos de la subestación Quevedo en el Software Cymdist, donde se consideró la topología y datos técnicos del circuito 6, tal como se muestra en a la imagen 5.18.

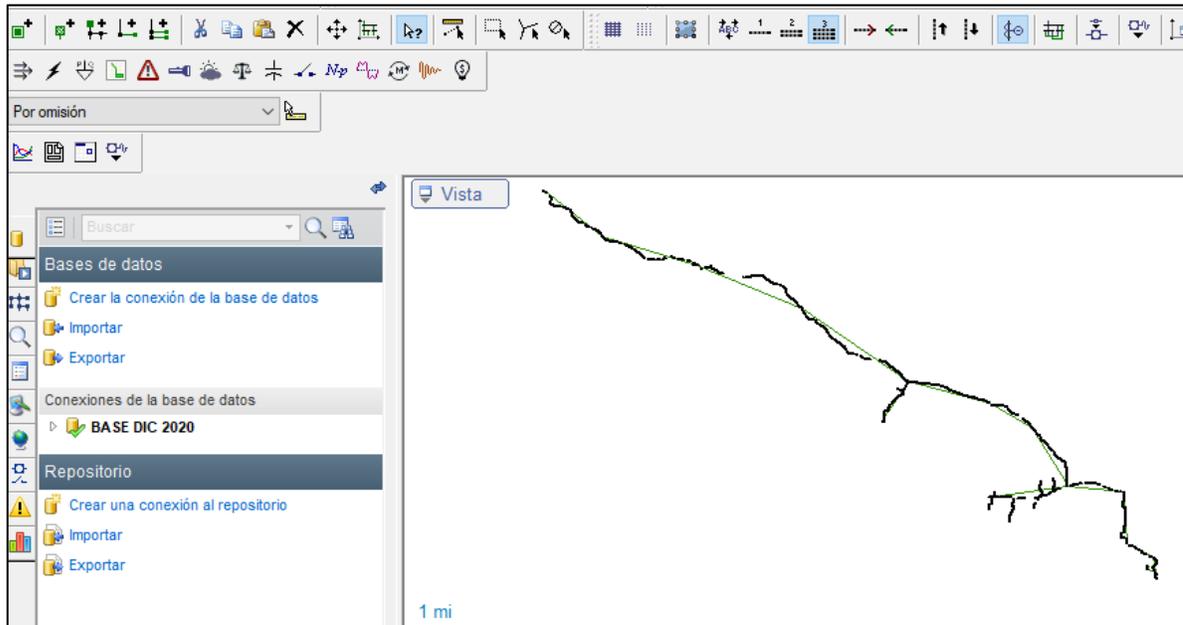


Figura 5.19 Topología del alimentador 6, perteneciente a la S/e Quevedo

Se corrió un flujo de potencia para obtener la información necesaria para la programación en MATLAB:

- Topología de la red
- Ubicación de elementos de reconexión (seccionadores).
- Cargabilidad de las líneas de distribución.
- Longitud de los tramos de las líneas de distribución.
- Carga neta conectada a cada nodo de la red
- Número de consumidores por nodo.
- Capacidad máxima de corriente del conductor
- Calibre del conductor

Tal como se observa en la tabla 5.18

La nueva ruta del circuito 6 quedó definida por 25 nodos y 24 tramos, considerando los puntos de seccionamiento como nodos, cada tramo se comprende entre dos nodos; a cada nodo se le asigna el número de usuarios servidos y potencia instalada; en cambio a los tramos se les asigna la longitud y capacidad máxima de transferencia de potencia.

5.4.1 Ordenamiento nodal

Para facilitar la aplicación del algoritmo se realiza el ordenamiento nodal en el Software MATLAB, ingresando la matriz “s” identificada como nodo de salida y la matriz “t” como matriz de llegada, de la siguiente manera:

Una vez ingresados los valores de la Matriz de salida “s” y matriz de llegada “t” en el software MATLAB, valores que pertenecen al alimentador 6 presentados en la tabla 5.18. Utilizando la teoría de grafos, el grafo queda representado tal como se observa en la figura 5.20.

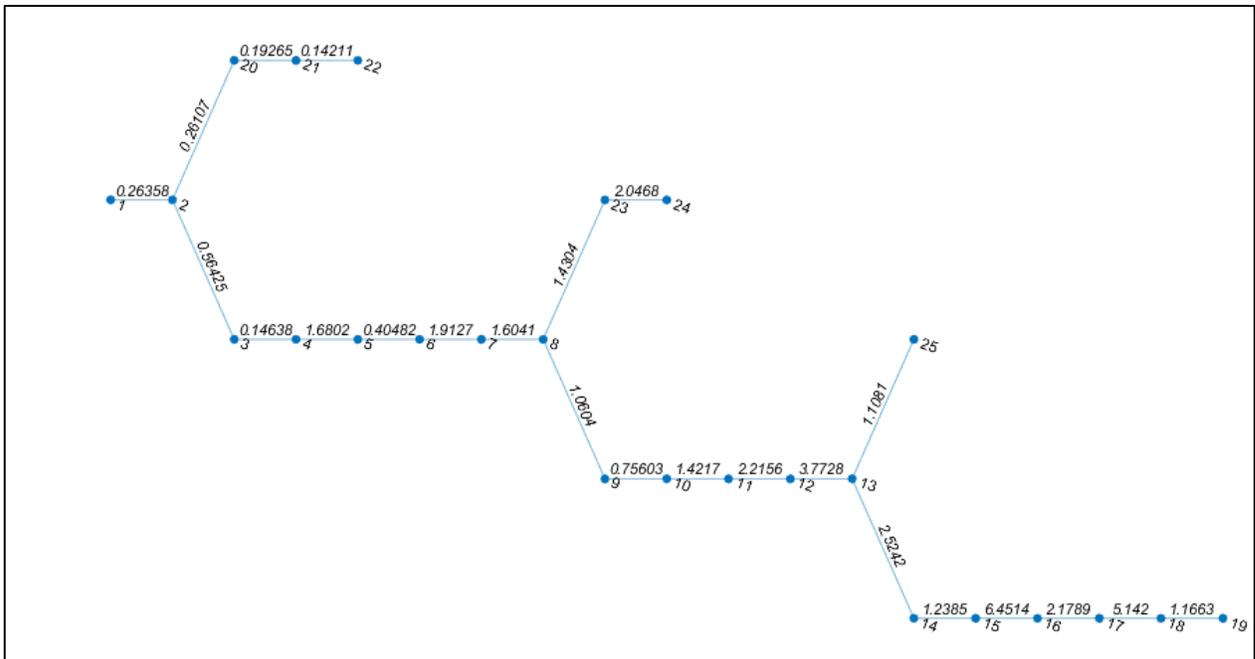


Figura 5.20 Ordenamiento nodal de circuito 6. Software Matlab

La red del circuito 6 mostrada en la figura 5.19, del programa de Cymdits se puede apreciar que es distinta a la figura 5.20, de Matlab, dado que la teoría de grafos no considera la disposición topológica del alimentador, únicamente interpreta como están dispuestos los nodos con los tramos.

Una vez que se ejecuta el algoritmo, y tomando en cuenta cada una de las restricciones ingresadas en el mismo, representadas por la ecuación 4.2 existencia de sobrecarga, 4.3 tiempo de maniobra y 4.4 creación de estados de operación. Se obtiene el siguiente resultado presentado en 5.21.

Donde se aprecia que la línea 8-9 a presentado un valor de indisponibilidad más elevado, por lo que es seleccionado por el algoritmo para analizar el trazado de nuevas rutas con nodos vecinos de dicho tramo.

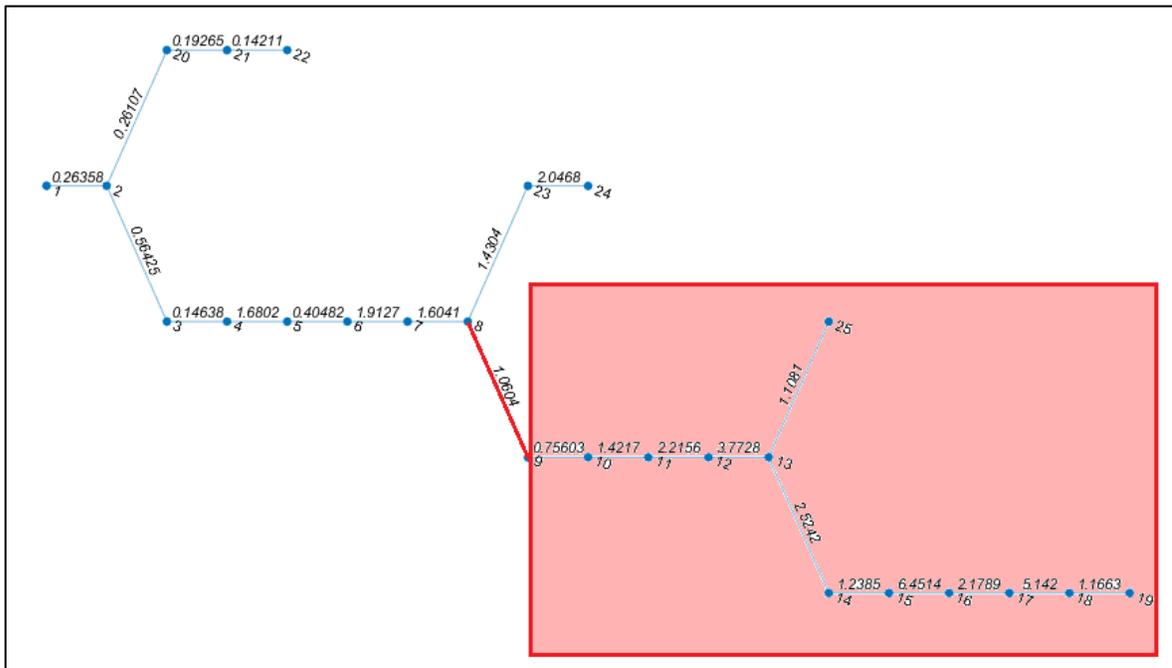


Figura 5.21 Estados de operación generados

Se aprecia que a partir de una falla en el tramo 8 - 9, se descontarán los usuarios y potencias conectadas pertenecientes a los nodos que se ha resaltado con rojo; 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 y 25, lo que equivale a 3962 usuarios desconectados, por lo que este tramo será considerado para sus posibles reconexiones.

5.4.2 Evaluación de la reconexión

El algoritmo desarrollado, ejecuta una posible reconfiguración entre nodos locales, mismo que genera una ruta alterna, donde se puede emplear un interruptor de enlace N.A, para ejecutar la maniobra de reconexión.

Las posibles reconexiones que se presentan en las figuras 5.22, 5.23 y 5.24 son aquellas que determina el Software considerando las restricciones ya mencionadas, en estos tramos se calculará los índices de confiabilidad con el método de Monte Carlo, y de ellos se seleccionará el tramo que tenga indicadores de confiabilidad más pequeños.

