



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

“Ubicación óptima de reconectores en el alimentador primario “G” de la subestación Cristianía perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito”

Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de Magister en Electricidad Mención
Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor:

Ing. Sisa Sisa Victor

Tutor:

Ing. MsC. Jiménez Jiménez Diego

LATAQUNGA – ECUADOR


2023

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: **“UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO “G” DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”**., del señor Sisa Sisa Víctor Arnulfo, de la carrera de Magister en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia, 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 Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 24 de julio del 2023

El Tutor:



Ing. MSc. Jiménez Jiménez Diego

C. I. 0503493702

DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

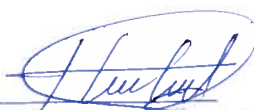
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

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; por cuanto, el autor: y Sisa Sisa Víctor Arnulfo con el título de Proyecto de titulación: “**UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO “G” DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**”, 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, 24 de julio del 2023

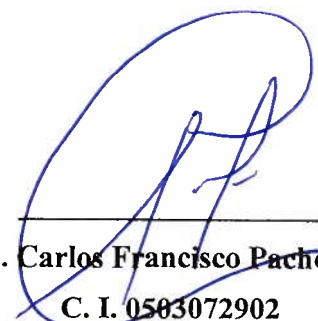
Para constancia firman:



MsC. Marco Anibal León Segovia
C. I. 0502305402
Lector 1



MsC. Luis Eduardo Hinojosa Guanoluisa
C. I. 0502365810
Lector 2



MsC. Carlos Francisco Pacheco Mena
C. I. 0503072902
Lector 3

DEDICATORIA

A Dios por ser pilar fundamental para el logro de mis metas y nunca soltar mis manos.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y docentes que forman parte de la Facultad de Maestría e Ingeniería Eléctrica.

A la Empresa Eléctrica Quito por su tiempo y colaboración brindada en este proyecto.

Víctor

AGRADECIMIENTO

A ti mi Dios, tu bondad y tu amor es infinito, me has permitido sonreír ante todos mis logros que son resultado de tu ayuda.

Con amor a mi madre Clorinda que ha sabido apoyar, guiar y ser quien me enseñe que puedo alcanzar metas planteadas con dedicación y perseverancia.

A ti Adrián Sisa por hacer de mis días en la tierra momentos que quedarán plasmados en mi corazón, tú eres y siempre serás el motor que impulsa mi vida.

Víctor

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Sisa Sisa Víctor Arnulfo, declaro ser autor del presente proyecto de investigación: **“UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO “G” DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”** siendo el Ing. MSc. Jiménez Jiménez Diego 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, es de mi exclusiva responsabilidad.



Sisa Sisa Víctor Arnulfo

C.I. 1718423369



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Posgrado

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cedo los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, julio del 2023

.....
Sisa Sisa Victor Arnulfo

C.I. 1718423369



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Posgrado

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: **“UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO “G” DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”**. contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, 24 de julio del 2023

.....

PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

MSc. Marco Aníbal León Segovia

C. I. 0502305402

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TÍTULO: “Ubicación óptima de re conectadores en el alimentador primario “G” de la subestación Cristianía perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito”

Autor: Sisa Sisa Víctor Arnulfo

Tutor: Ing. MSc. Jiménez Jiménez Diego

RESUMEN

Actualmente, los consumidores finales imponen mayores requisitos a la calidad del servicio, especialmente en los servicios proporcionados por los distribuidores de energía eléctrica, esto conlleva que se deba recurrir a la tecnología, equipos eficientes o los elementos que el servicio eléctrico. Se debe introducir cada vez equipos de protección y maniobra en las redes eléctricas para minimizar la cantidad de usuarios sin electricidad. Cumpliendo el objetivo de garantizar la confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica hacia los usuarios, en el presente trabajo se analiza una metodología para la ubicación óptima de equipos re conectadores en los sistemas eléctricos de distribución. Hay varias formas alternativas de mejorar la continuidad de la energía, una de ellas, es la denominada reconexión de servicio eléctrico, ya que se ha observado en varios estudios que el 85 % de los errores de las redes de distribución no son permanente, es decir, después de un tiempo determinando se ha omitido el error, es decir, se despeja la falla. Por esta razón, el problema se reduce al mínimo con la instalación de equipos de desconexión/reconexión denominados re conectadores. Al cuantificar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución y sus índices de calidad de servicio, se pueden determinar los puntos débiles y, por lo tanto, identificar, observar cuantitativamente el lugar de reconocimiento para que sea confiable el sistema y mejorar estos índices.

Palabras Clave: Distribución, Confiabilidad, Continuidad, Re conectador, Calidad.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TITLE: "Optimal location of reclosers in the primary feeder "g" of the Cristianía substation belonging to the Empresa Eléctrica Quito",

Author: Ing. Sisa Sisa Victor Arnulfo

Tutor: Ing. MSc. Jiménez Jiménez Diego

ABSTRACT

Currently, final consumers impose greater requirements on the quality of service, especially in services provided by electricity distributors, this means that technology, more efficient equipment or elements that improve electricity service must be used. More and more protection and switching equipment must be introduced into electrical networks to minimize the number of users without electricity. Fulfilling the objective of guaranteeing the reliability and continuity of the supply of electrical energy to users, this paper analyzes a methodology for the optimal location of recloser equipment in electrical distribution systems. There are several alternative ways to improve the continuity of energy. One of them is the so-called reconnection of electrical service, since it has been observed in several studies that 85 % of the errors in the distribution networks are not permanent, it is that is, after a certain time the error has been omitted, that is, the fault is cleared. For this reason, the problem is minimized with the installation of disconnect/reconnect equipment called reclosers. By quantifying the reliability of electrical distribution systems and their service quality indices, weak points can be determined and, therefore, identify, quantitatively observe the correct recognition place to make the system more reliable and improve these indices.

Keywords: Distribution, Reliability, Continuity, Recloser, Quality

Yo, Coque Cruz María Elisa con cédula de ciudadanía número 0502638562 licenciada en la enseñanza del idioma inglés como Lengua Extranjera, con número de registro de la SENEYCYT: 1010-08-807045; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación como el título **“Ubicación óptima de reconectores en el alimentador primario “G” de la subestación Cristianía perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito”** de: Victor Arnulfo Sisa Sisa, aspirante a Magister en Electricidad en mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Latacunga, 24 de julio del 2023



Lic. Coque Cruz María Elisa
C. I. 0502638562

INDICES DE CONTENIDO

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN	II
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO.....	V
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	VI
RENUNCIA DE DERECHOS	VII
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL	VIII
RESUMEN	IX
ABSTRACT.....	X
INDICES DE CONTENIDO.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
INTRODUCCIÓN	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	2
OBJETIVOS	2
Objetivo General	2
Objetivos Específicos	2
ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.	3
JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	3
HIPÓTESIS.....	4
CAPÍTULO I	5
FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO.	5
1.1 Introducción	5
1.2 Sistema eléctrico.	6
1.2.1 Sistema eléctrico de distribución.	6
1.4 Topología SED.....	6
1.4.1. Sistemas de tipo radial.	7
1.4.2. Sistema tipo anillo.	7
1.4.3 Sistema tipo malla.	8
1.5. La confiabilidad utilizada en sistemas distribuidos.....	8
1.6 Confiabilidad básica	9
1.6.1 Sistema serie.....	9
1.6.2 Sistema paralelo	11
1.7 Métodos de evaluación de confiabilidad.....	12
1.7.1 Método de corte mínimo.....	12
1.7.2 Método Markov	13

1.7.3 Técnicas de duración y frecuencia.....	15
1.7.4 Análisis de tipos de daños y consecuencias.....	16
1.8 Tipos de Evaluación.....	17
1.8.1. Evaluación histórica.....	17
1.8.2. Pronóstico.....	18
1.9 Índice de confiabilidad.....	18
1.9.1 Índice de consumo.....	19
1.9.2. Índices de potencia y energía.....	21
CAPITULO II.....	22
MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	23
2.1 Características de elementos.....	23
2.1.1 Tasa de fracaso.....	23
2.1.2 Tiempo de descanso.....	25
2.2 Tipos de estados y sus clasificaciones.....	26
2.2.1 Estado normal (N).....	26
2.2.2 Estado reparable (R).....	26
2.2.3 Estado no reparable (I).....	27
2.3 Estructura de la matriz.....	27
2.3.1 Etapas de generación de matriz de estado.....	27
2.3.2 Evaluación de estados.....	28
2.3.3 El elemento del elemento.....	30
2.3.4 Cálculo de indicadores de calidad.....	30
2.4 Evaluación de la confiabilidad y ubicación exacta del reconectador.....	31
2.4.1 Costo de confiabilidad.....	31
2.4.2 Configuración de red y secuencia de operación.....	32
2.5 Posición del reconectador.....	33
2.6 Evaluación de la confiabilidad de la red.....	34
2.6.1 Evaluación de la red.....	35
2.6.2 Evaluación de la red con la incorporación de un reconectador.....	39
2.7 Óptima ubicación del reconectador.....	42
CAPITULO 3.....	45
APLICACIÓN EN EL PRIMARIO “G” DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA.....	45
3.1 Determinación de la confiabilidad del sistema.....	47
3.2 Instalación del equipo reconectador en el primario.....	54
3.3 Análisis económico.....	57
CONCLUSIONES.....	60
RECOMENDACIONES.....	62
BIBLIOGRAFÍA.....	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución en el Sistema Eléctrico de Potencia.	6
Figura 2. El sistema radial.	7
Figura 3. Sistema de tipo anillo.	7
Figura 4. Sistema tipo malla.	8
Figura 5. confiabilidad a lo largo del tiempo.	9
Figura 6. La secuencia de acción del elemento que se está reparando.	10
Figura 7. Configuración del sistema en paralelo.	11
Figura 8. Red eléctrica tipo malla.	13
Figura 9. corte mínimo.	13
Figura 10. Ejemplo, Transición de los estados.	14
Figura 11. Cadena de Markov con dos estados.	14
Figura 12. Circuito de dos transformadores.	15
Figura 13. Procedimiento de operación, falla, reparación y operación.	16
Figura 14. Indicadores de confiabilidad.	19
Figura 15. Modelo de proceso de interrupción de servicio.	25
Figura 16. Matriz de estado.	28
Figura 17. Costos de confiabilidad.	31
Figura 18. Detalle de los componentes en Sistema eléctrico.	32
Figura 19. Alimentador primario transferible.	33
Figura 20. Alimentador primario con reconectador.	34
Figura 21. Ejemplo de alimentador primario.	35
Figura 22. Primario representado en tramos.	36
Figura 23. Alimentador primario con reconectador.	39
Figura 24. Primario con reconectador representado en tramos.	40
Figura 25. Secuencia de cierre del equipo reconectador.	43
Figura 26. Diagrama del primario “G” Cristianía.	46
Figura 27. Diagrama del alimentador primario G Cristianía en tramos.	46
Figura 28. Beneficio Económico acumulado de la implementación de reconectores.	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tareas en relacionadas con los objetivos específicos.....	3
Tabla 2: Número y componentes de corte	13
Tabla 3: Descripción de los estados.....	26
Tabla 4: Determinación de interrupciones.....	29
Tabla 5: Tiempo de interrupción total	30
Tabla 6: Un ejemplo de una sección de alimentación.....	36
Tabla 7: Estados del alimentador, representado en matriz	36
Tabla 8: Tasa de falla, representado en matriz.....	37
Tabla 9: Tiempo de reparación, representado en matriz	37
Tabla 10: Indisponibilidad, representado en matriz	37
Tabla 11: Resultados totales	38
Tabla12: Valores comerciales del primario	38
Tabla 13: Resultado de los valores de la ENS	39
Tabla 14: Resultado de los valores de FMIK.....	39
Tabla 15: Estados del alimentador, representado en matriz con reconectador	40
Tabla 16: Tasa de falla, representado en matriz.....	40
Tabla 17: Tiempo de reparación, representado en matriz	41
Tabla 18: Indisponibilidad, representado en matriz	41
Tabla 19: Resultados totales	41
Tabla 20: Resultado de los valores de la ENS	42
Tabla 21: Resultado de los valores de FMIK.....	42
Tabla 22: Datos comerciales y técnicos del primario G Cristianía	48
Tabla 23: Datos de confiabilidad del primario G Cristianía	49
Tabla 24: Matriz de estados del primario G Cristianía	50
Tabla 25: Matriz de tasa de fallas del primario G Cristianía.....	51
Tabla 26: Matriz de tiempos de tiempos de reparación del primario G Cristianía	52
Tabla 27: Matriz de indisponibilidades del primario G Cristianía	53
Tabla 28: Resultados de confiabilidad del primario “G” Cristianía	54
Tabla 29: Índices de confiabilidad del primario G Cristianía	54
Tabla 30: Ubicación del primer reconectador en el primario G Cristianía.....	55
Tabla 31: Ubicación del segundo reconectador en el primario G Cristianía	56
Tabla 32: Ubicación de los reconectador en el primario G Cristianía.....	57
Tabla 33: Beneficio económico con la implementación de reconectores	58
Tabla 34: Flujo económico con la implementación de reconectores	59
Tabla 35: Índices económico con la implementación de reconectores	59

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la sociedad demanda una mayor calidad de servicio, especialmente para los servicios que prestan las distribuidoras de energía eléctrica, lo que requiere la introducción de equipos de mayor calidad, tecnología, o una óptima colocación de dispositivos de protección, cada vez que se busca garantizar ciertas condiciones en la red y reducir el número de usuarios interrumpidos en caso de falla.