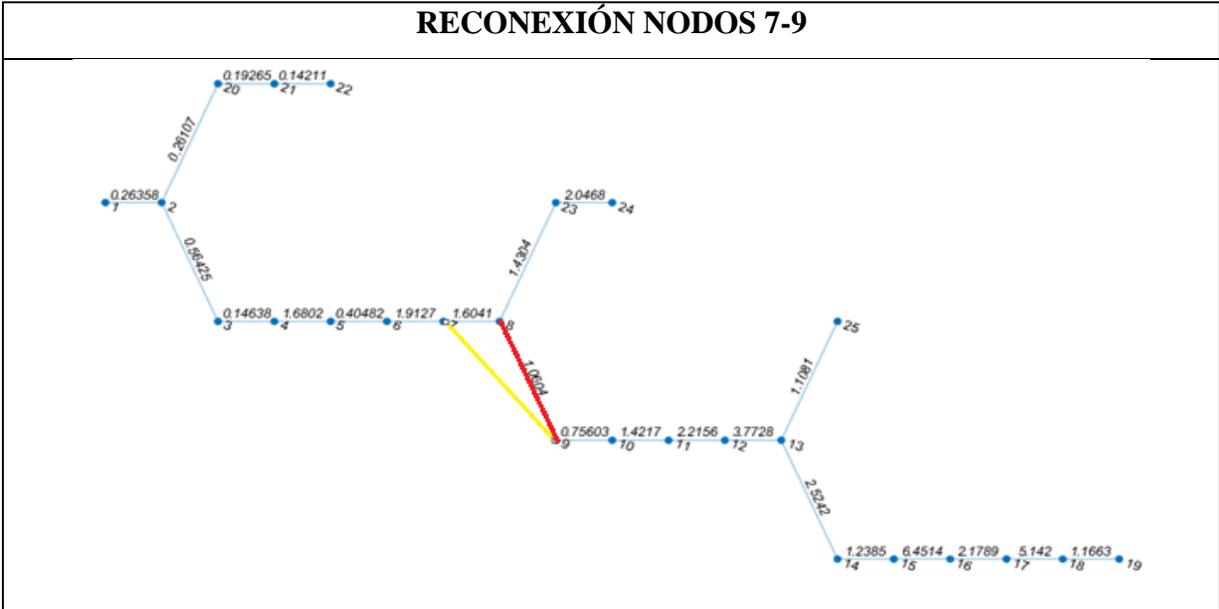


Figura 5.22 Reconexión entre nodos 7 y 9

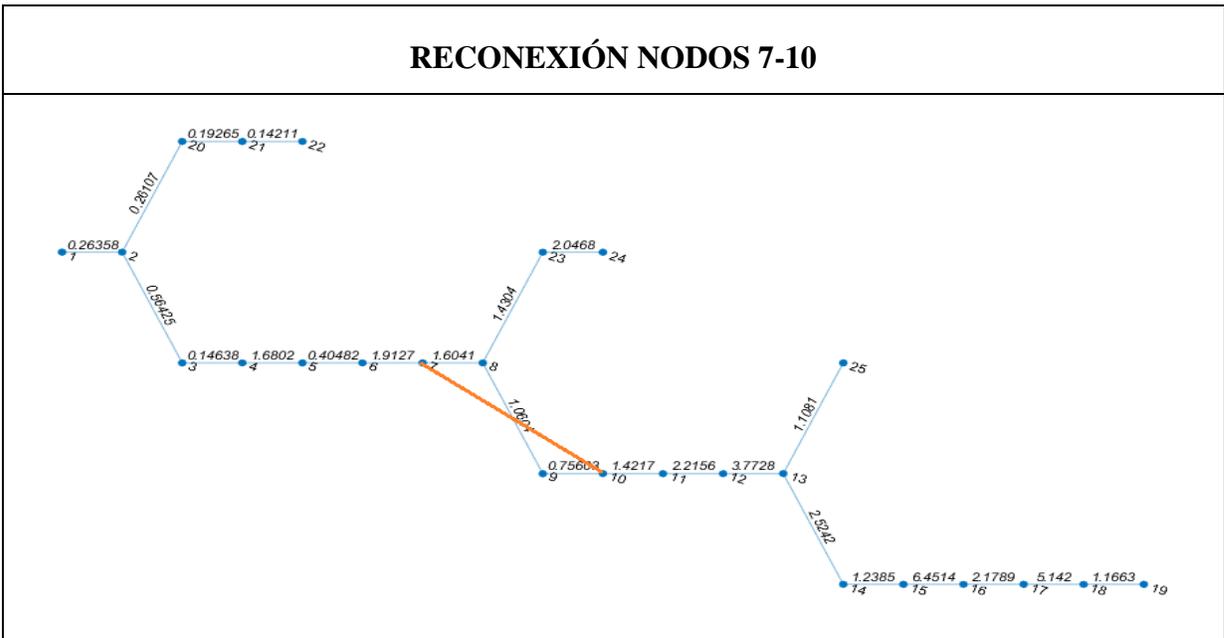


Figura 5.23 Reconexión entre nodos 7 y 10

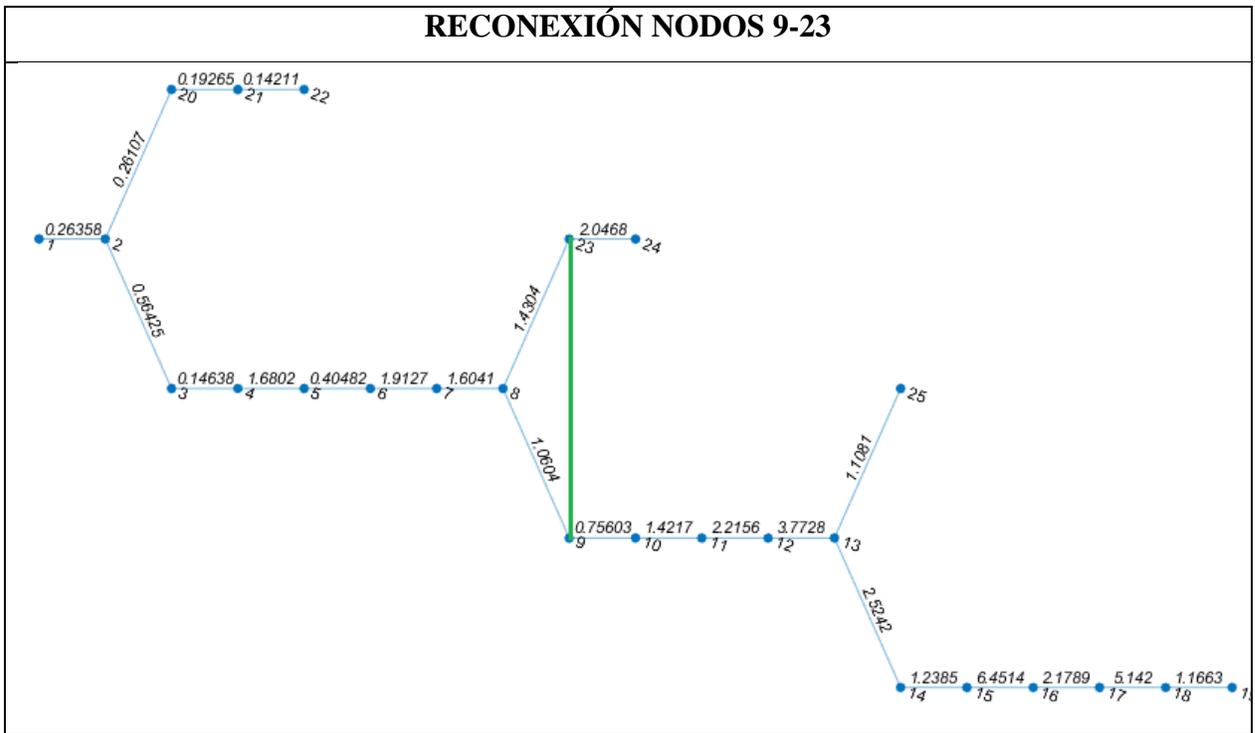


Figura 5.24 Reconexión entre nodos 9-23

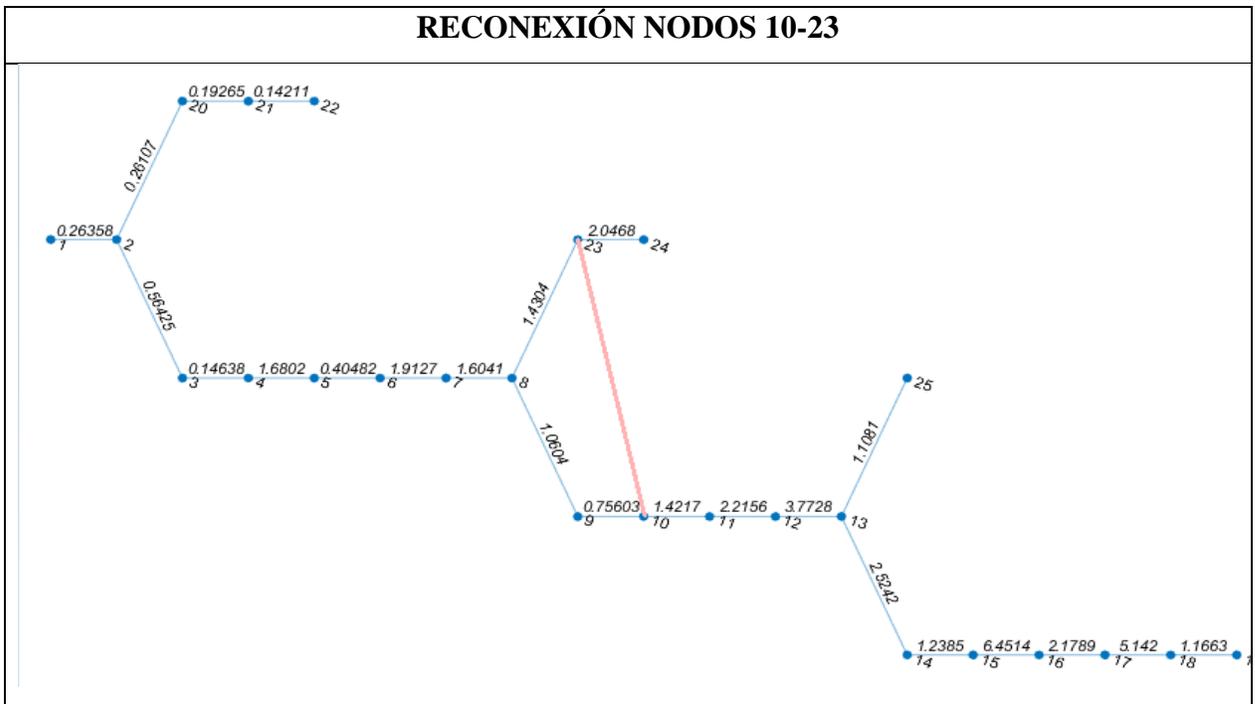


Figura 5.25 Reconexión entre nodos 10-23

5.4.3 Selección de la ruta óptima

Después que el algoritmo ejecuta una comparación de los indicadores de la confiabilidad entre cada combinación posible, se ha establecido que la ruta que mejores indicadores presenta es el tramo 7-9 dichos valores se muestran a continuación.

Tabla 5.19. Resultados de la ruta óptima, perteneciente al tramo 7-9

Índices	línea en falla	Línea con reconfiguración
A	9.978901e-01	9.977955e-01
U	2.109903e-03	2.204545e-03
SAIFI	9.187169e+00	2.057311e-03
SAIDI	4.613678e+00	1.048782e-03
CAIDI	5.021871e-01	5.086105e-01
ENS	4.386974e+00	2.357265e+00

De acuerdo con la tabla 5.19, se puede afirmar que existe una disminución significativa de los indicadores SAIFI, SAIDI y ENS, al realizar la reconexión propuesta entre los nodos 7 y 9, evitando la desconexión de 3962 usuarios.

5.4.4 Resultados de los índices de confiabilidad con reconexión

A continuación, se presentan los resultados de manera gráfica, que representan el comportamiento de los indicadores de confiabilidad antes y después de la reconexión, mismos que se han obtenido con la simulación en MATLAB con el método simulativo de Monte Carlo; con un tiempo de simulación de 6,6 segundos, considerando un periodo de simulación de un año, con un nivel de confianza del 90 %.

Las gráficas representan los valores de la disponibilidad e indisponibilidad forzada, los indicadores SAIFI, SAIDI, CAIFI y ENS, que obtiene el tramo analizado antes de realizar la posible reconexión, a la vez se presentan las gráficas que muestran dichos valores después de realizar la reconexión entre el nodo 8 y 9, donde se observa que existe una disminución en cuanto a estos indicadores.

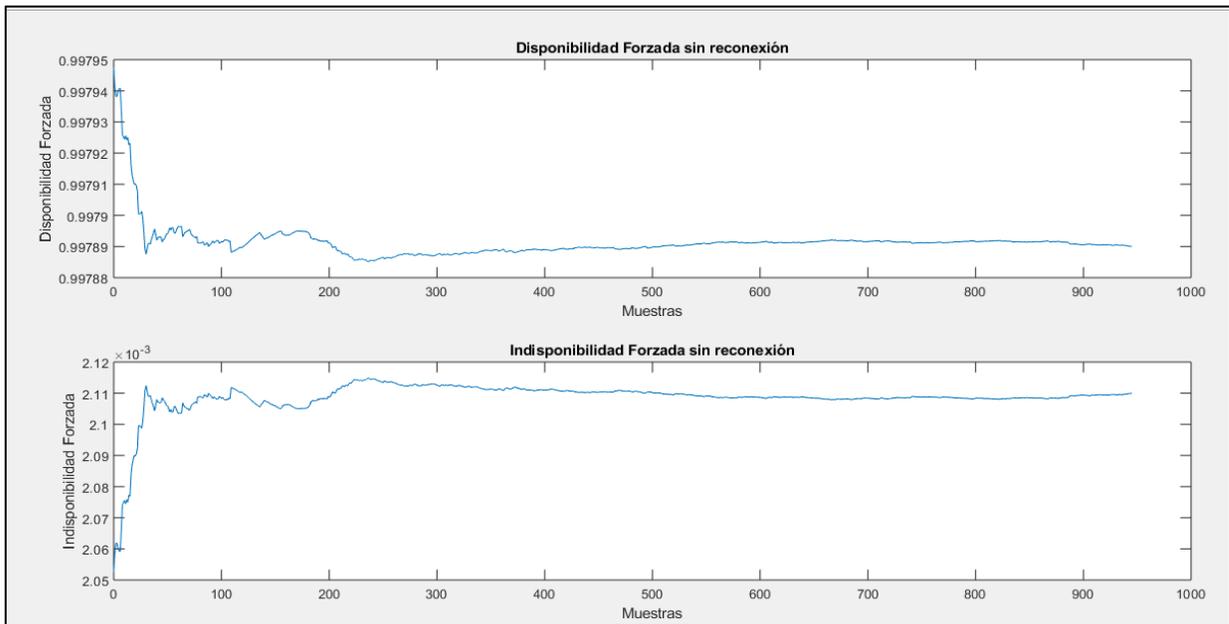


Figura 5.26 Representación de la disponibilidad e indisponibilidad forzada sin reconexión

Como se puede observar en la 5.26, al presenciar una falla en la línea 8-9, y no se ejecuta ninguna reconexión, los valores de disponibilidad forzada para el sistema disminuyen notablemente, mientras que los valores de la indisponibilidad forzada incrementan resultando desfavorable para el sistema.

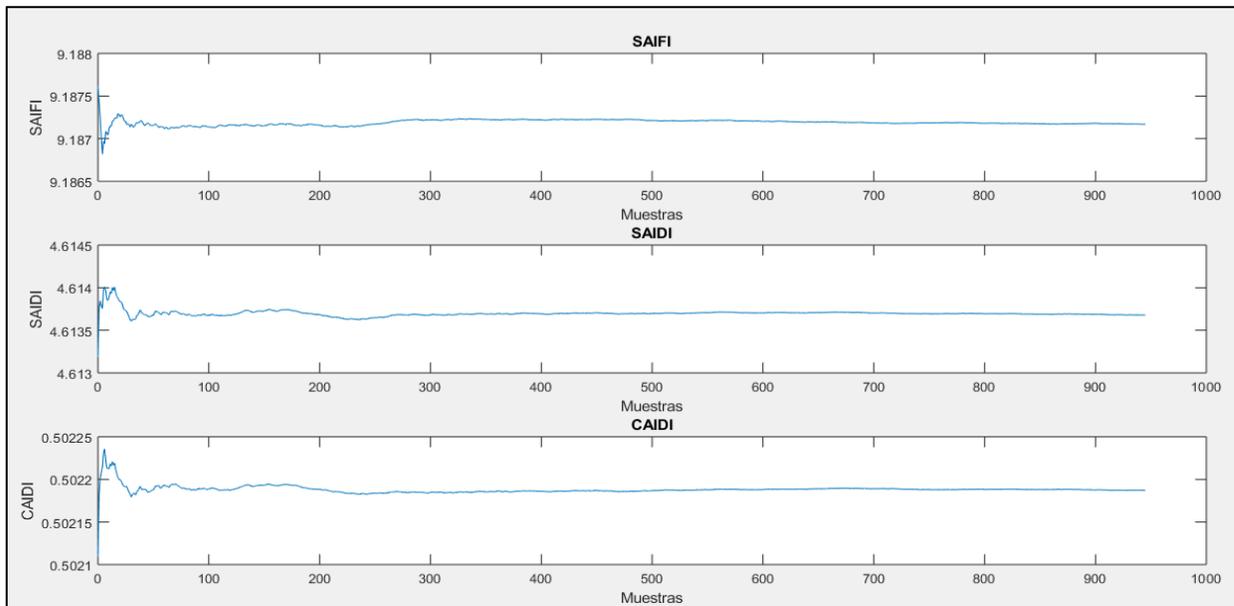


Figura 5.27 Índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI CAIFI, sin reconexión

En la figura 5.27 se puede apreciar como los indicadores de confiabilidad incrementan, cuando no se realiza una reconexión, lo cual no es favorable para el sistema, pues mientras más altos son los valores de frecuencia y duración de las interrupciones que puede experimentar un usuario, más bajo será el desempeño del sistema, resultando poco confiable.

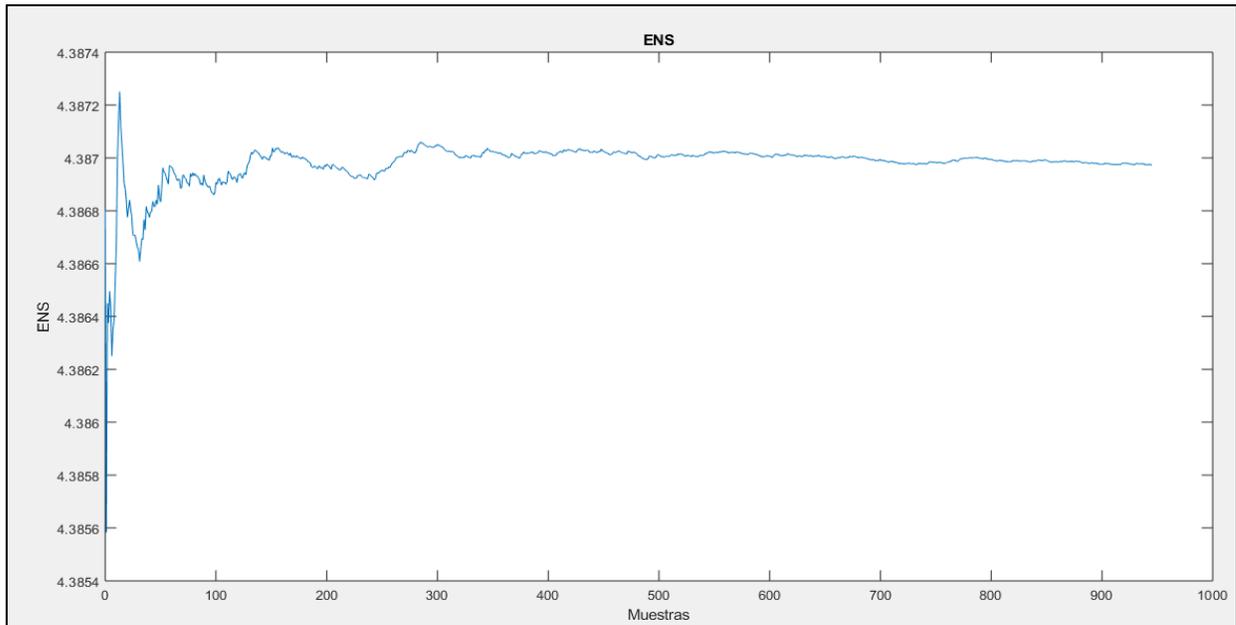


Figura 5.28 Energía no suministrada sin reconexión

En la figura 5.28, se aprecia que el valor de la Energía No Suministrada incrementa luego que el sistema sufre una falla, lo que no resulta favorable para la empresa distribuidora, dado que mientras más elevado es este valor, más tendrá que pagar la empresa.

A continuación, se presentan las gráficas resultantes después de ejecutar la reconexión entre el tramo 7 -9, donde se puede apreciar la disminución de los índices calculados.

5.4.5 Resultados con reconexión

Como se puede observar en la 5.29, al presenciar una falla en la línea 8-9, y se realiza la reconexión establecida entre el nodo 7 y 9, los valores de disponibilidad forzada para el sistema incrementan, mientras que los valores de la indisponibilidad forzada tienden a disminuir, resultando favorable para la empresa distribuidora, dado que la probabilidad que sistema se energice es más alta.