Los interruptores automáticos a nivel de distribución no tienen la misma tasa de deslastre de carga que a nivel de generación, pero el 90 % de las fallas que provocan cortes de energía ocurren en los sistemas eléctricos de distribución, por este motivo que el objetivo del proyecto actualmente encomendado es introducir un método para encontrar el número correcto de interruptores y sus ubicaciones óptimas para obtener la menor energía no servida en caso de falla del sistema de distribución.

Hay varias formas de mejorar la calidad del servicio eléctrico, dado que algunos estudios han observado que, el 85 % de las fallas en las redes aéreas eléctricas de distribución son fallas transitorias, por lo tanto, las fallas desaparecen después de algunos ciclos o segundos, la instalación de un reconectador y sus características de conmutación minimizan el problema.

Al evaluar los índices de confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución y sus indicadores relativos, es posible identificar los puntos con mayor debilidad, de esta manera cuantificar y lograr observar la posición correcta del interruptor de reconexión, haciendo confiable el sistema y mejorando así los indicadores anteriormente mencionados.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para aumentar el servicio eléctrico, la calidad, de acuerdo con los niveles de voltaje requeridos, se realizan estudios de seguridad del sistema eléctrico, que consta de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aunque la mayoría de los cortes son causados por perturbaciones en las áreas atendidas por el sistema de distribución, en diversas condiciones los eventos imprevistos como descargas atmosféricas, funcionamiento prolongado, envejecimiento del aislamiento, cortocircuito de la red, entre otros, resultando en daños, cortes de energía y por lo tanto en pérdidas financieras.

La mejora en los índices de calidad de energía para los sistemas de distribución eléctrica, está

relacionada con la operación y la instalación de los dispositivos de reconexión en las redes eléctricas. La instalación de reconectores en las redes de distribución debe principalmente reducir el impacto de los eventos de falla, realizar transferencias de carga eléctrica cuando corresponda y también asegurar la vida funcional de otros componentes instalados en la red eléctrica.

Lo anterior tiene como objetivo mejorar los índices de calidad del servicio de distribución eléctrica a través de la óptima ubicación de los reconectores en el alimentador “G” de la subestación Cristianía, reduciendo así los tiempos de recuperación del suministro eléctrico y de esta manera evitar sanciones, por parte de las autoridades regulatorias si el los índices de calidad no cumplen con la normativa.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Se puede mejorar los índices de calidad en el alimentador primario “G” de la subestación Cristianía perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito mediante la ubicación óptima de reconectores?

OBJETIVOS

Objetivo General

Analizar la ubicación óptima de los reconectores en el alimentador primario “G” de la subestación Cristianía mediante criterios de confiabilidad con el fin de mejorar los índices de calidad de la Empresa Eléctrica Quito.

Objetivos Específicos

- Realizar un estado del arte de los índices de confiabilidad identificando criterios de ubicación óptima de reconectores en las redes eléctricas de distribución.
- Evaluar la ubicación óptima de los reconectores alimentador primario “G” de la subestación Cristianía.
- Validar los resultados de la ubicación óptima de reconectores mediante la comparación de los diferentes casos de estudios.

ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.

Tabla 1: Tareas en relacionadas con los objetivos específicos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS	ACTIVIDADES	RESULTADOS	MEDIOS DE VERIFICACIÓN
Realizar un estado del arte de los índices de confiabilidad identificando criterios de ubicación óptima de reconectores en las redes eléctricas de distribución.	Recopilación de la información mediante consulta bibliográficas, regulaciones, instructivos, entre otros, para obtener documentación de las condiciones actuales de confiabilidad asociados a los sistemas eléctricos de distribución.	Establecer los fundamentos técnicos necesarios para el estudio del arte en confiabilidad en las topologías de los Sistemas Eléctricos de Distribución.	Bibliografía y citas anexas en el proyecto.
Evaluar la ubicación óptima de los reconectores alimentador primario "G" de la subestación Cristianía.	Estudio de los indicadores de eficiencia mediante la ubicación óptima de los reconectores.	Realizar cuadro comparativo con los parámetros ingresados en el sistema, versus los encontrados en el mismo.	Colección bibliográfica de parámetros de calibración para protección de subestaciones relacionados con las características de la subestación 18 Cristianía.
Validar los resultados de la ubicación óptima de reconectores mediante la comparación de los diferentes casos de estudios.	Comparación de resultados adquiridos mediante la simulación de ubicación óptima de reconectores.	Cuadro de resultados con niveles porcentuales de la confiabilidad del servicio.	Regulación de calidad del servicio eléctrico establecidos por el ARCERNNR

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El uso racional de la energía es una de las razones actuales para buscar iniciativas eficaces vinculadas a la reducción del consumo de electricidad, impactos medio ambientales, así como realizar inversiones en la incorporación, repotenciación o remodelación del sistema eléctrico de potencia. La eficiencia energética constituye una posibilidad de mejora en el abastecimiento de electricidad, confort y calidad de vida humana.

Un factor clave en el sistema eléctrica de distribución es la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico que brinda a sus usuarios. La falla de ciertos elementos puede generar interrupciones en el suministro de energía, por lo que evoluciona y propone alternativas para mejorar el suministro eléctrico, como la instalación de equipos de reconexión.

El posicionamiento óptimo de los reconectores dentro del sistema de distribución minimiza las pérdidas de energía, aísla las fallas, mejora los niveles de voltaje y responde mejor a los diversos incidentes que pueden ocurrir en los sistemas eléctricos.

Debido a la importancia de estos conceptos en términos de confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, este proyecto tiene como objetivo minimizar las fallas existentes mediante la optimización del recierre en el alimentador primario 'G' de la SE Cristianía buscando una buena posición ayuda a la Empresa Eléctrica Quito a mejorar los índices de confiabilidad de energía para sus clientes residenciales, industriales y comerciales, mediante la obtención de exponentes en los puntos de carga del bus de 22.8 kV.

HIPÓTESIS

Mediante la colocación óptima del dispositivo de reconexión del alimentador primario “G” de la subestación “18_Cristianía” perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito, los indicadores de calidad establecidos en el Reglamento 002/20 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).

CAPÍTULO I

FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO.

1.1 Introducción

Las desconexiones [1] que ocurren en los alimentadores primarios por fallas temporales o permanentes [2] se reflejan en el índice de confiabilidad [3]. Dicha desconexión provoca molestias, daños económicos, cortes de energía, daños severos tanto a personas como a equipos, y falta de eficiencia. Por tal motivo, es necesario analizar la desconexión al inicio de la línea de alimentación del primario “G” en la subestación 18 “Cristianía” y la evaluación de la posición óptima del reconectador [4]. Porque están estrechamente relacionados, a su desempeño [5].

Según Zambrano [6], la confiabilidad del servicio eléctrico y los sistemas de protección son dos aspectos íntimamente relacionados con la operación óptima de un sistema de distribución, y en caso de falla primaria, la falla será reportada por la distribuidora. El ente regulador, Agencia de Regulación y Gestión de la Energía y los Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), además de registrar pérdidas energéticas y económicas de las distribuidoras en indicadores de calidad [7], usuarios también muestra la pérdida de varios niveles de residencial, comercial e industrial.

Las interrupciones del servicio y el aumento de la demanda de energía son aspectos que han experimentado cambios en los niveles de confiabilidad y el impacto considerable que esto tiene en los usuarios y las empresas distribuidoras. Índice de calidad de la subestación “18 Cristianía” de la Empresa Eléctrica de Quito [8]. Este proyecto consiste en un análisis tanto del actual sistema de localización de reconectores como de indicadores de calidad para incorporar mejoras en el sistema de distribución, minimizando así las pérdidas ocasionadas por la desconexión del alimentador primario 'G'. Subestación 18 Cristianía, reflejada en el índice.

En el presente proyecto se realiza un estudio de flujo de carga dentro del alimentador primario 'G' de la SE 18 Cristiania con la ayuda del software CYME, el cual calcula índices de potencia y energía. En sectores de consumo ecuatorianos como SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI y ENS, que enfatizan NIEPI (FMIK) y TIEPI (TTIK) en lugar de la norma 002/20 de ARCERNNR, organismo que rige la electricidad, medio establece límites para estos indicadores en niveles de voltaje.

1.2 Sistema eléctrico.

“Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, sistemas de transmisión y sistemas de distribución, que permiten realizar el proceso de transformación de la energía hasta llegar a la fase de consumo de energía eléctrica por el usuario final” [9].

1.2.1 Sistema eléctrico de distribución.

Los denominados Sistemas Eléctricos de Distribución (SEDs) son una parte fundamental dentro del sistema de energía ya que su función es asegurar el suministro de energía eléctrica de manera segura y confiable, constituidos por “el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación hasta usuario avanzado” [10].

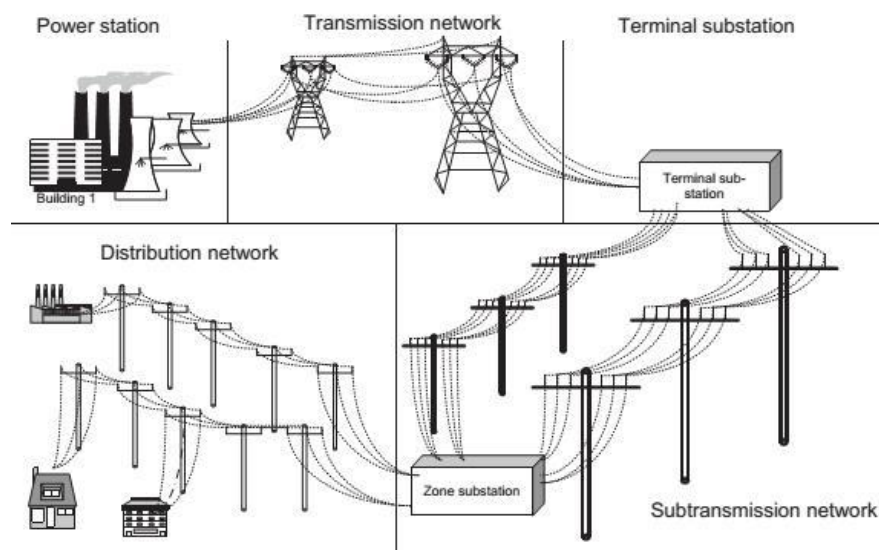


Figura 1. Distribución en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Fuente: [11]

Los elementos que componen el SED son: Transformadores, alimentadores primarios y secundarios, capacitores, líneas, equipos de protección entre otros. Estos elementos pueden ser repotenciados y/o cambiados de acuerdo a las necesidades del sistema eléctrico [11].

1.3 Sistemas de distribución. Y su clasificación

Los sistemas de distribución de energía se pueden clasificar según la construcción, topología, número de conductores, niveles de voltaje, corriente, potencia, entre otros.

1.4 Topología SED.

La topología de una red de distribución se refiere al método de distribuir electricidad desde las

fuentes hasta los consumidores a través de diferentes partes de la cadena de distribución eléctrica.

1.4.1. Sistemas de tipo radial.

Se determina que es la topología sencilla, económica y fácil de utilizar porque su alimentación energética proviene de una sola fuente de alimentación, la misma que se encuentra ubicada en un extremo y la energía se proyecta radialmente, es decir. proyectando al cliente en una sola dirección, la confiabilidad de la calidad del producto es baja, ya que, en el caso de una falla, se interrumpirá la distribución de energía eléctrica a un gran número de usuarios, lo que afecta a la continuidad de los servicios de energía [12].

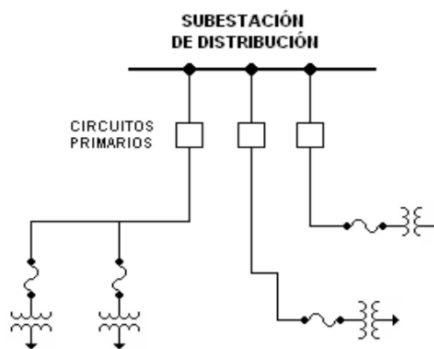


Figura 2. El sistema radial.
Fuente: [13]

1.4.2. Sistema tipo anillo.

Su alimentación es por los extremos, el primario de la subestación, pasa por la zona de carga y regresa al punto de partida, esto forma un circuito cerrado, el cual tiene la capacidad para aislar las interrupciones de la red, así como también, asegurar la carga y transferencia [13]. En la figura 3 se puede apreciar una red tipo anillo.