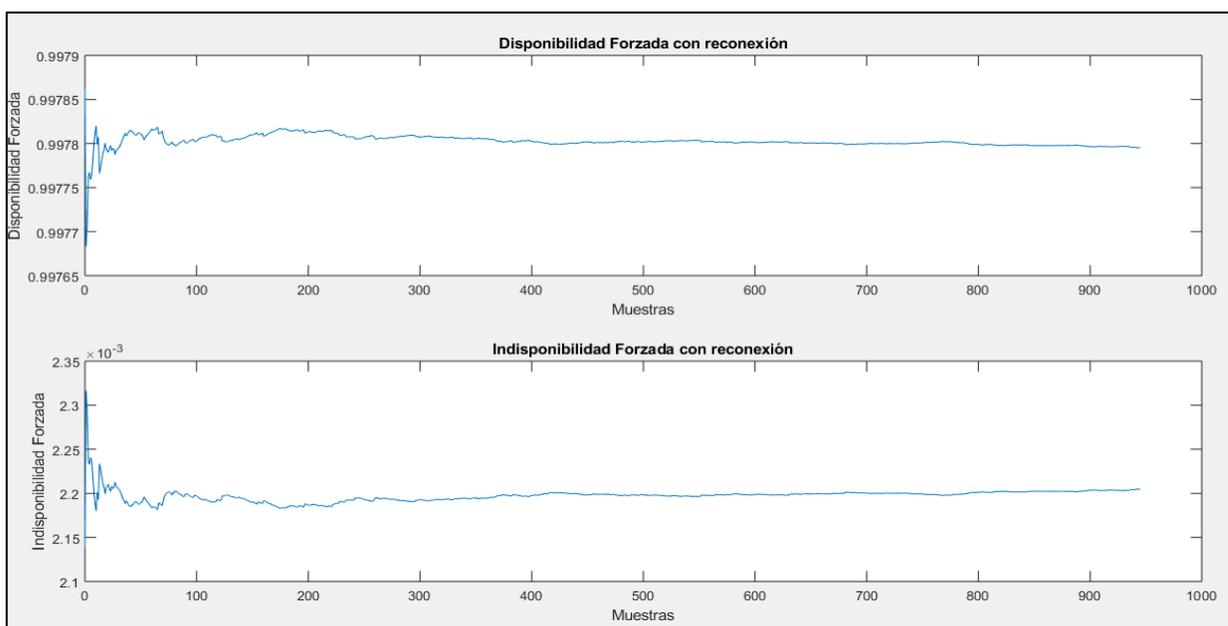


Figura 5.29 Disponibilidad en indisponibilidad forzada con reconexión

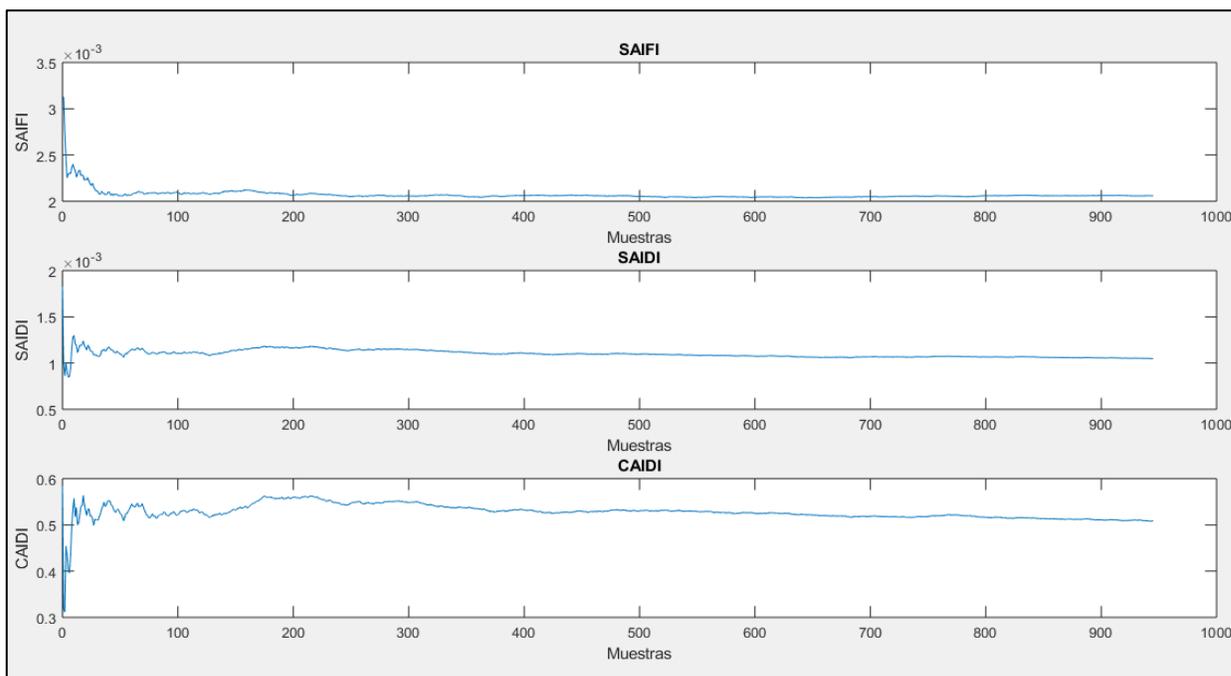


Figura 5.30 Índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI CAIFI, con reconexión

Como se puede observar en la 5.30, al ocurrir una falla en la línea 8-9, y se ejecuta la reconexión establecida, los indicadores de confiabilidad disminuyen, resultando favorable para el sistema.

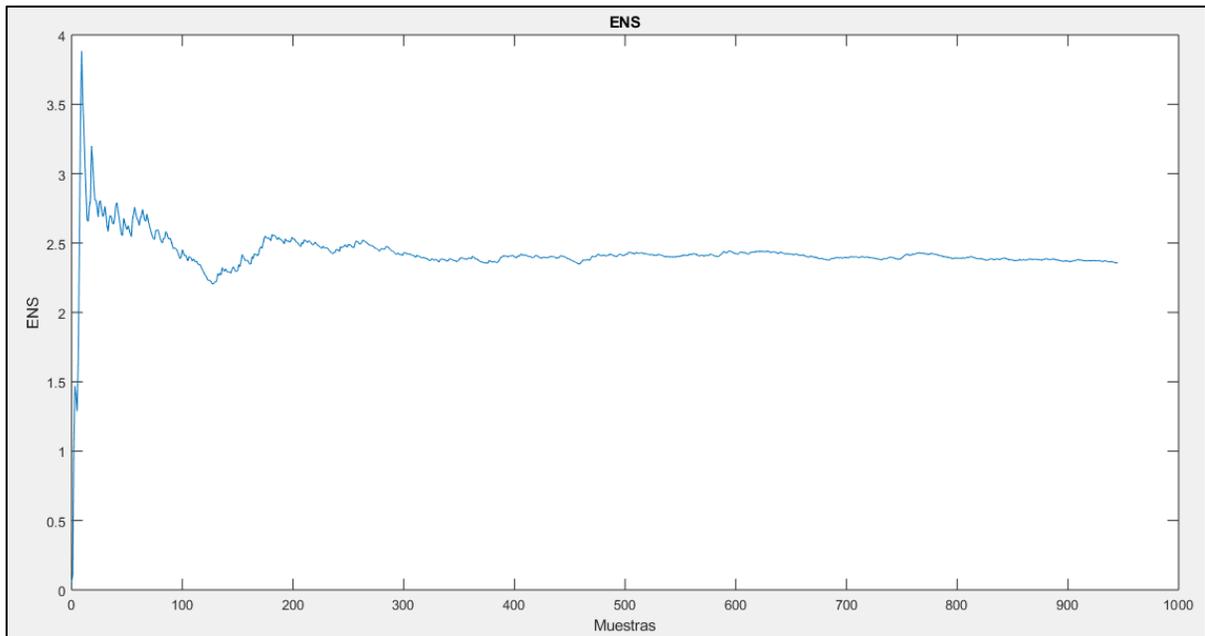


Figura 5.3. Energía no suministrada con reconexión

Como se puede apreciar en la figura 5.31, el valor de la energía no suministrada disminuye notablemente cuando se realiza la reconexión del tramo establecido, pasando de un valor de 4.386974 MWh a un valor de 2.357265 MWh. Lo que resulta benéfico para la empresa ya que tendrá que pagar menos por concepto de energía no suministrada y esto se verá reflejado en un ahorro.

Para conocer que tanto se beneficiará la empresa al realizar la reconexión propuesta se realizará un análisis económico que se presenta en la sección 5.5.

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

La finalidad de realizar una reconfiguración en la topología de una red eléctrica tiene por objetivo disminuir los siguientes factores; tiempo que quedan fuera de servicio los usuarios, el número de usuarios desconectados, evitar multas por concepto de energía no suministrada. Además, la empresa puede facturar la energía que no se servía por motivo de desconexión.

Del análisis ejecutado se obtuvo como resultado que el tramo 8-9 tiene una probabilidad más alta de fallar, y como alternativa se plantea que se realice una reconexión entre los tramos 7 y 9.

A continuación, se muestra el ahorro para la empresa distribuidora por concepto de ENS, el valor de la energía no suministrada se considera con un costo de 1533 USD/MWh, de acuerdo con lo establecido por el ARCONEL.

Tabla 5.20. Ahorro por la energía no suministrada nodo 7-9

Reconexión	Nodo de salida	Nodo de llegada	Distancia entre nodos en (km)	ENS sin reconexión [MWh/año]	ENS con reconexión [MWh/año]	Ahorro ENS [MWh/año]	Ahorro [USD]
1	7	9	2	4.386974	2.357265	2.029709	3111.54 3897

Para una reconfiguración del alimentador 6 que suministra de energía eléctrica a 7995 usuarios, pretendiendo analizar los beneficios económicos derivados de la mejora de confiabilidad de la red eléctrica de distribución.

Para este caso al colocar una línea de reconexión entre los nodos 7-9 como se muestra en la figura 5.22, desde este tramo se conectan 3962 clientes representando el 49% de clientes servidos del alimentador 6, además, se tienen valores medios de consumo de energía por cliente al mes, determinados por la agencia de regulación de 223,75 kWh/cliente para el sector de distribución, teniendo una demanda anual de:

$$7995 \text{ clientes} * 223,75 \text{ kWh/cliente} = 1788881,25 \text{ kWh} \quad (5.2)$$

Considerando el número de usuarios del circuito 6 y conociendo que el precio medio por empresas distribuidoras por grupo de consumo es 0.101746 \$/KWh. Se tiene:

$$1788881,25 \text{ kWh} * 0.101746 \text{ \$/kWh} = 182011,5117 \text{ \$/mes} \quad (5.4)$$

$$182011,5117 * 12 = \mathbf{2'184,13814 \text{ \$/año}}$$

Valor que corresponde a la energía facturada por la empresa eléctrica anualmente, para el alimentador 6.

El costo de una línea de 2km se muestra en la tabla 5.21, donde se asumen valores como costo de materiales, mano de obra, fiscalización, transporte, IVA. Obteniendo un total de \$66220.58.

Tabla 5.21. Precios para una línea de 2 km

MATERIALES:	\$ 42.406,01
MANO DE OBRA:	\$ 9.457,89
FISCALIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN	\$ 6.223,67
TRANSPORTE	\$ 1.162,50
IVA	\$ 6.970,51
TOTAL	\$ 66.220,58

En el caso que se opte por invertir en la reconfiguración de la línea, el costo de la nueva reconfiguración representaría el 3,02% de los ingresos anuales por energía eléctrica del alimentador 6.

Para el cálculo del VAN y el TIR se consideró únicamente el ahorro que tendrá la empresa por concepto de ENS, en función este análisis económico se tiene que el tiempo para recuperar la inversión solamente con el ahorro anual es de 21 años, además la Tasa Interna de Retorno arroja un resultado de 0,0131%, siendo un indicador de que la inversión es rentable.

Tabla 5.22. Calores VAN y TIR

Reconexión	Distancia entre nodos (km)	Ahorro ENS [MWh/año]	Ahorro [miles de USD]	Inversión [miles de USD]	VAN [miles de USD]	TIR %
1	2	4.386.974	2.357.265	66220,58	\$2.464,00	0,0032

El valor de TIR y VAN de la tabla 5.22 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).
- Valor de tasa de interés anual. Valor utilizado: 7%
- Años en los que se paga el proyecto invertido. Valor utilizado: 21 años

Al ejecutar la reconexión, esta tendrá valores de VAN y TIR positivos, lo cual es beneficioso para la empresa distribuidora, considerando que la vida útil para una línea de distribución es de 25 años. Entonces en el caso que se opte por invertir en la reconfiguración de la línea, el costo representaría el 3,02% de los ingresos anuales por energía eléctrica del alimentador 6. Y en caso de invertir únicamente los ahorros por concepto de Energía No Suministrada, se recuperará el costo inicial de la inversión dentro de 21 años.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El método simulativo de Monte Carlo es el que se acopló adecuadamente al caso de estudio, en vista que es posible generar estados de operación y de falla aleatoriamente como sucede en un sistema en la vida real, permitiendo obtener resultados más veraces, con estos resultados se calculó los valores de la tasa de disponibilidad e indisponibilidad en cada tramo del sistema, por lo que fue posible identificar que la línea denominada 8-9 tuvo un valor más elevado de tasa de indisponibilidad en comparación al resto, es decir presenta una mayor probabilidad para fallar, por lo que fue considerada para el análisis de la reconexión.
- Inicialmente se evaluó los índices de confiabilidad de los alimentadores pertenecientes a la subestación Quevedo de CNEL utilizando la herramienta de Excel, con la finalidad de determinar el alimentador menos confiable y tomarlo como caso de estudio para la reconexión del sistema, donde se determinó que el circuito 6 presenta el valor más elevado en la tasa de falla. Además, mediante el análisis de Pareto en los alimentadores, se determinó que las causas que tienen mayor incidencia sobre las interrupciones presentan un registro de “causa desconocida” con un 43,15 %, seguido por condiciones climáticas que han causado un 22,86 % en las causas para la ocurrencia de una falla.
- La aplicación de la teoría de grafos permitió determinar la posible reconfiguración para la línea 8-9 considerando nodos locales, y estableciendo como restricción la cargabilidad de las líneas, que el tiempo de reparación sea menor al tiempo de maniobra, las líneas que cumplieron con estas restricciones fueron la 7-10, 9-23, y 10,23, mismas que fueron sometidos al cálculo de los índices de confiabilidad mediante el método simulativo Monte Carlo, donde el programa seleccionó la línea que mejores indicadores presentó.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable que todas las empresas distribuidoras lleven a cabo un correcto registro de datos de las ocurrencias de las fallas, pues esta información resulta muy útil para llevar a cabo estudios con resultados que se acerquen a la realidad con la finalidad de lograr mejoras en cuanto al suministro de servicio eléctrico.
- Se recomienda que la cuadrilla que acude a solventar una falla para el restablecimiento del servicio registre el motivo de la desconexión, ya que la principal causa de falla se encuentra como desconocido, dato que es muy importante para llevar a cabo acciones correctivas en cuanto a la disminución del número y duración de fallas en la subestación.
- Se comprobó que la simulación de Monte Carlo es una técnica sumamente robusta y permite simular un sistema eléctrico completo acercándose a su comportamiento real; tomando como referencia los resultados obtenidos se puede recomendar que implementando una línea de distribución con un interruptor N.A en el tramo 7-9 se puede reducir la ocurrencia de fallas en la subestación analizada.
- Si bien es cierto la empresa distribuidora cumple con los índices de calidad regidos en la norma vigente, se puede seguir ampliando el presente caso de estudio, considerando una reconexión entre varios alimentadores de la misma subestación y entre subestaciones, realizando una comparación en la mejora de la confiabilidad actual de la empresa. Además, permitirá mantener la continuidad de servicio cuando se ejecuten mantenimientos o trabajos emergentes en el alimentador.
- Se considera recomendable invertir en la reconfiguración del alimentador 6, en vista de que la vida útil de un proyecto es de 25 años; en función al análisis económico se tiene que el tiempo para recuperar la inversión solamente con el ahorro anual es de 21 años, además la TIR arroja un resultado de 0,0032% y el VAN es de \$2.464,00, siendo un indicador de que la inversión es rentable. En el caso que se opte por invertir en la reconfiguración de la línea, el costo de la nueva reconfiguración representaría el 3,02% de los ingresos anuales por energía eléctrica del alimentador 6.

7. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] S. Ramírez Castaño, «Redes de Distribución de Energía,» Tercera ed., Manizales, 2004.
- [2] J. D. Juárez Cervantes, de *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, Primera ed., México, Azcapotzalco, 1995.
- [3] C. Salazar y S. Del Castillo, *Fundamentos Basicos de Estadística*, Quito, 2018.
- [4] R. Billinton y R. Allan, «Reliability Evaluation of Power System,» Segunda ed., New York, Plenum Press, 1996.
- [5] R. E. Brown , *Electric Power Distribution Reliability*, Segunda ed., Nueva York: Taylor & Francis Group, 2009.
- [6] R. E. Brown , *Electric Power Distribution Reliability*, Segunda ed., Nueva York: Taylor & Francis Group, 2009.
- [7] C. Zapata, *Confiabilidad en Ingeniería*, Pereira: Publiprint Ltda, 2011.
- [8] A. M. Parra, «Rockcontent,» 20 7 2019. [En línea]. Available: <https://rockcontent.com/es/blog/diagrama-de-pareto/>. [Último acceso: 12 enero 2021].
- [9] L. Euler y E. Dijkstra, «universidad de Pamplona,» 2018. [En línea]. Available: http://www.unipamplona.edu.co/unipamplona/portalIG/home_23/recursos/general/11072012/graf3.pdf. [Último acceso: 2021].
- [10] *Campos Electromagneticos*, Sevilla: Universidad de sevilla, 1999.
- [11] ARCONEL, « Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL,» 19 Diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/>. [Último acceso: 3 Enero 2021].
- [12] H. Rudnick, «Mercados de energia electrica,» Septiembre 2018. [En línea]. Available: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno01/reliab/mmee2.htm>.
- [13] A. AG, Tesis "Evaluacion de confiabilidad en sistemas electricos de distribucion", chile: Escuela de ingenieria, departamento de ingenieria electrica, 1994.
- [14] S. Krishnasamy, *Probabilistic methods applied to electric power systems*, Toronto: Pergamon press, 1986.

8. ANEXOS

Anexo 1.- Modelo de ficha para registro de contingencias

año	mes	día	alimentador	hora de notificación	hora de llegada	hora de reparación	tiempo de restablecimiento	carga que sale en Mw	clientes afectados	OBSERVACIONES	Número de Fallas	Tipo de Falla	elemento de falla
2018	1	1	Circuito 6	8:30	9:00	10:10	1:40	0,2	6	Se realiza el cambio de un fusible de 50 A. en la fase C del circuito 6 en el poste 197877. no se reporta mas novedades	1	desconocido	fusible
2018	5	4	Circuito 6	21:02	21:26	21:33	0:31	1,29	0	se quema fusible de 140A por lo que se cambia y se soluciona se recomienda hacer un balance de cargas	1	desconocido	fusible
2019	10	13	Circuito 3	11:25	11:45	12:17	0:52	0,85	0	Se bloquea el circuito se realiza el cierre quedando 50A en la fase B, se revisa y no se encuentra ninguna novedad se cambia un fusible de 200A	1	desconocido	fusible
2020	8	14	Circuito 1	8:00	9:45	9:45	1:45:00	0,043	237	Se reemplaza un fusible de 25A en el poste 180180 en la fase A por la Lotización Susanita. El móvil no reporta novedades.	1	desconocido	fusible

Anexo 2.- Valores calculados para determinar los índices de confiabilidad del estado actual

Nombre del alimentador	Fallas no programad	Tiempo de fallas (h)	Carga que sale (MW)	Tasa de falla λ	Tasa de reparación μ	Tiempo medio de falla	Tiempo medio de reparación (h)	Tiempo Medio entre	Disponibilidad (A)	Indisponibilidad (U)
Circuito 1	67	607,513	16,0708	0,002609798	0,110285706	383,1714478	9,067358209	392,238806	0,976883067	0,023116933
Circuito 2	3	4,016	0,425	0,000114173	0,747011952	8758,661333	1,338666667	8760	0,999847184	0,000152816
Circuito 3	16	18,8	5,2628	0,000609264	0,85106383	1641,325	1,175	1642,5	0,999284627	0,000715373
Circuito 4	17	20,65	8,823	0,000647388	0,823244552	1544,667647	1,214705882	1545,882353	0,999214231	0,000785769
Circuito 5	35	41,316	12,3099	0,001333908	0,847129441	749,6766857	1,180457143	750,8571429	0,998427854	0,001572146
Circuito 6	114	215,016	32,6956	0,004373684	0,530193102	228,6402105	1,886105263	230,5263158	0,991818265	0,008181735
Circuito 7	40	49,45	14,4625	0,001524939	0,808897877	655,76375	1,23625	657	0,998118341	0,001881659

Anexo 3.- Porcentajes y cantidad por tipo de interrupción

posición	causa	Número de interrupciones	porcentaje	porcentaje acumulado
1	Animales en la línea	6	2,05%	2,05%
2	Choque de vehiculos	7	2,40%	4,45%
3	viento fuerte	2	0,68%	5,13%
4	desconocido	126	43,15%	48,28%
5	deterioro / mal estado	30	10,27%	58,55%
6	Climatico	47	16,10%	74,65%
7	maniobras	3	1,03%	75,68%
8	mantenimiento	13	4,45%	80,13%
9	objetos en la línea	31	10,62%	90,75%
10	Sobrecarga	4	1,37%	92,12%
11	Terceros	4	1,37%	93,49%
12	Vegetación	19	6,51%	100,00%

Anexo 4.- Tasa de falla por elemento fallado

Elemeto de falla	Incidentes	# de elementos fallados en el sistema	Tiempo de fallas (h)	Tiempo de fallas (años)	Carga que sale (MW)	Tasa de falla FALLAS/horas λ	Tasa de falla FALLAS/año λ
aislador	9	11	18,63333333	0,002127093	3,567	0,001258384	3,669268291
conductores	71	148	154,1666667	0,017598935	15,20848	0,017197637	49,62444579
fusible	163	295	305,75	0,034902968	46,41999	0,034893693	99,49084189
pararrayo	3	4	5,033333333	0,000574581	0,89	0,000456884	1,333588752
poste	9	10	15,68333333	0,001790335	0,79936	0,0011436	3,335323782
reconectador	3	3	9,833333333	0,001122527	3,368	0,000342851	1,000374316
rele	7	7	2,183333333	0,000249239	10,104	0,000799286	2,333527202
seccionador	25	30	44,26666667	0,005053272	9,552	0,003442051	10,01687266
transformador	2	4	2,483333333	0,000283486	0,141	0,00045675	1,333459339

Anexo 5.- Código de programación para Método de Grafos y la simulación de Monte Carlo

% simulación de Monte Carlo y Método de Grafos

```

for c=1:1000
clear all
tic
s = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 2
20 21 8 23 13]; % nodo de salida
t = [2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20
21 22 23 24 25]; % nodo de llegada
tf=0.00437368; % horas
tr=0.53019202; % horas
tm=1.89; % horas
Tl=1; % periodo de análisis en años
TT=Tl*8760;
nc=90/100; % Nivel de confianza 90%
Nm=round((0.5/(1-nc).^2)*(3*(1+(nc/2))).^2); % Cálculo del número de
muestras o simulaciones
error=3*((nc+1)/2)*sqrt(0.5/(Nm)); % Cálculo del error
capaliml_18=[357 357 357 357 357 357 357 357 276 276 276 276 276 276 276 357 ...
276 184 184 184 184 184 184 184 357 184]; % Límite de cada línea Amp.
weights = [0.263575 0.564247 0.146378 1.680189102 0.404815371 1.912742294 ...
1.6041 1.060391 0.756034 1.421743 2.215617 3.772781 2.524237756 ...
1.238486096 6.451412 2.178922 5.142039 1.166256 0.261074 0.192647 ...
0.142112 1.430378841 2.046774 1.108146544]; % longitud de las líneas
names = {'1' '2' '3' '4' '5' '6' '7' '8' '9' '10' '11' '12' ...
'13' '14' '15' '16' '17' '18' '19' '20' '21' '22' '23' '24' '25'}; %
número de nodo
G = graph(s,t,weights,names); % se genera el grafo G
plot(G, 'EdgeLabel',G.Edges.Weight); % se grafica grafo G
camroll(90);

%% matriz de Tramos
nlin=1:numnodes(G)-1;
for a=1:length(weights)
tfm(a)= tf;
trm(a)= tr;
end
mtr=[nlin' s' t' capaliml_18' tfm' trm' weights']; %almacena la matriz de
tramos

%% matriz de nodos
nd=1:numnodes(G); % nodos donde se encuentran las cargas

% Vector de Potencia activa P(n)=Pg(n)-Pd(n)\n
P=[2013.66 -248 -170 -1031 -103 -355 -387 -1315 -214 -1 -494 -342 -1377 -36
... -363 -110 -1498 -808 -857 -40 -165 -60 -1298 -105 -90]/1000; % potencia
servida por nodo
us=[0 939 870 183 571 254 336 36 452 7 39 377 192 729 42 344 44 1506 526 ...
441 54 295 212 201 156]; % número de usuarios por nodo
mno=[nd' P' us']; % almacena la matriz de nodos, usuarios y
cargas
%{

Parámetros Eléctricos:
La primera columna es el nodo de salida y la segunda columna es el nodo de
llegada
Desde| Hasta | R | X |
%}
T=[1 2 0 0.122381889
2 3 0 0.26198848