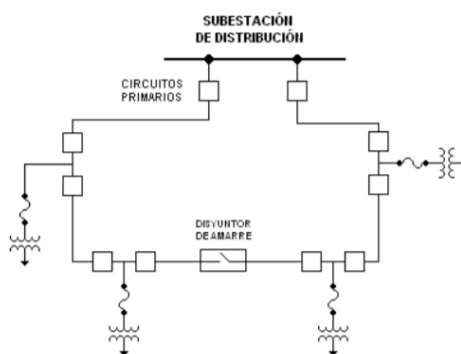


Figura 3. Sistema de tipo anillo.
Fuente: [13]

1.4.3 Sistema tipo malla.

Se combina con sistemas de anillo y radiales, tiene corriente bidireccional, es más fácil de mantener, proporciona mayor confiabilidad de continuidad de energía, alto costo y alta complejidad operativa. Los sistemas de este tipo se utilizan en ciudades con diferentes densidades de carga [13]. en vestiduras, la figura 4 muestra un sistema tipo malla.

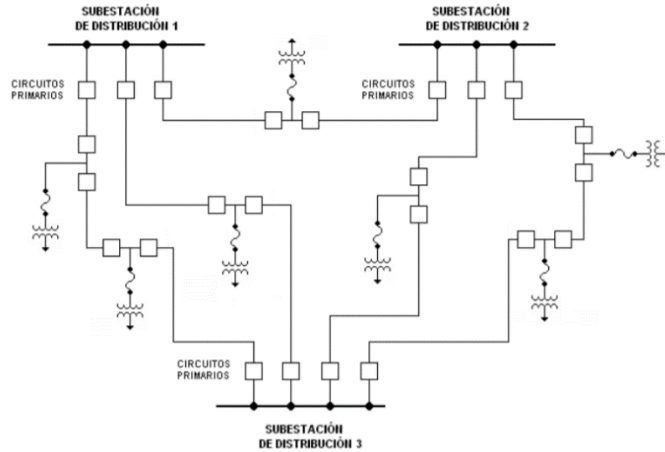


Figura 4. Sistema tipo malla.

Fuente: [13]

1.5. La confiabilidad utilizada en sistemas distribuidos

Es la habilidad o capacidad de un agente, componente o un sistema específico para realizar una función específica bajo las condiciones y restricciones para las cuales ha sido diseñado e implementado, todo enumerado durante un cierto período de tiempo. El equipo se considera fiable si funciona siempre que se necesita y realiza la tarea para la que está instalado [14]. Un término a tener en cuenta es la disponibilidad, que implica ubicar un sistema o agente de tal manera que esté rápidamente disponible para realizar su trabajo o función [14].

La confiabilidad de un sistema está relacionada con su capacidad para mantener un funcionamiento continuo en caso de falla de un elemento que lo componen, además, depende de la confiabilidad, así como también la disponibilidad, de los componentes de este elemento y su reparación en caso de falla.

Para un análisis de confiabilidad, es necesario comprender varios factores como: la causa, el tiempo de reparación, el porcentaje de ensamblajes que fallan en un período de tiempo determinado y su impacto en los componentes, otras propiedades debido al daño. [15].

El nivel de confiabilidad que requiere el sistema debe estar predeterminado por la criticidad de

la carga y debe ser verificado en estudios que tomen en cuenta las necesidades del proceso o propiedades de disponibilidad, estabilidad y usabilidad y confiabilidad [15]. La confiabilidad se puede ver como una función que representa la capacidad de mantener una función a lo largo del tiempo, es decir, en una situación de ensamblaje o sistema, la función se puede representar como un exponente decreciente. La presencia de un elemento funcional confirma el 100 % de fiabilidad de un dispositivo determinado [16]. La Figura 5 muestra la confiabilidad a lo largo del tiempo.

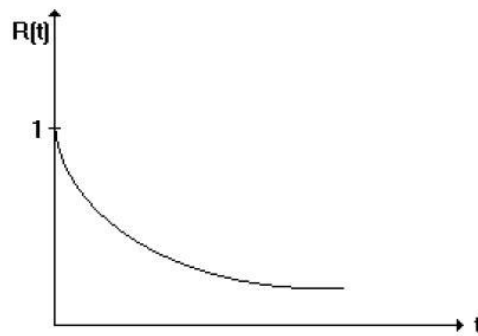


Figura 5. confiabilidad a lo largo del tiempo
Fuente: [16]

En los sistemas eléctricos con configuración radial, la confiabilidad de estos sistemas es un factor muy fundamental, ya que, si hay una falla en uno de los componentes, significa que uno o varios usuarios consumidores de la red no tendrán energía eléctrica. Por ello, el valor y la necesidad de evaluar la confiabilidad del sistema o factor al momento de calcular indicadores, ya que con su ayuda tienen la oportunidad de generar varias alternativas de solución para mejorar al cliente la calidad del servicio.

1.6 Confiabilidad básica

En sistema de distribución de energía puede consistir en un gran conjunto de recursos tales como: transformadores, líneas, aisladores, todos los cuales están interconectados a través de configuraciones, ya sea en sistema serie, sistema paralelo o un sistema en combinación de ambos [17].

1.6.1 Sistema serie

Este tipo de sistema se caracteriza porque la confiabilidad depende del control de cada uno de los componentes o componentes que lo conforman, ya que para que el sistema funcione correctamente, todos deben funcionar, es decir, si falla un componente, el otro debe funcionar. todo el sistema también falla.

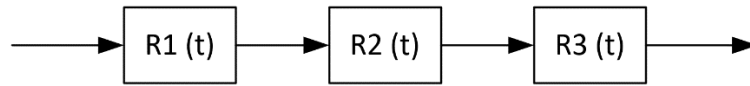


Figura 6. La secuencia de acción del elemento que se está reparando.
Fuente: [17]

Donde:

$R_{1(t)}, R_{2(t)}, R_{3(t)} \dots R_n$ = Es la confiabilidad en cada elemento

Un sistema configurado en cadena no tiene redundancia y es inversamente proporcional a la confiabilidad, ya que un aumento en la cantidad de recursos en el sistema reduce la confiabilidad.

Se debe tomar en cuenta que cada dispositivo del sistema tiene su propia tasa de fallas y su propia tasa de confiabilidad. [Dieciocho]. La confiabilidad del sistema está determinada por el producto de la confiabilidad parcial de cada componente [19].

$$R_s(t) = R_1(t) \times R_2(t) \times R_3(t) \dots \times R_n(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (1)$$

Entonces $R(t) = e^{-\lambda t}$, esto quiere decir:

λ = Tasa de falla

Por lo cual

$$R_1(t) = e^{-\lambda_1 t} \times e^{-\lambda_2 t} \times e^{-\lambda_3 t} \times e^{-\lambda_n t} = \prod_{i=1}^n e^{-\lambda_i t} \quad (2)$$

En el sistema serie, el resultado de la tasa de falla se la consigue de la siguiente manera:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_n = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3)$$

En el sistema serie, el resultado de la probabilidad de falla se la consigue de la siguiente manera:

$$Q_s(t) = 1 - R_s(t) = 1 - \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (4)$$

El tiempo de reparación:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n r_i \lambda_i}{\lambda_s} \quad (5)$$

Donde:

r_i = tiempo de reparación en cada elemento

La indisponibilidad se calcula con:

$$U_s = \sum_{i=1}^n r_i \lambda_i \quad (6)$$

1.6.2 Sistema paralelo

En diferencia del sistema serial, en los sistemas que todavía están en configuración paralela, es cierto que para que un sistema falle, todos sus recursos deben fallar, o lo que es lo mismo, para que el sistema logre eficiencia y productividad, solo existe un componente de conocimiento que es completamente innecesario.

Los sistemas de configuración paralela son necesarios, por lo que, la confiabilidad es proporcional a la cantidad de recursos de un sistema, es decir, son confiables debido a que comparten recursos [20].

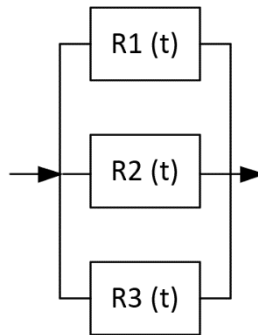


Figura 7. Configuración del sistema en paralelo.

Fuente: [20]

La probabilidad está dada por:

$$Q_p = Q_1(t) \times Q_2(t) \times Q_3(t) \times \dots \times Q_n(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (7)$$

Donde:

$Q_1, Q_2, Q_3, \dots, Q_n$ = Probabilidad de falla cada elemento

Tasa de falla en paralelo:

$$\lambda_p = (\lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 \dots \lambda_n) \times (r_1 r_2 r_3 \dots r_n) = \left(\prod_{i=1}^n \lambda_i \right) \times \left(\sum_{i=1}^n r_i \right) \quad (8)$$

Tiempo de reparación:

$$r_p = \frac{\prod_{i=1}^n r_i}{\sum_{i=1}^n r_i} \quad (9)$$

Indisponibilidad en el sistema:

$$r_p = r_p \lambda_p \prod_{i=1}^n r_i \quad (10)$$

Probabilidad en el sistema:

$$R_p(t) = 1 - Q_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (11)$$

1.7 Métodos de evaluación de confiabilidad

Diferentes procedimientos de confiabilidad cuantifican la tasa o nivel tolerable de errores producidos, los mismos se pueden clasificar en procedimientos aleatorios experimentales y de simulación. Los procedimientos de modelado estocástico más famosos incluyen el procedimiento de Monte Carlo, y entre los procedimientos de investigación, los procesos secuenciales de Markov y los procesos de red con sus aproximaciones [21].

1.7.1 Método de corte mínimo

En el caso de este proceso se evalúa el desarrollo del servicio desde diferentes puntos de vista de un sistema, es necesario que haya un camino desde el inicio de la fuente hasta los recursos que componen el sistema en su totalidad.

La liberación inadvertida de cualquier recurso contenido en el grupo de corte mínimo da como resultado la división del sistema en 2 subsistemas interconectados. El primero incluye los datos de entrada, es decir, las fuentes, y el segundo el punto de interés o análisis [22].

Este procedimiento esencialmente unifica la representación del sistema que se analiza en una configuración serie-paralelo, que puede tener diferentes variaciones. Un corte mínimo es un grupo de elementos que al fallar resultará en una falla del sistema, es decir, si falla un conjunto de elementos resultará en una ruptura o detención en el riel entre la entrada y la salida. Además, para minimizar el corte, ningún subconjunto debería tener el mismo efecto en el sistema [18].

El ejemplo de la Figura 8 explica el uso de este método cuando la red consta de 5 elementos, además respectivamente de las entradas y salidas. En este ejemplo, puede tener varios grupos de cortes, pero si tiene en cuenta la definición anterior, los cortes mínimos en el sistema serán solo (1-2), (4-5), (1-3-5), (2-3-4).

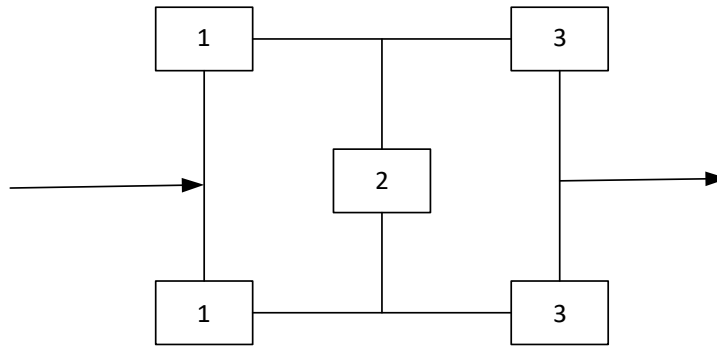


Figura 8. Red eléctrica tipo malla.
Fuente: [18]

La tabla 2 detalla el número de corte y los componentes de corte.

Tabla 2: Número y componentes de corte

Número Corte	Componente Corte
Corte 1	1,2
Corte 2	4,5
Corte 3	1,2,3
Corte 4	3,4,5
Corte 5	1,3,5
Corte 6	2,3,4
Corte 7	1,2,4,5

Para un grupo de recortes, los elementos deben estar conectados en paralelo para representar una falla cuando todos sus elementos salen de la red, y los cortes están conectados en serie para que su salida asegure que el sistema está apagado.