```

```

3  4  0  0.067965536
4  5  0  0.780137403
5  6  0  0.187961946
6  7  0  0.888115394
7  8  0  0.744808074
8  9  0  0.528372431
9  10 0  0.376717194
10 11 0  0.708427179
11 12 0  1.103999317
12 13 0  1.879904175
13 14 0  1.257779101
14 15 0  0.61711379
15 16 0  2.995488901
16 17 0  1.085714905
17 18 0  2.636721928
18 19 0  0.598029842
2  20 0  0.133872874
20 21 0  0.098785048
21 22 0  0.072871837
8  23 0  0.733466093
23 24 0  0.950348358
13 25 0  1.108146544
];
%% Método de Monte Carlo para determinar el tramo menos confiable
for i=1:length(weights)
a1=1;          %Contador
a2=0;          %Contador
a3=0;          %Contador
for j=1:T
    if j==1
        a3=0;ttf=0;ttr=0;dim1=0;dim2=0;temp=1;
        end
    U1 = rand();
    ttf(j)=- (1*log(U1))/(tf*weights(i)); % tiempo para fallar
    %A1 = rand();
    ttr(j)=- (1*log(U1))/(tr*weights(i)); % tiempo para reparar
    dim1=length(ttf)+length(ttr)-1;
    dim2=length(ttf)+length(ttr);
    a2(1:2:dim1)=ttf;          % Vector de operación
    a2(2:2:dim2)=ttr;          % Vector de operación
    temp= repmat([0 cumsum(ttf+ttr)],2,1)+repmat([ttf
    0],2,1)+[zeros(1,length(ttr)+1);ttr 0];
    % tiempo de operación suma los elementos del vector de operación
    a3=reshape(temp(:,1:end-1),1,[]);
    %al=al+1
    if max(a3)>T
        break
    end
    t(j)=j;
    end
    ma3(j)=max(a3);
    lp=length(ttr)/sum(ttr);          % Tasa de falla promedio
    rp=sum(ttf)/length(ttf);          % Tasa de reparación promedio
    mp=1/lp;
    up=1/rp;
    Ual(i)=mp/(up+mp);          % Indisponibilidad Forzada promedio
    Aal(i)=up/(up+mp);          % Disponibilidad Forzada promedio
end

```

```

Ual;
Aal;
format long
min(Ual);
for i=1:length(Ual)
    if min(Ual)==Ual(i)
        tramo=i;
    end
end
tramo;

%% Se calcula la reconexión
s = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 2
20 21 8 23 13]; % nodo de salida
t = [2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20
21 22 23 24 25]; % nodo de llegada
nabrir=[s(tramo) t(tramo)];
nabrir=[8 9]
vab1=neighbors(G,nabrir(1));
vab2=neighbors(G,nabrir(2));
vab=[vab1' vab2'];
cont=1;
mat(1,length(vab)*length(vab))=zeros;
mat2(1,length(vab)*length(vab))=zeros;
for i=1:length(vab)
    if i==1
        mat1= repmat(vab(i),length(vab),1);
        mat(1,i:length(vab))=mat1;
        mat2(1,i:length(vab))=vab;
    else
        mat1= repmat(vab(i),length(vab),1);
        p2=((i-1)*length(vab))+1;
        mat(1,(length(vab)*(i-1))+1:(i*length(vab)))=mat1;
        mat2(1,(length(vab)*(i-1))+1:(i*length(vab)))=vab;
    end
end
matncofig=[mat' mat2']; % Guarda una matriz de posibles configuraciones
reconfig1=[mat' mat2]';
t=0;
% Elimina configuraciones con nodos iguales o si la suma de ellos es <1
for i=1:length(matncofig(:,1))
    if abs(mat(i)-mat2(i))>=0 && abs(mat(i)-mat2(i))<=1
        t=t+1;
        borrar(t)=i;
    end
end
for i=1:length(borrar)
    if i==1
        matncofig(borrar(i),:)=[];
    else
        matncofig((borrar(i)-(i-1)),:)=[];
    end
end
for i=1:length(matncofig(:,1))
    matncofig(i,:)=sort(matncofig(i,:));
    matncofig1(i)=matncofig(i,1)+matncofig(i,2);
end
% Almacena las configuraciones con las primeras restricciones

```

```

% Se determina si las configuraciones se repiten de ser así se eliminan las
% reptidas
s=0;
l=[];
for i=1:length(matncofig1)
    for j=i:length(matncofig1)
        if i==length(matncofig1)&&j==length(matncofig1)
            break
        end
        if i==j
            j=j+1;
        end
        if matncofig1(i)==matncofig1(j)
            if matncofig(i,1)==matncofig(j,1)&&matncofig(i,2)==matncofig(j,2)
                s=s+1;
                l(s)=i;
                ll(s)=matncofig1(i);
            end
        end
    end
end
for i=1:length(l)
    if i==1
        matncofig(l(i),:)=[];
    else
        matncofig((l(i)-(i-1)),:)=[];
    end
end
recofig=matncofig';

%% Cálculo de flujo de potencia
s = [1  2  3  4  5  6  7  8  9  10  11  12  13  14  15  16  17  18  2
20  21  8  23  13]; % nodo de salida
t = [2  3  4  5  6  7  8  9  10  11  12  13  14  15  16  17  18  19  20
21  22  23  24  25]; % nodo de llegada
U=13.8; % Nivel de voltaje en kV
P=[2013.66 -248 -170 -1031 -103 -355 -387 -1315 -214 -1 -494 -342 -1377 -36
...
-363 -110 -1498 -808 -857 -40 -165 -60 -1298 -105 -90]/1000;
%Numero de barras:
Nb=length(P);
cborrar=0;
for i=1:length(s)
    for j=1:length(t)
        if s(i)==nabrir(1) && t(j)==nabrir(2)
            cborrar=i;
            break
        end
    end
    if cborrar>0
        break
    end
end
cborrar
% Escoger conductor para la reconfiguración
% 4/0 AWG=0.464255334 Ohm/km; 2/0 AWG=0.498280758 Ohm/km
% 2 AWG=0.512777505 Ohm/km
Long=weights(cborrar);

```

```

Xn=0.498280758*Long;
Psol=[];
for q=1:length(recofig(1,:))+1
    if q==length(recofig(1,:))+1
T(cborrar,)=[];
fprintf('El flujo DC con la línea # %d abierta es:\n',cborrar);
    else
[recofig(1,q) recofig(2,q)];
Nmat=[recofig(1,q) recofig(2,q) 0 Xn];
T(cborrar,)=Nmat;
if q==1
    optimarec=Nmat(1,1:2)
end
end
Nl=length(T(:,1));
k=1:Nb;
N=0;
% Aquí se construye la matriz Ybarra
for i=1:Nb
    for z=1:Nl
        for j=1:2
            if T(z,j)==k(1,i)
                M=(T(z,3)+T(z,4)*1i)^-1;
                if abs(M)==inf
                    M=0;
                end
                N=N + M ;
                if j/2 ~= 1
                    P1=T(z,2);
                    Y(i,P1)=-M;
                elseif j/2 == 1
                    P1=T(z,1);
                    Y(i,P1)=-M;
                end
            end
        end
    end
    Y(i,i)=N;
    N=0;
end
By=-imag(Y);
[r k]=size(By);
Bpom=By; % Bpom se utiliza para reducir el tamaño de la matriz B quitando la
fila 1 y la columna 1
Bpom(1,)=[];
Bpom(:,1)=[];
Br=Bpom;
Ppom=P;
Ppom(1)=[];
Pr=Ppom'; % Potencia activa sin barra slack
U=U*U;
teta=[0];
c=-(1/U)*(inv(Br))*Pr; % fórmula para calcular en unidades absolutas, la U se
eleva al cuadrado previamente
teta=[teta; c];
if q==1 || q==length(recofig(1,:))+1
fprintf('SOLUCIÓN:\n');
end

```

```

if (q==1)
fprintf('El flujo DC con la nueva línea %d - %d
es:\n',reconfig(1,1),reconfig(2,1));
end
%fprintf('Los Ángulos en radianes y grados en cada barra son:\n');
for t=1:r
    %fprintf('teta%.d = %.4f rad  (%.4f grados)
\n',i,teta(i),rad2deg(teta(i)));
end
W=index_sorting(r); %Función especial para obtener los índices únicos de los
valores de potencia activa

% Los flujos de potencia activa calculados por el método de DC lineal
son:\n');
m=0;
for t=1:length(W)
    if W(t)<100
        divider=10; %si W=12 significa línea 1 columna 2 por lo que debemos
dividir este número con 10 para separarlos a 1 y 2
    elseif W(t)>=100
        divider=100; si W=110 significa que la línea 1 columna 10 por lo que
debemos dividir este número con 100 para separarlos a 1 y 10 elseif W(t)>=1000
    elseif W(t)>=1000
        divider=1000;
    elseif W(t)>=10000
        divider=10000; %esto significa que el programa es capaz de manejar
9999 nodos
    end
    row=fix(W(t)/divider);
    column=(rem(W(t),divider));
    if By(row,column)==0 %no se puede dividir para cero
        Pa(t)=0;
    else
Pa(t)=(teta(row)-teta(column))/inv(By(row,column));
    end
        if (Pa(t)~=0 && q==1) || (Pa(t)~=0 && q==length(reconfig(1,:))+1)
m=m+1;
fprintf('Pa%d-%d = %2f MW\n',row,column,Pa(t)*U);
Pac(m)=Pa(t)*U;
        end
    end
Pac;
    if q==1 || q==length(reconfig(1,:))+1
Psol=Pac;
Pac;
    end
if (q==1)
Psol1=Pac;
Pac;
end
end
lp;
rp;

%% Determinación de tiempos de falla y operación
% Con reconfiguración
r=1;

```

```

ust=7995;
for i=1:Nm
    al=1;           %Contador
    a2=0;           %Contador
    a3=0;           %Contador

    % Determinando los tiempos de falla y operación con reconexión
    while max(max(a3))<TT
        U1 = rand();
        tf1(al)=- (1/lp)*log(U1);
        %A1 = rand();
        top(al)=- (1/rp)*log(U1);
        dim1=length(tf1)+length(top)-1;
        dim2=length(tf1)+length(top);
        a2(1:2:dim1)=tf1;
        a2(2:2:dim2)=top;
        temp=repmat([0 cumsum(tf1+top)],2,1)+repmat([tf1
        0],2,1)+[zeros(1,length(top)+1);top 0];
        a3=reshape(temp(:,1:end-1),1,[]);
        %cborrar
        eleccion1 = randi([cborrar length(us)],1);
        Saifi(al)=(eleccion1);
        Saidi(al)=(U1*eleccion1);
        %Caidi(al)=Saidi(al)/Saifi(al);
        Ens(al)=(Psol(eleccion1)*U1)/1000;
        al=al+1;
    end

    % Media aritmética del valor de cada iteración (para corrección de la
    simulación)
    lp=length(top)/sum(top);           % Tasa de falla promedio
    rp=sum(tf1)/length(tf1);           % Tasa de reparación promedio
    mp=1/lp;
    up=1/rp;
    Ua(r)=mp/(rp+mp);                   % Indisponibilidad Forzada promedio
    Aa(r)=rp/(rp+mp);                   % Disponibilidad Forzada promedio
    Q(r)=Ua(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(TT/8760))));
    R(r)=Aa(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(TT/8760))));
    Saifi_a(r)=(sum(Saifi)/(ust));
    Saidi_a(r)=(sum(Saidi)/(ust));
    Caidi(r)=Saidi_a(r)/Saifi_a(r);
    Ens_a(r)=sum(Ens);
    Ut(r)=sum(Ua)/length(Ua);
    At(r)=sum(Aa)/length(Aa);
    Qt(r)=sum(Q)/length(Q);
    Rt(r)=sum(R)/length(R);
    SAIFI(r)=sum(Saifi_a)/length(Saifi_a);
    SAIDI(r)=sum(Saidi_a)/length(Saidi_a);
    CAIDI(r)=sum(Caidi)/length(Caidi);
    ENS(r)=sum(Ens_a)/length(Ens_a);
    r=r+1;
end

% Sin Reconfiguración
tf=0.00437368; % horas
tr=0.53019202; % horas
r=1;