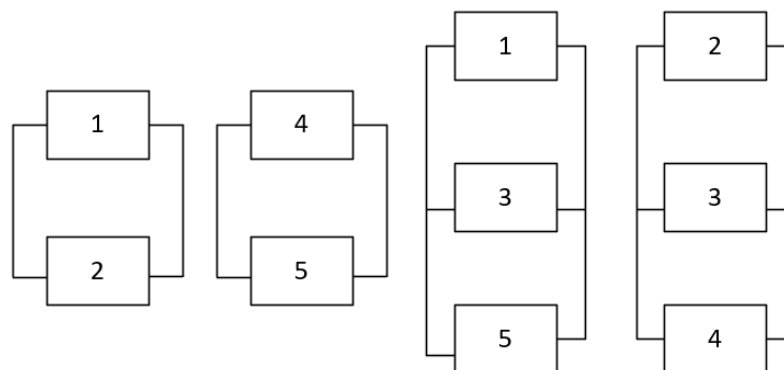


Figura 9. corte mínimo
Fuente: [18]

1.7.2 Método Markov

Es un proceso de tiempo discreto en el que las variables aleatorias $X_n(t)$ varían con el tiempo, por lo cual, su propiedad de la probabilidad es $X_n=C_j$ depende solo directamente del estado del sistema X_{n-1} [21].

El sistema eléctrico de distribución o ya sea de transmisión, cuando varias instalaciones fallan y pueden ser reparadas o reemplazadas para que parte o todo el sistema pueda volver a operar normalmente, se evalúa el sistema a largo plazo en el tiempo y con operación normal y luego, cuando se cumplen estas condiciones, se aplican los siguientes procedimientos de Markov.



Figura 10. Ejemplo, Transición de los estados
Fuente: [21]

Los sistemas eléctricos de distribución son modelos dinámicos porque pueden cambiar de topología debido a fallas causadas por eventos externos o eventos múltiples. Los modelos de Markov comienzan con el conocimiento de un estado dado o secuencia de eventos para de esta manera poder determinar los estados posibles que asumirá el sistema, teniendo en cuenta las tasas de error y las listas del sistema con eventos aleatorios [21]. Este procedimiento representa una confiabilidad del sistema, esto ya que se realiza un estudio para lograr determinar la estabilidad promedio del sistema y la tasa de fallas para poder programar o priorizar el mantenimiento planificado para las líneas, importante para las líneas que tienden a sobrecargarse antes de que ocurran circunstancias imprevistas. [21].

La Figura 11 muestra una cadena de Markov continua para un componente con dos estados disponible y no disponible, ambas tasas de la transición, donde λ se denomina la tasa de falla del elemento en unidad de error sobre la unidad de tiempo y μ se denomina como la tasa de reparación en el tiempo de 1 hora.

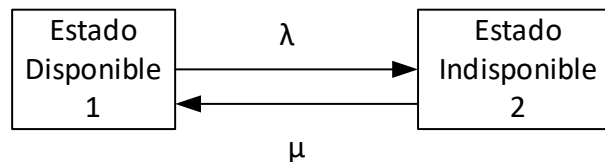


Figura 11. Cadena de Markov con dos estados
Fuente: [21]

Después de tener un sistema, por lo tanto, que se muestra en la Figura 12, de las cuales 2 líneas son adecuadas para transformadores apropiados, donde pueden estar en el estado disponible o indisponible, así como en un error o incapaz de acceder, unos estados de combinación que permiten lograr un servicio adecuado al sistema, es necesario el concepto de condiciones en las

que los recursos continúan operando, así como, al completo conjunto de atributos.

La presencia del mismo número en el que se crea la falla en cualquier recurso es una situación en la que la situación se crea en ambas líneas o en dos transformadores en este momento, no es posible. Una conexión secuencial real, solo un factor no puede obtener el mismo "error del sistema".

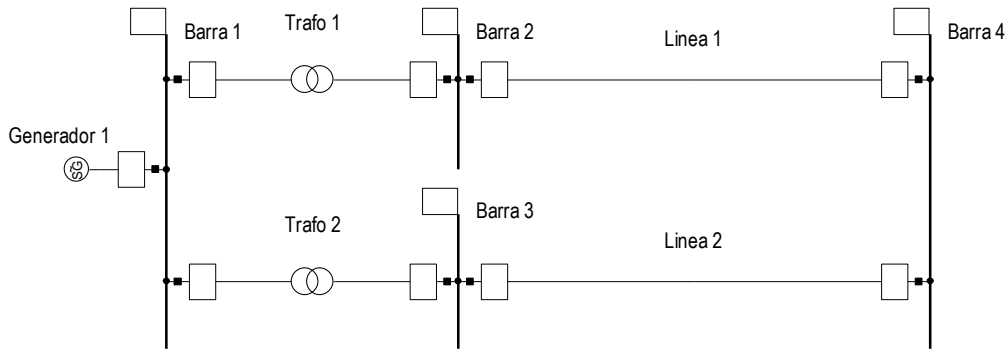


Figura 12. Circuito de dos transformadores

Fuente: [16]

El punto básico a tener en cuenta es que, el proceso de Markov permite conocer con gran precisión, así como la verosimilitud, frecuencia y tiempo de vida del sistema en cualquiera de sus posibles estados, pero no permite conocer la probabilidad de un punto o sistema en particular. componente que ocurre. error. sistema [22].

Tan pronto como se establece un sistema más realista con más estados posibles, el proceso de Markov se vuelve muy inconveniente y difícil de estudiar, porque con el aumento de la cantidad de los recursos que componen, estos estados posibles también logran aumentar significativamente, esto quiere decir, si se asume solo 2 estados (fallo y activo), las pistas se controlan en base a $2n$ posibilidades [23].

1.7.3 Técnicas de duración y frecuencia.

Uno de los propósitos importantes de la evaluación de confiabilidad del sistema de distribución eléctrica, es proporcionar información cuantitativa la cual debe ayudar a tener una imagen clara del estado del usuario y conocer si obtiene el servicio de calidad.

La ingeniería de frecuencia y duración permite detectar, además de la disponibilidad y la indisponibilidad, las tasas de error y reparación que indican transiciones entre estados.

Entonces, si se trata de una situación en la que el cliente necesita conectarse a un nodo y quiere conocer estas restricciones, entonces este enfoque puede hacerlo. La Figura 13 muestra el proceso por el que pasa una pieza cuando ocurre una falla, desde la puesta en marcha, operación, falla y reparación.

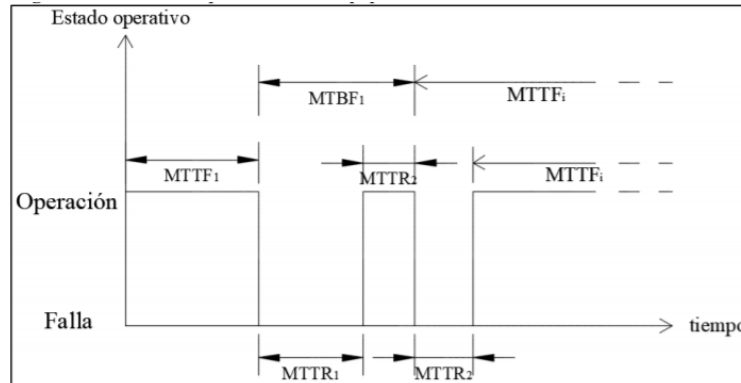


Figura 13. Procedimiento de operación, falla, reparación y operación
Fuente: [23]

Dónde:

- Mean Time Between Failures, MTBF: Tiempo, desde el final de una falla hasta el final de la siguiente, es la suma de MTTF y de MTTR.
- Mean Time to Repair, MTTR: Tiempo promedio, que tarda en volver a poner en servicio un elemento después de una falla. $\mu=1/MTTR$ (12).

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (12)$$

- MUT (Mean Up Time): La duración promedio de un elemento. También se representa por MTTF (Mean Time to Failure), en este caso el tiempo medio hasta el fallo calculado desde la última operación del elemento hasta la operación posterior al fallo.

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} \quad (13)$$

Donde:

λ = es la tasa de falla.

μ = es la tasa de reparación.

En este caso, puede conceptualizar la resistencia de reparación μ como el parámetro que estima la probabilidad de que el componente necesite reparación y la tasa de falla λ como la probabilidad de que el factor funcione. [24].

1.7.4 Análisis de tipos de daños y consecuencias

Este método también es uno de los más utilizados si se quiere comprobar la fiabilidad del

sistema eléctrico y simular los fallos que provocan el funcionamiento de los dispositivos de control. Con este enfoque, se pueden establecer métodos comunes de falla para luego estudiar el impacto de estas fallas en el comportamiento del sistema. Por esta razón, este comportamiento se puede aprender explícitamente con esta técnica.

Para utilizar este proceso, se deben hacer grupos mínimos de cortes en serie, considerándose los errores solo en uno o dos activos, ya que no hay posibilidad de falla en tres o más activos al mismo tiempo, pero no es así se puede descartar que un determinado fallo pueda combinarse también con la desactivación o deshabilitación de otros elementos, provocando un corte de suministro eléctrico al punto de recarga.

La técnica también permite el cálculo de sobrecargas y tensiones fuera de los parámetros establecidos mediante la simulación de cortocircuitos no conmutables, como situaciones de redundancia de línea o redundancia de línea de alimentación de la fuente. por lo tanto, no se apaga ninguna parte del sistema, pero puede sobrecargar cualquier otro elemento, es decir, los estados todavía están definidos por conjuntos discontinuos integrados aquí, así como la sobrecarga. [21].

Todos los procesos explicados anteriormente tienen diferentes propósitos como probar situaciones y aumentar el desempeño del sistema en particular, con los resultados que se obtiene, se pueden encontrar las superficies más inconvenientes, las áreas de error más frecuentes. y su duración, además, con la ayuda del análisis de confiabilidad, se pueden cuantificar y comparar diferentes alternativas para la expansión del sistema, todo esto observando las métricas de confiabilidad optimizadas y creando la organización ideal para el despliegue y mantenimiento de recursos.

1.8 Tipos de Evaluación

Los estudios de confiabilidad toman en cuenta diferentes puntos o tipos de calificaciones, cuyas similitudes dependen de los datos que algunas organizaciones de distribución deben realizar para realizar diferentes actividades, como Idealizar la situación para expandir la red de manera rentable. o tomar clases de bienestar.

1.8.1. Evaluación histórica

Tipo de evaluación que refiere al cálculo de los indicadores de la confiabilidad del sistema con

base en datos estadísticos o información disponible para las organizaciones de distribución de energía sobre las actividades realizadas, lo que requiere muchas veces llevar registros y calcular índices para un período determinado [25].

Los datos disponibles se utilizan para evaluar la gestión del sistema y, si es necesario, tomar acciones correctivas, como reemplazar o reparar algún componente, limpiar una parte en particular (poda de árboles), inspección. [25].

1.8.2. Pronóstico

Se basa en predecir el comportamiento de un sistema eléctrico en términos de confiabilidad, a partir del cálculo de indicadores de confiabilidad, mediante modelación o simulación matemática, generalmente realizada en clases de idealización del sistema. Esto es ideal para el crecimiento futuro o el crecimiento de la demanda y, por lo tanto, para la red [25].

Se realiza una evaluación para un período específico a analizar, con una amplia gama de escalabilidad y acciones correctivas que se pueden tomar con base en la investigación de gestión histórica.

Existen límites importantes para el análisis de la confiabilidad predictivo, así como también el estado de la topología de una red, la cantidad de las fallas, de la frecuencia de estas fallas, el tiempo de reparación y el tiempo de maniobra.

1.9 Índice de confiabilidad

Las métricas de confiabilidad utilizadas en los sistemas de entrega están diseñadas para cuantificar la calidad del servicio proporcionado por un sistema en particular en un área o punto específico requerido.

A continuación, una breve descripción de los diferentes tipos de índices disponibles, clasificados según los datos disponibles, así como los resultados que se quieren obtener de ellos, según la orientación requerida.

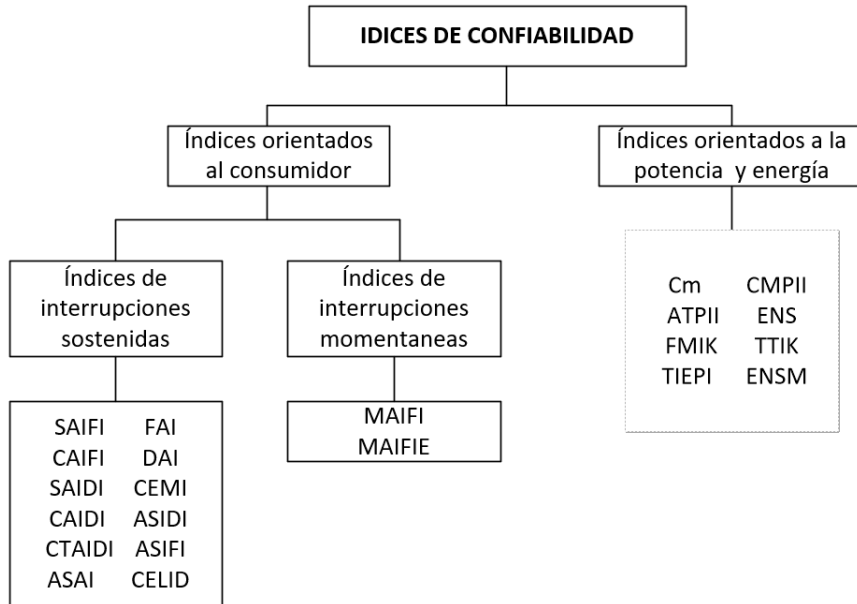


Figura 14. Indicadores de confiabilidad
Fuente: [27]

1.9.1 Índice de consumo

Este tipo de índice se enfoca en la cantidad de clientes que pierden el servicio después de encontrar una falla particular en el sistema o ver condiciones específicas del sistema [26].

1.9.1.1 Índice interrupciones sostenidas

Para usar estas métricas, se debe tener en cuenta que los errores deben ser continuos, es decir, errores que duran significativamente más de 3 minutos [27].

- SAIFI: Índice de Tasa Promedio de Interrupción del Sistema, que asume la frecuencia promedio de interrupciones persistentes experimentadas por un cliente, es decir, la cantidad promedio de interrupciones por cliente atendido en un lugar determinado, tiempo exacto. Su unidad es 1/año.

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{\text{Total usuarios afectados}}{\text{Total de usuarios servidos}} \quad (14)$$

- CAIFI: Índice Promedio de Interrupción del Servicio al Cliente. Este índice da la frecuencia promedio de descansos largos para los consumidores que toman descansos largos. El usuario se cuenta una vez, sin importar cuántas veces haya sido interrumpido.

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{\text{Total de consumidores afectados}} \quad (15)$$

- SAIDI: Indicador de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema Este indicador

muestra el tiempo promedio de cada interrupción por cliente del servicio, esto por unidad de tiempo, es decir, en horas/año.

$$SAIDI = \frac{\sum R_i N_i}{N_T} = \frac{\sum \text{Duración interrupciones de cada usuario}}{\text{Total de usuarios servidos}} \quad (16)$$

- CAIDI: Índice de duración promedio de interrupción del cliente Esta métrica indica el tiempo promedio que lleva recuperarse de una interrupción.

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (17)$$

- CTAIDI: Un índice general del tiempo promedio de interrupción del servicio al cliente. Esta métrica muestra el tiempo total promedio que los clientes experimentan interrupciones. El cálculo es similar al CAIDI, sin embargo, para los consumidores que han tenido mayores a dos interrupciones, cuenta como una sola vez.

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} = \frac{\sum \text{Duración de suspensiones de cada usuario}}{\text{Total de usuarios afectados}} \quad (18)$$

- ASAI: Índice Promedio de Disponibilidad del Servicio Con esta métrica se obtiene la misma información que SAIDI, pero da un porcentaje, es decir, no tiene dimensiones y se expresa en unidades.

$$ASAI = \frac{(N_T \times 8760) \times \sum r_i \times N_i}{(N_T \times 8760)} \quad (19)$$

- ASUI: No hay servicio promedio. Es un índice expresado en unidades. o como un porcentaje.

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (20)$$

- FAIC: Frecuencia de interrupción según el número de destinatarios. Este indicador representa el número de fallas N_c durante 3 minutos que causan daño a los consumidores.

$$FAIC = N_c \quad (21)$$

- CEMIN: Los clientes experimentan muchas interrupciones. Esta métrica representa el porcentaje de clientes que experimentan dos o más interrupciones por año en comparación con el porcentaje de clientes atendidos.

$$CEMIn = \frac{\text{total de consumidores afectados}_{k>n}}{N_T} \quad (22)$$

- CELID: Clientes que experimentan el mayor tiempo de inactividad. Muestra el porcentaje de clientes con interrupciones largas (m) horas o más (l), pero se deben excluir los eventos más largos.

$$CELIDm = \frac{\text{total usuarios afectados}_{l>n}}{\sum N_i} \quad (23)$$

- LEI: índice de carga. Después de habilitar el dispositivo de seguridad/administrador, algunos clientes quedarán desatendidos. El índice es el producto de un número específico y la longitud de la cadena que va de un elemento al siguiente.

$$LEI_{equipo} = Longitud_{zona} \times Consumidor_{zona} \quad (24)$$

$$LEI_{alimentador} = \sum_{zona} LEI_{zona} \quad (25)$$

1.9.1.2. Índice interrupciones momentáneas

Para utilizar este tipo de indicador, es necesario tener en cuenta los errores o interrupciones que deben ocurrir inmediatamente, es decir, aquellos que duran menos de 3 minutos [27].

- MAIFI: Índice de Tasa de Interrupción Instantánea Promedio. Muestra la frecuencia promedio de interrupciones temporales.

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Total de usuarios afectador por suspensiones momentaneas}}{\text{Total de usuarios servidos}} \quad (26)$$

- MAIFIE: Tasa instantánea promedio de eventos de interrupción. Esta es la frecuencia promedio de eventos de interrupción transitoria. Unidad 1/año.

$$MAIFIE = \frac{\sum \text{consumidores afectador por eventos de interrupciones momentaneas}}{\text{Total de consumidores servidos}} \quad (27)$$

1.9.2. Índices de potencia y energía.

Estos índices permiten a visualizar los parámetros como la potencia y la potencia que no se proporciona al usuario cuando se muestran las interrupciones [27].

- Cm: esta métrica representa la corriente promedio en cada punto. Su cálculo es el dividiendo de la energía total de kWh por la unidad de tiempo. La unidad de medida es el kW.

$$Cm = \frac{\text{Energía total}}{\text{Tiempo}} = fc \times Dmax \quad (28)$$

- ENS: No se proporciona fuente de alimentación. Con este indicador se obtiene la cantidad de energía que no se aporta por el descanso. La unidad es kWh/año.

$$ENS = \sum C_m \times U_i \quad (29)$$

Donde: U_i = cada elemento no está disponible.

- FMIK: Basado en el número promedio de apagones experimentados por cada valor nominal de kVA instalado en un período mensual y/o anual, se calcula usando la expresión matemática siguiente:

$$FMIK_{Aj} = \frac{kVA_{fsi Aj}}{kVA_{inst Aj}} \quad (30)$$

Donde:

$FMIK_{Aj}$ = Fallas por kVA

$kVA_{fsi Aj}$ = kVA nominales fuera de servicio, en la interrupción i , en el primario A_j

$kVA_{inst Aj}$ = kVA instalados en el primario A_j ”.

- TTIK: representa el porcentaje promedio del tiempo (horas) que cada kVA nominal instalado queda sin uso durante el período de referencia, mensual y/o anual, se calcula con la expresión matemática siguiente:

$$TTIK_{Aj} = \frac{(kVA_{fsi Aj}) \times (T_{fsi Aj})}{kVA_{inst Aj}} \quad (31)$$

Donde:

$kVA_{fsi Aj}$ = kVA nominales fuera de servicio, en la interrupción i , en el primario A_j

$T_{fsi Aj}$ = Tiempo de interrupción en i , en el primario A_j

$kVA_{inst Aj}$ = kVA nominal instalado en el primario A_j

CAPITULO II MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

2.1 Características de elementos

Al describir los recursos reservados y las partes de una ruta determinada, se tienen en cuenta dos métricas, como la frecuencia de fallas y el tiempo de inactividad.

2.1.1 Tasa de fracaso

Una falla es un evento que cambia el estado de un refrigerante de activo a inactivo. En este sentido, la tasa de defectos se puede calcular de dos formas: la primera es el porcentaje de defectos en relación con el número total de activos probados u operados, y la segunda es el número de fallas que ocurren durante un período de tiempo. trabajar. Tenga en cuenta que la tasa de fallas es un costo deseable porque el número real de fallas durante un período de tiempo puede diferir de este número.

Por ejemplo, si se tiene un dispositivo que tiene una tasa de fallos de 24 veces al año, eso no quiere decir que vaya a fallar dos veces al mes. A su vez, las dependencias para el cálculo son las siguientes: [29].

Termino relativo

$$TF\% = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Número de exminados}} \quad (32)$$

Termino nominal

$$TFn = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Tiempo de Operación}} \quad (33)$$

En el caso de instalaciones eléctricas, se entiende por tasa de fallos el tiempo durante el cual el elemento está expuesto a una situación que desencadena una maniobra o activa un dispositivo de seguridad. La falla incluye daños causados por cortocircuito, emisiones atmosféricas, sobrecarga, accidente, entre otros. [29].

Al utilizar este enfoque, basta con simplificar los resultados solo si la tasa de falla del equipo de atención es cero, es decir, son 100 % confiables. Al calcular la tasa de falla, es importante tener en cuenta el lugar y el medio por el cual se realizará, ya que las interacciones presentes

son diferentes para cada caso.

2.1.1.1 Tasas de falla aplicables en el primario

La tasa de fallo de las piezas de suministro se determina en función de los datos disponibles, con un historial de fallos en el departamento de recursos humanos o con una valoración en la que se tendrá en cuenta todo el sistema.

$$\lambda = b \times l \quad \left(\frac{\text{falla}}{\text{año}} \right) \quad (34)$$

$$b = \frac{m}{L \times T} \quad \left(\frac{\text{falla}}{\text{año}} \right) \quad (35)$$

Donde:

b = número de fallas por kilometro año

l = longitud de línea

m = número de fallas

L = longitud total de la línea

T = tiempo en años

2.1.1.2 Tasa falla en el elemento del primario

Tasa de falla de los elementos individuales de la línea eléctrica, como interruptores, transformadores, interruptores de cuchilla, entre otras, está determinada por la siguiente relación. Dónde:

$$\lambda = \frac{m}{N \times T} \quad \left(\frac{\text{falla}}{\text{año}} \right) \quad (36)$$

m = número de fallas para un determinado elemento

N = número de elementos en falla

T = tiempo de observación

Dado que las organizaciones de distribución de energía no mantienen una base de datos consistente de las tasas de fallas de energía y fuentes de alimentación y no tienen la información necesaria, las relaciones descritas anteriormente son una aproximación. Es lo suficientemente buena para calcular y determinar la tasa de fallas.

2.1.2 Tiempo de descanso

Para la parte de red, el tiempo de interrupción depende del factor de protección asociado a la interrupción, así como de las acciones realizadas para restablecer la alimentación, tales como maniobras, reparaciones, reubicaciones de personal, entre otros. El tiempo de inactividad total después de la falla es el período que comienza con la apertura o desconexión del circuito, y continúa durante toda la maniobra, hasta que se restablece la energía o se vuelve a conectar la energía. en vestiduras. La figura 15 muestra el proceso o el tiempo de inactividad total.

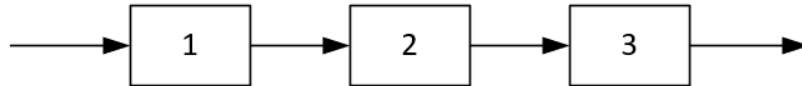


Figura 15. Modelo de proceso de interrupción de servicio.

Fuente: [16]

Donde

1 = *Número de falla*

2 = *Procesos a realizar*

3 = *Reparación del servicio eléctrico*

Cuando falla un sistema, el tiempo de recuperación actual va de la mano con los recursos, la ubicación y el tipo de falla que se daña. Las distribuidoras de energía tienen un tiempo promedio para tomar, encontrar o tomar una acción específica después de que se descubre una falla, como es habitual en ellas.

2.1.2.1 Tiempo conocimiento (Tc)

El período de comprensión de la falla es el período que transcurre desde que se produce la falla y se interrumpe el suministro de fluido eléctrico hasta que se notifica la falla al operador del sistema. Un aspecto muy fundamental a tener en cuenta en cuanto al tiempo de comprensión de averías es la automatización de la instalación eléctrica, ya que si se cuenta con grupos o dispositivos que notifiquen al operario cuando se ha producido una avería, este tiempo se reducirá a tantos.

2.1.2.2 Tiempo preparación (Tp)

Cuando ocurre una falla en el sistema eléctrico, el operador informa al servicio que pretende eliminar la falla especificada, pero este requiere los materiales necesarios antes de comenzar los trabajos de localización del incidente, este período se denomina tiempo de preparación.

2.1.2.3 Tiempo localización (Tl)

Cuando ocurre una falla, es necesario trasladar al personal al sitio de la falla y realizar las investigaciones correspondientes para determinar exactamente dónde ocurre, lo que implica continuamente la ejecución de estas actividades, denominadas es el tiempo de ubicación.