```

```

ust=7995;
for i=1:Nm
    al=1;           %Contador
    a2=0;           %Contador
    a3=0;           %Contador
    % Determinando los tiempos de falla y operación con reconexión
    while max(max(a3))<TT
        U_b = rand();
        tf1(al)=-(1/tf)*log(U_b);
        %A1 = rand();
        top(al)=-(1/tr)*log(U_b);
        dim1=length(tf1)+length(top)-1;
        dim2=length(tf1)+length(top);
        a2(1:2:dim1)=tf1;
        a2(2:2:dim2)=top;
        temp=repmat([0 cumsum(tf1+top)],2,1)+repmat([tf1
        0],2,1)+[zeros(1,length(top)+1);top 0];
        a3=reshape(temp(:,1:end-1),1,[]);
        %cborrar
        eleccion1 = randi([cborrar length(us)],1);
        Saifi1(al)=(eleccion1);
        Saidi1(al)=(U_b*eleccion1);
        %Caidi(al)=Saidi(al)/Saifi(al);
        eleccion2 = randi([1 length(Psol1)],1);
        Ens1(al)=(abs(Psol1(eleccion2))*U_b);
        al=al+1;
    end

    % Media aritmética del valor de cada iteración (para corrección de la
    simulación)
    lp=length(top)/sum(top);           % Tasa de falla promedio
    rp=sum(tf1)/length(tf1);           % Tasa de reparación promedio
    mp=1/lp;
    up=1/rp;
    Ua1(r)=mp/(rp+mp);                 % Indisponibilidad Forzada promedio
    Aa1(r)=rp/(rp+mp);                 % Disponibilidad Forzada promedio
    Q1(r)=Ua1(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(TT/8760))));
    R1(r)=Aa1(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(TT/8760))));
    Saifi_b(r)=(sum(Saifi1)/(ust));
    Saidi_b(r)=(sum(Saidi1)/(ust));
    Caidi_b(r)=Saidi_b(r)/Saifi_b(r);
    Ens_b(r)=sum(Ens1);
    Ut1(r)=sum(Ua1)/length(Ua1);
    At1(r)=sum(Aa1)/length(Aa1);
    Qt(r)=sum(Q1)/length(Q1);
    Rt(r)=sum(R1)/length(R1);
    SAIFI1(r)=sum(Saifi_b)/length(Saifi_b);
    SAIDI1(r)=sum(Saidi_b)/length(Saidi_b);
    CAIDI1(r)=sum(Caidi_b)/length(Caidi_b);
    ENS1(r)=(sum(Ens_b)/length(Ens_b));
    r=r+1;
end
SAIFI(length(SAIFI))
if SAIFI(length(SAIFI))>5 && SAIFI(length(SAIFI))<12
    break
end
end
end

```

```

%% Gráficas de la disponibilidad forzada
x1=0:(length(At)-1);
figure('Name','Resultados sin neconexión','NumberTitle','off');
s(1) =subplot(2,1,1);
plot(x1,At)
xlabel('Muestras')
ylabel('Disponibilidad Forzada')
s(2) = subplot(2,1,2);
plot(x1,Ut)
xlabel('Muestras')
ylabel('Indisponibilidad Forzada')
title(s(1),'Disponibilidad Forzada sin reconexión')
title(s(2),'Indisponibilidad Forzada sin reconexión')

%% Gráficas de Indices de confiabilidad Con Reconexión
figure('Name','Indices de confiabilidad sin neconexión','NumberTitle','off');
s(3) =subplot(3,1,1);
plot(x1,SAIFI)
xlabel('Muestras')
ylabel('SAIFI')
s(4) =subplot(3,1,2);
plot(x1,SAIDI)
xlabel('Muestras')
ylabel('SAIDI')
s(5) =subplot(3,1,3);
plot(x1,CAIDI)
xlabel('Muestras')
ylabel('CAIDI')
title(s(3),'SAIFI')
title(s(4),'SAIDI')
title(s(5),'CAIDI')
figure('Name','Indices de confiabilidad sin neconexión','NumberTitle','off');
plot(x1,ENS)
xlabel('Muestras')
ylabel('ENS')
title('ENS')
%% Gráficas de la disponibilidad forzada
x1=0:(length(At1)-1);
figure('Name','Resultados con neconexión','NumberTitle','off');
s(6) =subplot(2,1,1);
plot(x1,At1)
xlabel('Muestras')
ylabel('Disponibilidad Forzada')
s(7) = subplot(2,1,2);
plot(x1,Ut1)
xlabel('Muestras')
ylabel('Indisponibilidad Forzada')
title(s(6),'Disponibilidad Forzada con reconexión')
title(s(7),'Indisponibilidad Forzada con reconexión')

%% Gráficas de Índices de confiabilidad Sin Reconexión
figure('Name','Indices de confiabilidad con neconexión','NumberTitle','off');
s(8) =subplot(3,1,1);
plot(x1,SAIFI1)
xlabel('Muestras')
ylabel('SAIFI')
s(9) =subplot(3,1,2);
plot(x1,SAIDI1)

```

```

xlabel('Muestras')
ylabel('SAIDI')
s(10) =subplot(3,1,3);
plot(x1,CAIDI1)
xlabel('Muestras')
ylabel('CAIDI')
title(s(8), 'SAIFI')
title(s(9), 'SAIDI')
title(s(10), 'CAIDI')
figure('Name','Indices de confiabilidad con neconexión','NumberTitle','off');
plot(x1,ENS1)
xlabel('Muestras')
ylabel('ENS')
title('ENS')
tiempo = (toc)/60;

%% Impresión de resultados
fprintf('=====
=====\n');
fprintf('
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI\n');
fprintf('=====
=====\n');
fprintf('
Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas\n');
fprintf('-----
-----\n');
fprintf('
Carrera de Ingeniería Eléctrica\n');
fprintf('
Proyecto de Titulación referente a:\n');
fprintf('OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE
CIRCUITOS PRIMARIOS\n');
fprintf('
EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP. UNIDAD DE NEGOCIO SANTO
DOMINGO \n');
fprintf('-----
-----\n');
fprintf('\n');
fprintf('
TUTOR:\n');
fprintf('
ING. GABRIEL PEZANTES MSC \n');
fprintf('
AUTORES:\n');
fprintf('
JOHANNA GRANDES ZAMBRANO \n');
fprintf('
EDISON LECHON CARBAJAL \n');
fprintf('-----
-----\n');
fprintf('Tiempo de simulación: %d minutos\n', tiempo);
fprintf('Periodo de simulación: %d años\n',T1);
fprintf('Nivel de Confianza: %d\n',90);
fprintf('Número de iteraciones (muestras): %d\n',Nm);
fprintf('Porcentaje de error: %d\n',error);
fprintf('Línea con mayor U: %d\n',cborrar);
fprintf('Reconfiguración óptima: %d -
%d\n', optimarec(1), optimarec(2));
fprintf('\n');
fprintf('Resultados.-\n');
fprintf('-----
-----\n');
fprintf('
con línea en falla con
reconfiguración \n');
fprintf('A %d
%d\n',At(1,length(At)),At1(1,length(At1)));

```

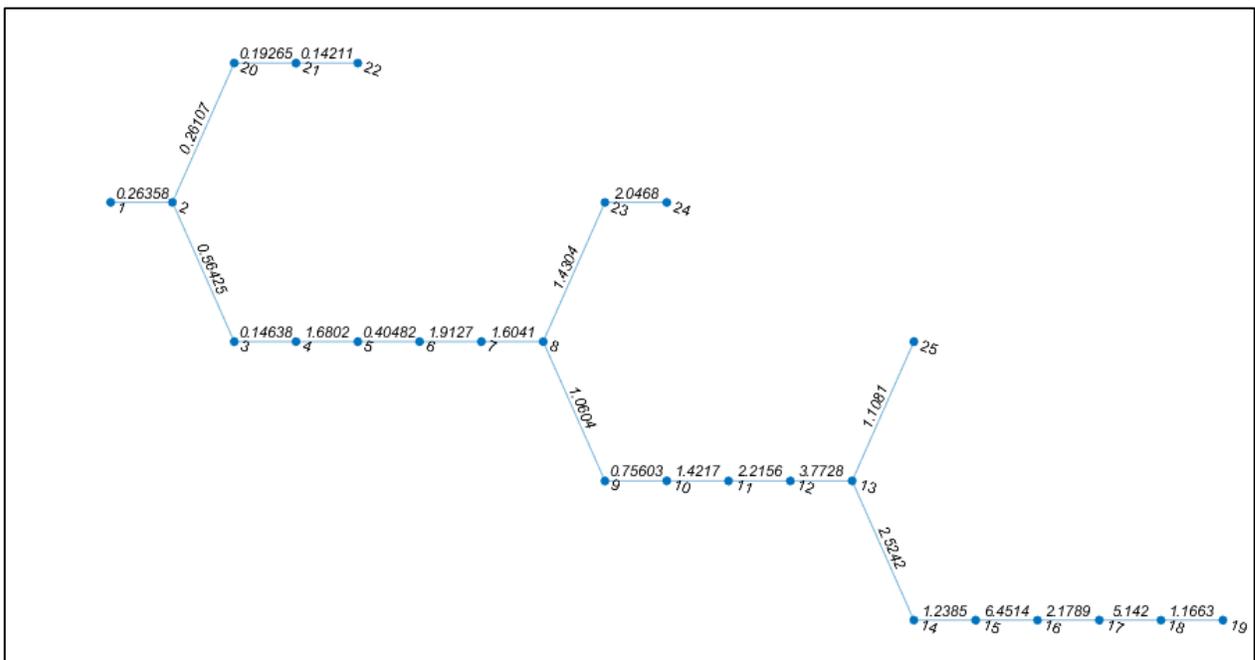
```

fprintf('U                %d
%d\n', Ut(1, length(At)), Ut1(1, length(Ut1)));
fprintf('SAIFI          %d
%d\n', SAIFI(1, length(SAIFI)), SAIFI1(1, length(SAIFI1)));
fprintf('SAIDI          %d
%d\n', SAIDI(1, length(SAIDI)), SAIDI1(1, length(SAIDI1)));
fprintf('CAIDI          %d
%d\n', CAIDI(1, length(CAIDI)), CAIDI1(1, length(CAIDI1)));
fprintf('ENS            %d
%d\n', ENS(1, length(ENS)), ENS1(1, length(ENS1)));

```

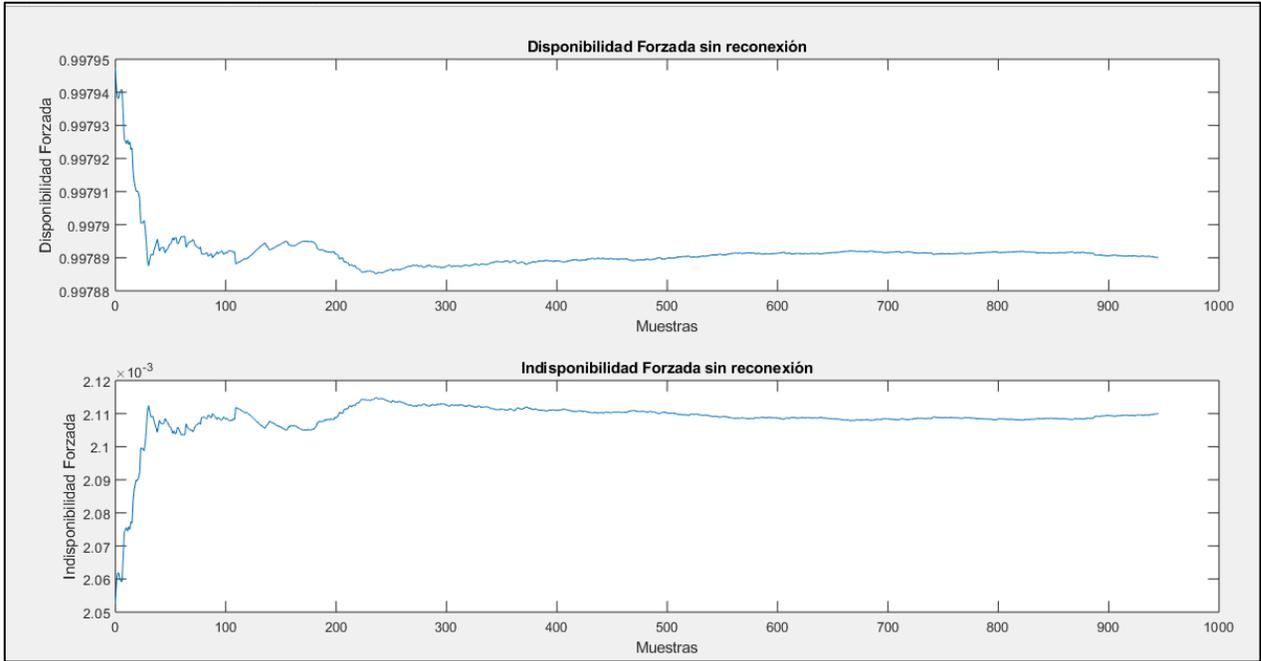
Anexo 6.- Gráficas resultantes de la simulación del Método de Grafos