2.1.2.4 Tiempo transferencia (Tt)

Este es el tiempo requerido para realizar las conversiones necesarias para restaurar la corriente, teniendo en cuenta solo los pasajes posibles. En caso de falla, dependiendo de su tamaño, las secciones individuales o la fuente completa quedarán desatendidas, pero es posible que las operaciones puedan restaurar la energía a un grupo o sección de la fuente de datos.

2.1.2.5 Tiempo reparación (Tr)

El período de tiempo durante el cual el personal de la organización de distribución dedica tiempo para reparar y/o reemplazar el recurso que causó la falla se conoce como tiempo de reparación.

2.2 Tipos de estados y sus clasificaciones

El comportamiento de una determinada parte de la fuente de alimentación ante un cortocircuito en otra parte dependerá del tipo de protección involucrada en esa parte y de las diferentes capacidades o formas de proporcionar energía adicional. En la tabla 3 se aprecia la clasificación de los estados.

Tabla 3: Descripción de los estados

Tipo	Denominación
Normal	N
Reparable	R
No reparable	I

Fuente: [31]

2.2.1 Estado normal (N)

Si la parte i de la ruta se establece en normal, se supone que la parte especificada no se ve afectada por la falla del componente o el elemento j especificado [29].

2.2.2 Estado reparable (R)

Esta condición sugiere que el servicio en la partición en particular es recuperable, pero esto debe suceder antes de que la partición dañada pueda repararse, ya que debe eliminarse [30].

2.2.3 Estado no reparable (I)

En este estado, hay partes que no pueden recuperarse del choque y no pueden moverse para realizar las operaciones necesarias. Cabe señalar que, para algunas partes del suministro eléctrico, si la interrupción del servicio es voluntaria, esta desconexión no perjudicará a la otra [31].

2.3 Estructura de la matriz

Para utilizar el método de evaluación de la disponibilidad de los sistemas de distribución, es necesario desarrollar aún más una matriz de condiciones que indicará la condición de una determinada parte o elemento del suministro.

Al utilizar el método propuesto, es necesario analizar el funcionamiento de toda la red si uno o más de sus componentes se ven afectados por un evento imprevisto. Al construir una matriz de estado, para una mejor comprensión, es necesario especificar que las columnas de una matriz particular representan el estado de algunos elementos detectados debido al error de otro elemento.

2.3.1 Etapas de generación de matriz de estado

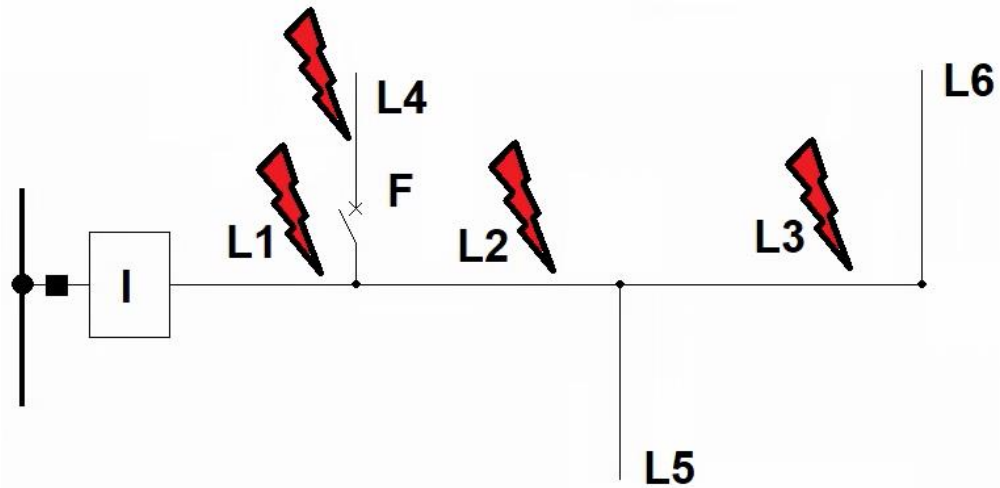
Para que la matriz de estado funcione, es necesario realizar una serie de pasos que le permitan identificar con precisión los recursos que entran en la matriz. La estación de transferencia donde se realizará la evaluación de la confiabilidad se enumerará en secciones divididas por activos defensivos y/o de movilidad, n es el número de recursos del modelo. Cada factor se utilizará para modelar el siguiente error (i).

Luego, para los componentes restantes (j), el impacto de seguridad relacionado con el componente defectuoso (i) se observará y analizará de la siguiente manera:

- Se llama habitual si el efecto protector no daña el factor j .
- Si j falla por la actuación del elemento de protección en el momento del cortocircuito y además existe un camino de selección por la actuación del seccionador colectivo, se determina que el elemento es móvil.
- En caso de fallo de un componente ($i=j$), se indica en estado no reparable, en caso afirmativo, también se puede indicar como no reparable con un tiempo de espera tras la reparación tratado anteriormente.
- Para pasar, debes hacer cualquier manipulación. Si es posible restaurar la energía a otras

partes del sistema antes de que se repare la parte dañada y desde el momento en que se desconecta la red de esa parte, el factor j se establece como recuperable.

- La letra R se designa para representar esta condición. Luego, por cada artículo que aparece en el sistema de distribución, se debe realizar este proceso. La figura 16 muestra un modelo de matriz de estado



λ	Linea 1	Linea 2	Linea 3	Linea 4	Linea 5	Linea 6
Linea 1						
Linea 2						
Linea 3						
Linea 4						
Linea 5						
Linea 6						

Figura 16. Matriz de estado
Fuente: [16]

2.3.2 Evaluación de estados

De acuerdo con [26], en presencia de un sistema de distribución con configuración radial, las siguientes ecuaciones pueden demostrarse fácilmente.

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad (37)$$

$$U_i = \lambda_i \times r_i \quad (38)$$

$$U_T = \sum_i U_i \quad (39)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i \times r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (40)$$

Donde:

$\lambda_i =$ Tasa falla en i

$r_i =$ Tiempo reparación en i

$r_T =$ Tiempo reparación total

$\lambda_T =$ Tasa falla en serie

$U_i =$ Indisponibilidad anual en i

$U_T =$ Indisponibilidad total

La Tabla 4 enumera la dependencia del estado determinada para cada factor en la cuantificación del número de brechas que ocurren.

Tabla 4: Determinación de interrupciones

Tipo	Denominación
Normal	0
Reparable	λ
Transferible	2λ
No reparable	λ

Fuente: [26]

Después de que el factor malvado es causado por una determinada falla, y luego se convierte en un auto-control apropiado, se devolverá a la configuración del sistema original al reducir el tiempo de televisión. La velocidad falla, cuando el elemento representa la parte alimentada, se calcula de la siguiente manera [27].

$$\lambda_T = \lambda_i \times l_i \quad (41)$$

Donde:

$\lambda_i =$ Tasa falla en i

$l_i =$ longitud en i

$r_T =$ Tiempo reparación total

El hecho es que, si se agrega a cada componente del sistema, teniendo en cuenta la tabla descrita anteriormente, se obtendrá la frecuencia total de falla para cada persona, lo que significa:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (42)$$

Donde:

$\lambda_{ij} =$ Numero de fallas en i causado por j

$\lambda_{Ei} =$ Falla total en i

$n = \text{Número de elementos}$

2.3.3 Indisponibilidad de elemento

En el caso de cualquier componente, el tiempo de interrupción total se calcula agregando tiempos para romper todo el tiempo, obsesionado con los errores cometidos por cada factor, como si se indique en la columna. De la matriz de estado, el mismo que se detalló anteriormente. La Tabla 5, señala los tiempos que se debe registrar, ya que depende de las condiciones de cada sección.

Tabla 5: Tiempo de interrupción total

Tipo	Interrupciones	
	Frecuencia	Tiempo
Estado Normal	0	0
Estado Reparable	λ	$T_c+T_l+T_p$
Estado Transferible	2λ	$T_c+T_l+T_p+T_t+T_v$
Estado No reparable	λ	$T_c+T_l+T_p+T_r$

Fuente: [27]

Por lo que se debe considerar las siguientes ecuaciones:

$$T_i^j = \lambda_i^j \times r_j \quad (43)$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad (44)$$

Donde:

$\lambda_{ij} = \text{Número de fallas en } i \text{ causado por } j$

$r_j = \text{Número de fallas en } j$

$T_{ij} = \text{Indisponibilidad anual de } i \text{ causado por } j$

$T_{Ei} = \text{Indisponibilidad total anual en } i$

$n = \text{Número de elementos}$

2.3.4 Cálculo de indicadores de calidad

El puntaje de calidad se calcula asumiendo que los kVA instalados están conectados a cualquier partición, por lo que la frecuencia y la indisponibilidad corresponden a la partición respectiva a la que todavía están conectados.

FMIK: Basado en el número promedio de apagones experimentados por cada valor nominal de kVA instalado durante un período mensual o anual y calculado usando la siguiente expresión matemática:

$$FMIK A_j = \frac{kVA_{fsi} A_j}{kVA_{inst} A_j} \quad (30)$$

Donde:

$FMIK A_j =$ Fallas por kVA

$kVA_{fsi} A_j =$ kVA nominales fuera de servicio, en la interrupción i , en el primario A_j

$kVA_{inst} A_j =$ kVA instalados en el primario A_j ”.

2.4 Evaluación de la confiabilidad y ubicación exacta del reconectador

2.4.1 Costo de confiabilidad

Si tienes un sistema de distribución de energía eléctrica y se requiere hacerlo más confiable, la instalación de grupos y dispositivos es una buena solución, para ello se debe tener en cuenta el precio económico que costará.

Tener un nivel óptimo de confiabilidad en el sistema eléctrico no significa tenerlo demasiado alto, ya que esto solo conducirá a inversiones innecesarias que se verán reflejadas en costos de operación y por ende costos para el usuario. en vestiduras.

La Figura 17 muestra una de las principales razones por las que una empresa de distribución de energía nunca ha dedicado una investigación a la confiabilidad "ideal", porque muestra claramente que la inversión es directamente proporcional al precio del sistema, lo que significa que cuanto más se invierte en confiabilidad, el precio sube. Del mismo modo, como se muestra en la figura, el coste total es la suma de los precios, es decir, la suma de ambas curvas, tanto la que representa el precio de la instalación eléctrica como la que asume los costes a cargo del cliente. Sin embargo, el resultado es una curva cóncava con un punto mínimo, asumiendo el costo óptimo de ambos cambios.

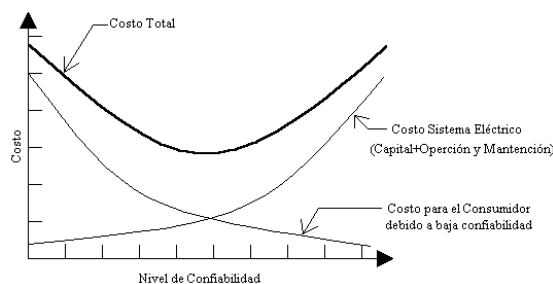


Figura 17. Costos de confiabilidad

Fuente: [16]

2.4.2 Configuración de red y secuencia de operación

Estos sistemas tienen una amplia gama de fuentes que van desde la subestación hasta el punto de carga, pasando por líneas aéreas o subterráneas, interruptores, transformadores, fusibles y más. En los sistemas de distribución de energía con configuraciones radiales, donde se logra la instalación de recursos específicos, reducen en gran medida los cortes de energía, así como la reconexión mediante la instalación de colectores, o en paralelo, transferir la carga al ramal de la propia red eléctrica, a otra ruta de la misma subestación o a la fuente de alimentación de otra subestación con un disyuntor normalmente abierto.

2.4.2.1 Configuración de red

En un sistema distribuido, al momento de evaluar su confiabilidad por métodos proactivos en este análisis, es necesario conocer los factores o recursos, en la figura 18 se detalla los elementos del primario.

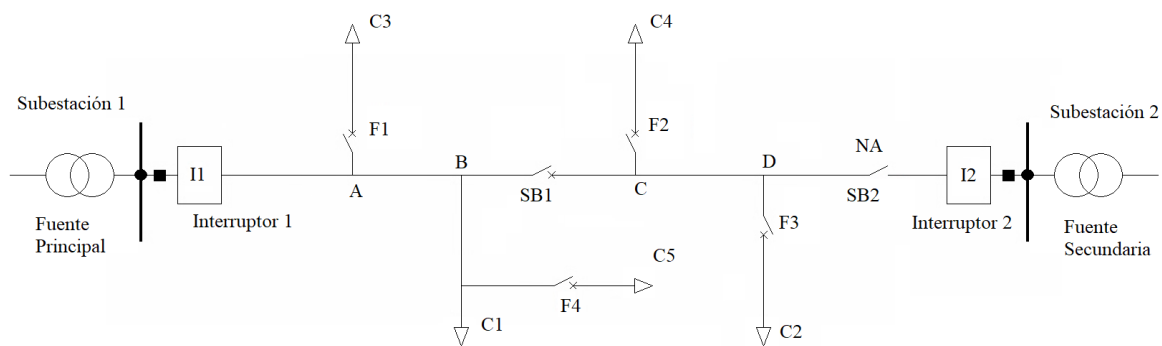


Figura 18. Detalle de los componentes en sistema eléctrico

Donde:

Cargas= C1, C2, C3, C4 y C5

Fusibles= F1, F2, F3 y F4

Seccionadores= SB1 y SB2

Tramos= A, B, C y D

Punto Interconexión= NA

2.4.2.2 Dispositivos de seguridad

Las protecciones tienen uno de los propósitos principales de garantizar la confiabilidad del sistema, ya que reducen las pérdidas de energía, ya que evitan cortes de energía en ciertas áreas o áreas por un período de tiempo bastante largo.

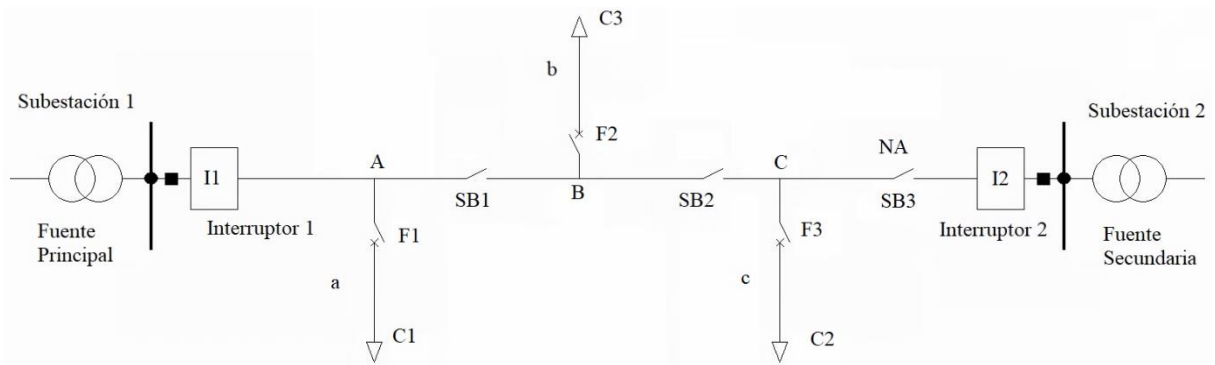


Figura 19. Alimentador primario transferible

En caso de corte de energía, el tiempo para reparar todos los equipos y componentes dañados siempre será más largo que el tiempo de funcionamiento para que el fluido se pueda restaurar más rápido cuando el interruptor automático esté en funcionamiento normal. El funcionamiento del elemento de seguridad consta de dos procesos.

- 1.- Si ocurre una falla, se puede aislar para que otros segmentos puedan recibir energía de la misma fuente. El seccionador 2 está cortocircuitado, entonces se puede abrir el seccionador y aislar la falla y el resto del sistema puede continuar siendo alimentado desde la red.
- 2.- Si ocurre una falla, se puede aislar y dependiendo de la ubicación de la falla, puede alimentar la(s) parte(s) desde otra fuente. Consulte la Figura 9, cuando ocurre una falla de continuidad en la sección "B", la falla se puede aislar abriendo el seccionador 1 para volver a energizar la sección sobre dicho seccionador. Dado que no hay otra fuente de energía, todas las secciones traseras del aislador 1 no recibirán energía hasta que se repare, reemplace o repare la falla que causa esta falla. Al tener otra fuente de energía, como una subestación, y transferir la carga con un interruptor normalmente abierto, como se muestra en la Figura 18, las secciones aguas abajo pueden energizarse nuevamente. antes de abrir para aislar el problema de la parte "B". Todo esto tiene en cuenta la capacidad de otra fuente de alimentación para alimentar a otra.

2.5 Posición del reconectador

La instalación de un reconectador automático como un reconectador requiere una consideración cuidadosa ya que la mejora en la confiabilidad dependerá en gran medida de la ubicación del reconectador, en la figura 20 muestra un sistema de distribución de energía con una implementación de reconectador, donde si se muestra un error en la sección "B", la acción se

toma de la siguiente manera. Primero se realiza la acción de reenganche, luego quedan sin energía las secciones "B" y "C" y los ramales "a" y "b". Un punto bastante básico a tener en cuenta es que la parte "A", así como la rama "a", no se interrumpen en la corriente y se alimentan de la red eléctrica.

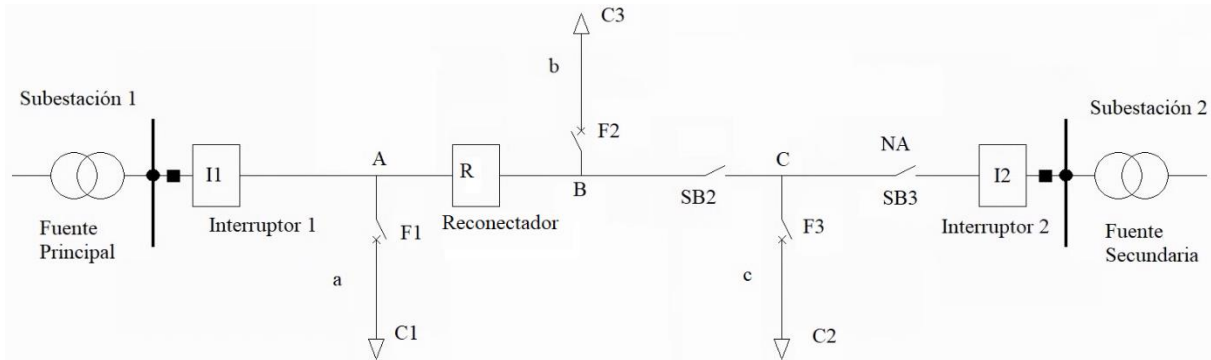


Figura 20. Alimentador primario con reanclador

Al igual que en los casos anteriores, la configuración anterior permanecerá vigente hasta que se reemplace, repare o modifique el problema que originó este fallo en el sistema, volviendo así a su estado original. Como puede ver, la introducción del reanclador en el sistema de energía asegura que algunos segmentos o ramas no pierdan energía en otros, reduciendo así la energía no distribuida.

2.6 Evaluación de la confiabilidad de la red

Para evaluar los límites de confianza y las métricas, se realizará una secuencia de pasos como se describe a continuación:

- 1.- Expresión de la estructura topológica: en este paso se muestra la estructura topológica, en la que la línea de alimentación está representada por partes de recursos de protección o de maniobra como reanclador, seccionador, fusible, entre otros.
- 2.- Numeración de segmentos: La numeración de segmentos de línea de base comienza con la numeración de segmentos en el tallo, seguido de segmentos dentro de las ramas de la línea especificada.
- 3.- Propiedades de los elementos: Las características de cada elemento se basan en límites de confianza, los mismos que se obtienen a partir de los datos históricos disponibles de la Organización de Distribución Eléctrica o realizando cálculos de

acuerdo con las combinaciones mostradas anteriormente.

- 4.- Crear matriz de estados: Esta matriz de estados se obtiene durante el desarrollo de la matriz de estados. Esta matriz contendrá los estados que tienen todos los componentes del sistema o en este caso la fuente de alimentación.
- 5.- Exploración de la matriz de tasa de error: esta matriz se crea asignando la tasa de error a cada elemento, esta asignación se puede ver en la tabla de interrupciones. Tenga en cuenta que esta matriz está en el mismo orden que la matriz de estado.
- 6.- Encuentra la matriz del tiempo de autodomio, al igual que las dos matrices anteriores, ésta también tendrá el mismo orden y se asignarán tiempos de ruptura a cada elemento que contenga, de la misma forma que se muestra en la tabla de ruptura, según el tipo o estado de muerte.
- 7.- Encuentra Matriz No Disponible: Esta matriz se calcula teniendo en cuenta la indisponibilidad anual de un elemento i provocada por el elemento j .

2.6.1 Evaluación de la red

El sistema eléctrico de distribución que se muestra en la figura 21, se detalla el método utilizado en las figuras anteriores para una mejor comprensión. A los efectos de este análisis, se supone que la fuente (subestación) está disponible continuamente con cero o cero índices de fallas.

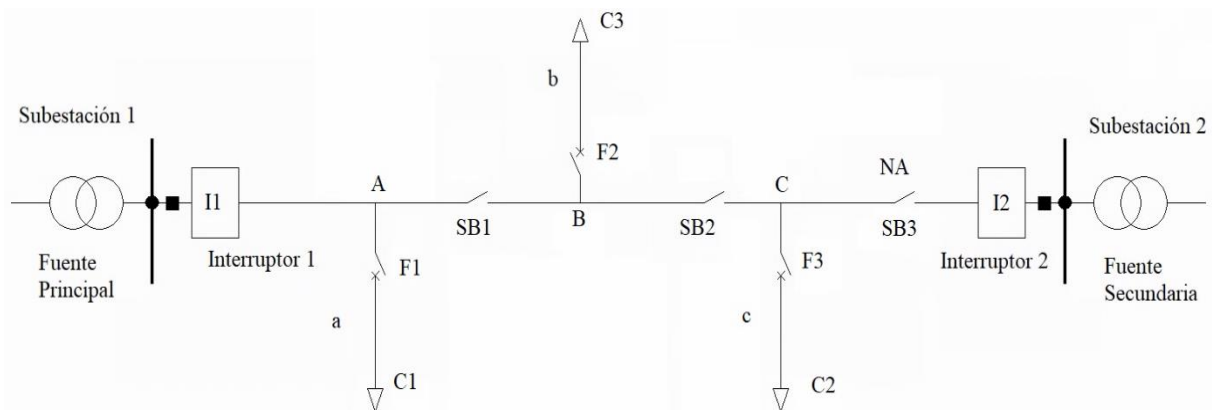


Figura 21. Ejemplo de alimentador primario

La representación topológica del sistema de distribución radial se realiza en secciones divididas por los elementos de protección y/o maniobra, como se muestra en la figura 22.

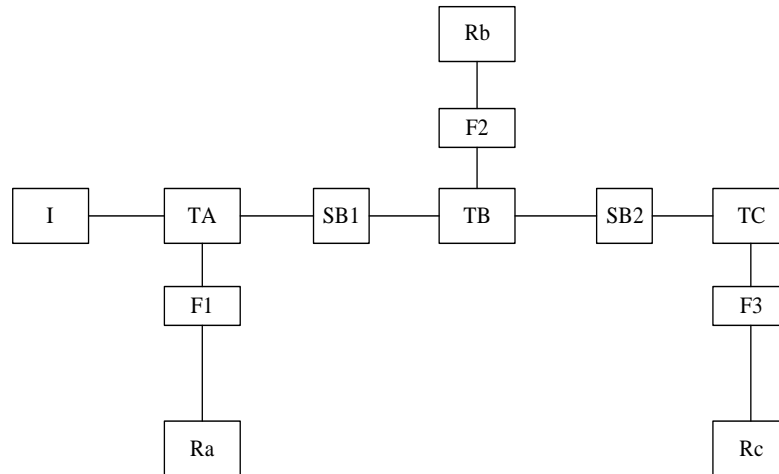


Figura 22. Primario representado en tramos

Luego, cada sección o rama en la ruta se caracteriza por información relacionada. La Tabla 6 presenta las longitudes de todos los suministros, sus índices de fallas y tiempos de inactividad, obtenidos de registros de servicios públicos o datos históricos o de cálculos apropiados usando la ecuación de tasa de fallas, utilizado en piezas eléctricas.

Tabla 6: Un ejemplo de una sección de alimentación

Tramo	Distancia	b falla/km-año	Tasa falla falla/año	Tiempo interrupción (minutos)					Reparación (horas)	
				Tc	Tl	Tp	Tt	Tr		
Tramo A	2.20	0.25	0.55	25.00	45.00	10.00	35.00	175.00	4.25	1.33
Tramo B	2.90	0.25	0.73	25.00	45.00	10.00	35.00	175.00	4.25	1.33
Tramo C	2.00	0.25	0.50	25.00	45.00	10.00	35.00	175.00	4.25	1.33
Ramal a	1.90	0.35	0.67	25.00	45.00	10.00	35.00	85.00	2.75	1.33
Ramal b	2.60	0.35	0.91	25.00	45.00	10.00	35.00	85.00	2.75	1.33
Ramal c	1.00	0.35	0.35	25.00	45.00	10.00	35.00	85.00	2.75	1.33

La Tabla 7 muestra una matriz de estados que representa los estados que asume cada sección de la línea eléctrica cuando ocurre una falla en particular. Es necesario realizar análisis para construir esta matriz de estado.

Tabla 7: Estados del alimentador, representado en matriz.