Ordenamiento nodal

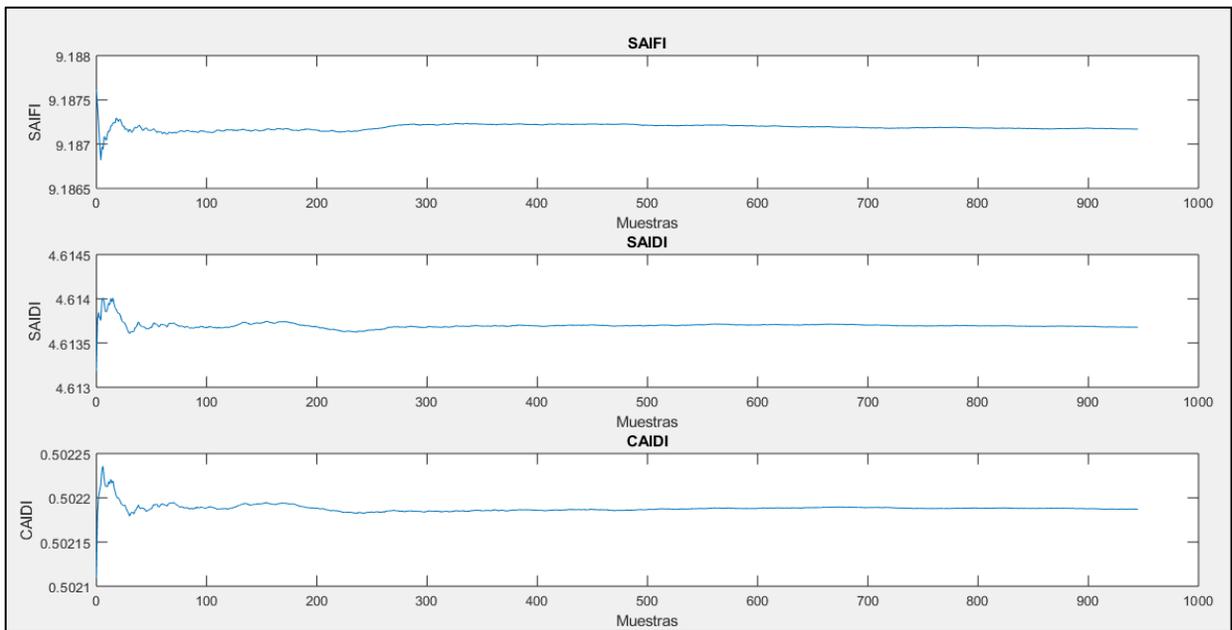


Anexo 7.- Gráficas resultantes de los índices de confiabilidad con reconexión

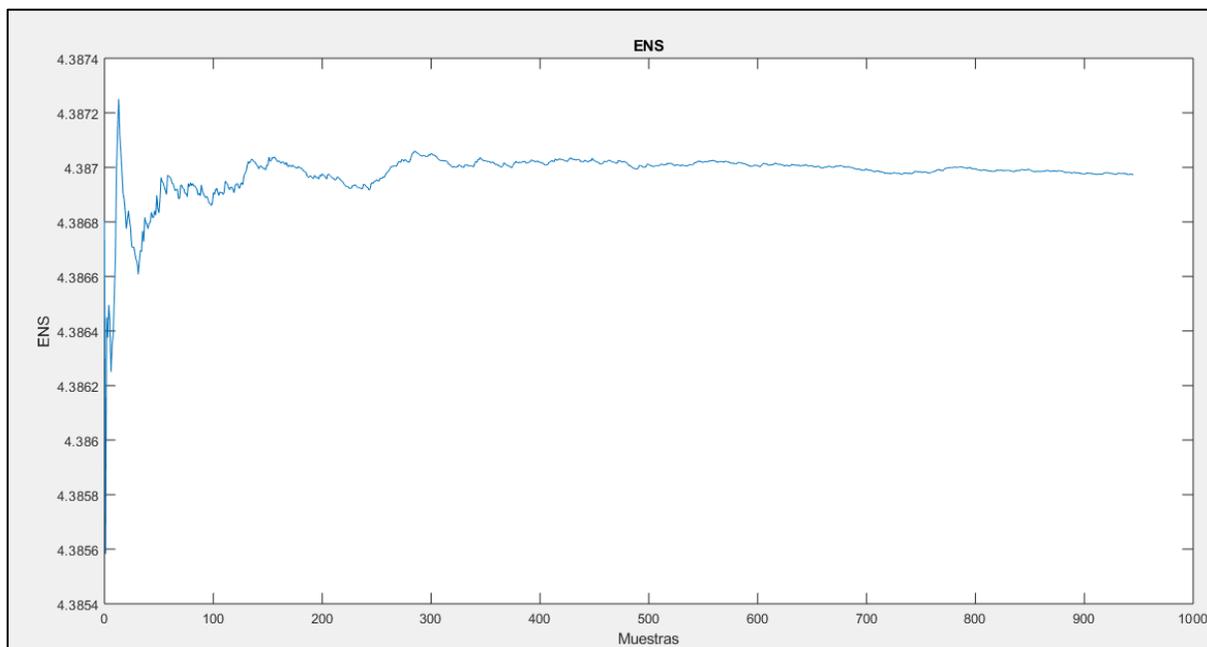
Disponibilidad e indisponibilidad forzada



Índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI CAIFI, sin reconexión

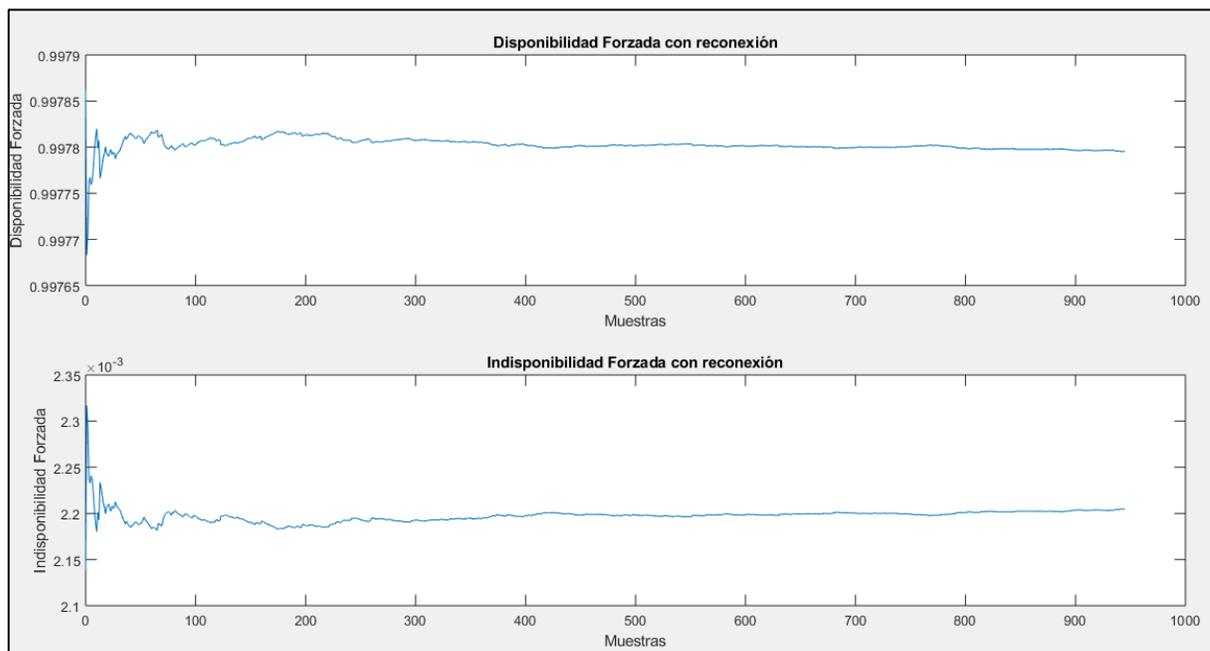


Energía no suministrada sin reconexión

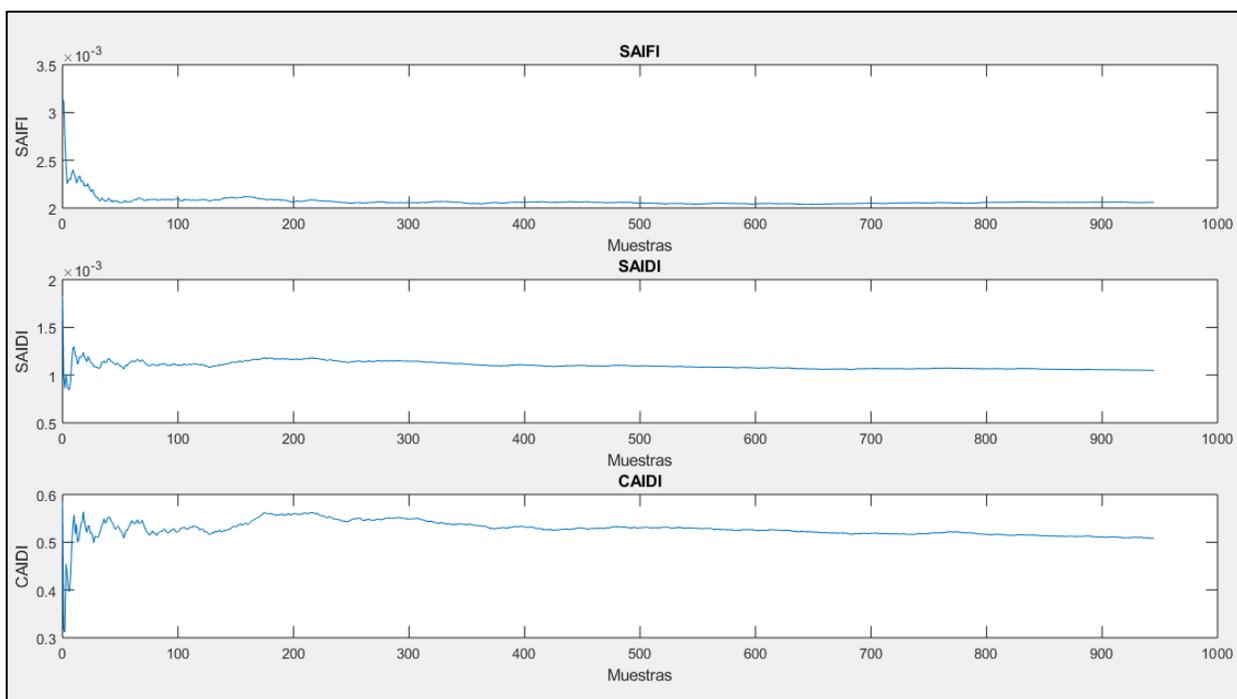


Anexo 8- Gráficas resultantes de los índices de confiabilidad después de la reconexión

Disponibilidad en indisponibilidad forzada con reconexión



Índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI CAIFI, con reconexión



Energía no suministrada con reconexión