ESTADOS ALIMENTADOR (MATRÍZ)						
Tramo	Tramo A	Tramo B	Tramo C	Ramal a	Ramal a	Ramal a
Tramo A	I	I	I	I	I	I
Tramo B	R	I	I	R	I	I
Tramo C	R	R	I	R	R	I
Ramal a	N	N	N	I	N	N
Ramal b	N	N	N	N	I	N
Ramal c	N	N	N	N	N	I

Después de que se compila la matriz de estado, hay una matriz de tasa de error donde la tasa de

error correspondiente se especifica por consenso para un estado con todas las particiones.

La matriz de tasa de falla que se muestra en la Tabla 8 está en el mismo orden que la matriz de estado. La tabla también muestra la tasa total de fallas en el hogar para cada sección en el alimentador. Los datos se presentan por hora/año.

Tabla 8: Tasa de falla, representado en matriz.

TASA FALLA (MATRÍZ)						
Tramo	Tramo A	Tramo B	Tramo C	Ramal a	Ramal a	Ramal a
Tramo A	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Tramo B	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73
Tramo C	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Ramal a	0.00	0.00	0.00	0.55	0.00	0.00
Ramal b	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91	0.00
Ramal c	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.35
λ Total	1.78	1.78	1.78	2.33	2.69	2.13

La Tabla 9 muestra la matriz de tiempo de reparación, que es la misma que la matriz basada en la tabla de tiempo total de reparación. Como en la matriz anterior, también se muestra el tiempo de descanso. La unidad de datos presentada en la tabla es horas.

Tabla 9: Tiempo de reparación, representado en matriz

TIEMPO REPARACIÓN (MATRÍZ)						
Tramo	Tramo A	Tramo B	Tramo C	Ramal a	Ramal a	Ramal a
Tramo A	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25
Tramo B	1.33	4.25	4.25	1.33	4.25	4.25
Tramo C	1.33	1.33	4.25	1.33	1.33	4.25
Ramal a	0.00	0.00	0.00	2.75	0.00	0.00
Ramal b	0.00	0.00	0.00	0.00	2.75	0.00
Ramal c	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.75
TrTotal	2.24	3.43	4.25	2.36	3.20	4.00

Se obtuvo la matriz de indisponibilidad anual de componentes, la cual se presenta en la Tabla 10, datos presentados hora/anualmente.

Tabla 10: Indisponibilidad, representado en matriz

INDISPONIBILIDAD (MATRÍZ)						
Tramo	Tramo A	Tramo B	Tramo C	Ramal a	Ramal a	Ramal a
Tramo A	2.34	2.34	2.34	2.34	2.34	2.34
Tramo B	0.97	3.08	3.08	0.97	3.08	3.08
Tramo C	0.67	0.67	2.13	0.67	0.67	2.13
Ramal a	0.00	0.00	0.00	1.51	0.00	0.00
Ramal b	0.00	0.00	0.00	0.00	2.50	0.00
Ramal c	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.96
UiTotal	3.97	6.09	7.54	5.48	8.59	8.51

A partir de la suma de los valores de todas las matrices de detalle anteriores, se calculan los índices que le permiten ver la confiabilidad del cargador en un ejemplo. La Tabla 11 resume las tasas totales de fallas, los tiempos de reparación y la indisponibilidad.

Tabla 11. Resultados totales

Tramo	λ Total	TrTotal	UiTotal
Tramo A	1.78	2.24	3.97
Tramo B	1.78	3.43	6.09
Tramo C	1.78	4.25	7.54
Ramal a	2.33	2.36	5.48
Ramal b	2.69	3.20	8.59
Ramal c	2.13	4.00	8.51

En la Tabla 12 se presentan los datos de la línea de abastecimiento con su respectivo consumo energético mensual y capacidad instalada para cada uno de sus tramos.

Tabla12: Valores comerciales del primario

Tramo	Potencia	Energía
	kVA	kWh/mes
Tramo A	0	0
Tramo B	0	0
Tramo C	0	0
Ramal a	250	15000
Ramal b	250	25000
Ramal c	300	12000
Total	800	52000

Usando los valores comerciales del primario y el margen de confianza como ejemplo, el cálculo de los índices de confianza se realiza a través de las relaciones para encontrar el FMIK como se muestra en la Tabla 13 y la ecuación para obtener la energía no suministrada (ENS). Esto se puede ver en la Tabla 14.

Tabla 13: Resultado de los valores de la ENS

Tramo	ENS
Tramo A	0.00
Tramo B	0.00
Tramo C	0.00
Ramal a	114.24
Ramal b	298.19
Ramal c	141.77
Total	554.20

Tabla 14: Resultado de los valores de FMIK

Tramo	FMIK
Tramo A	0.00
Tramo B	0.00
Tramo C	0.00
Ramal a	0.73
Ramal b	0.84
Ramal c	0.80
Total	2.36

2.6.2 Evaluación de la red con la incorporación de un reconectador

El sistema de entrega ilustrado en la figura 23 usa el método descrito anteriormente, pero en este caso la implementación del reconectador se encuentra entre la Parte A y la Parte B. Al igual que en el caso anterior, se considera que la fuente de energía (subestación) está disponible de forma continua, lo que significa que tiene una tasa de fallas nula o nula.

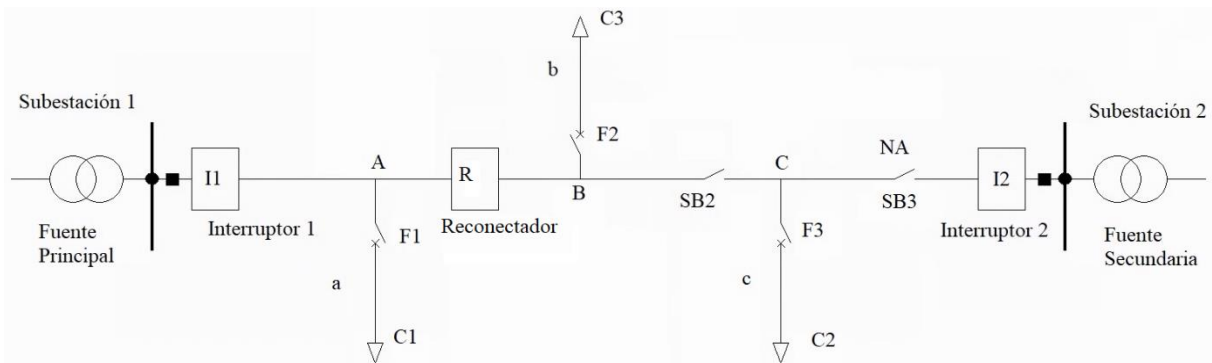


Figura 23. Alimentador primario con reconectador

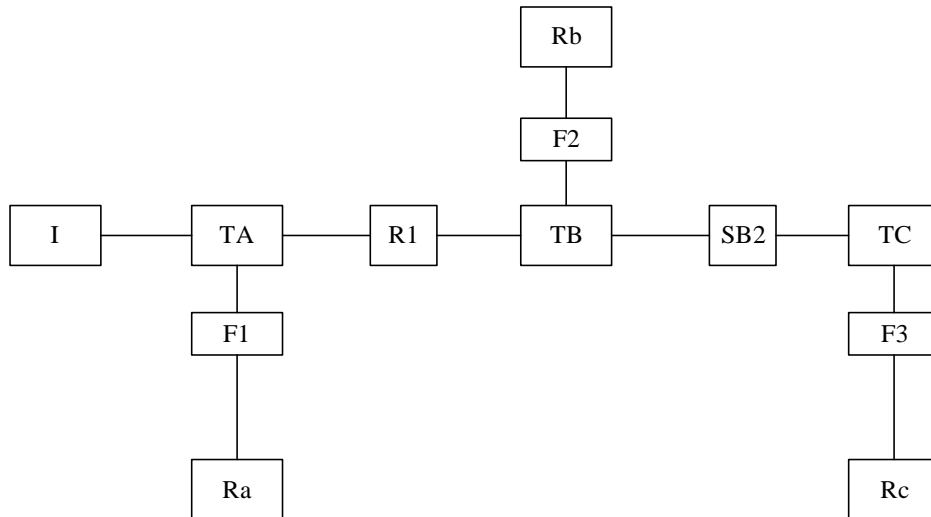


Figura 24. Primario con reconfigurador representado en tramos

En línea con el reconfigurador incorporado, se pasa a la representación topológica del sistema de distribución en secciones separadas por factores de seguridad y/o maniobra, como se muestra en la Figura 24. Los datos del alimentador son los mismos que en la tabla 9, por lo que se procede a desarrollar la matriz de estados, esto se lo puede observar en la tabla 15.

Tabla 15: Estados del alimentador, representado en matriz con reconfigurador

ESTADOS ALIMENTADOR (MATRÍZ)						
Tramo	Tramo A	Tramo B	Tramo C	Ramal a	Ramal a	Ramal a
Tramo A	I	I	I	I	I	I
Tramo B	N	I	I	N	I	I
Tramo C	N	R	I	N	R	I
Ramal a	N	N	N	I	N	N
Ramal b	N	N	N	N	I	N
Ramal c	N	N	N	N	N	I

Al conseguir la matriz de estado, aún se obtiene la matriz de tasa de falla. Igual que en la Tabla 16.

Tabla 16: Tasa de falla, representado en matriz

TASA FALLA (MATRÍZ)						
Tramo	Tramo A	Tramo B	Tramo C	Ramal a	Ramal a	Ramal a
Tramo A	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Tramo B	0.00	0.73	0.73	0.00	0.73	0.73
Tramo C	0.00	0.50	0.50	0.00	0.50	0.50
Ramal a	0.00	0.00	0.00	0.55	0.00	0.00
Ramal b	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91	0.00
Ramal c	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.35
λ Total	0.55	1.78	1.78	1.10	2.69	2.13

La Tabla 17 señala la matriz de tiempo de reparación de cada elemento en caso de falla.

Tabla 17: Tiempo de reparación, representado en matriz

TIEMPO REPARACIÓN (MATRÍZ)						
Tramo	Tramo A	Tramo B	Tramo C	Ramal a	Ramal a	Ramal a
Tramo A	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25
Tramo B	0.00	4.25	4.25	0.00	4.25	4.25
Tramo C	0.00	1.33	4.25	0.00	1.33	4.25
Ramal a	0.00	0.00	0.00	2.75	0.00	0.00
Ramal b	0.00	0.00	0.00	0.00	2.75	0.00
Ramal c	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.75
TrTotal	4.25	3.43	4.25	3.50	3.20	4.00

La Tabla 18 señala la matriz de indisponibilidad en el alimentador primario que contiene un reconector en la red.

Tabla 18: Indisponibilidad, representado en matriz

INDISPONIBILIDAD (MATRÍZ)						
Tramo	Tramo A	Tramo B	Tramo C	Ramal a	Ramal a	Ramal a
Tramo A	2.34	2.34	2.34	2.34	2.34	2.34
Tramo B	0.00	3.08	3.08	0.00	3.08	3.08
Tramo C	0.00	0.67	2.13	0.00	0.67	2.13
Ramal a	0.00	0.00	0.00	1.51	0.00	0.00
Ramal b	0.00	0.00	0.00	0.00	2.50	0.00
Ramal c	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.96
UiTotal	2.34	6.09	7.54	3.85	8.59	8.51

Como esto se hizo en caso de que el reconector no estuviera disponible, se tomará el valor total de cada matriz que se tomó, esto se puede observar en la tabla 19.

Tabla 19: Resultados totales

Tramo	λ Total	TrTotal	UiTotal
Tramo A	0.55	4.25	2.34
Tramo B	1.78	3.43	6.09
Tramo C	1.78	4.25	7.54
Ramal a	1.10	3.50	3.85
Ramal b	2.69	3.20	8.59
Ramal c	2.13	4.00	8.51

Con base en los datos de capacidad instalada y consumo de energía que se presentan en la Tabla 20, se calcula la escasez de energía, es decir, la frecuencia promedio de interrupción por kVA.

Tabla 20: Resultado de los valores de la ENS

Tramo	ENS
Tramo A	0.00
Tramo B	0.00
Tramo C	0.00
Ramal a	80.21
Ramal b	298.19
Ramal c	141.77
Total	520.17

Tabla 21: Resultado de los valores de FMIK

Tramo	FMIK
Tramo A	0.00
Tramo B	0.00
Tramo C	0.00
Ramal a	0.34
Ramal b	0.84
Ramal c	0.80
Total	1.98

Comparando los valores de potencia calculados en las Tablas 13, 14 con las Tablas 20 y 21, se puede observar que al utilizar el reconectador, no se genera energía durante la falla y se reduce la frecuencia de falla de energía por kVA (FMIK).

Hay que tener en cuenta que los precios de la energía no suministrada son mucho más altos que los precios de la energía suministrada, por lo que es importante buscar alternativas que mejoren las redes de distribución para reducir este factor de confiabilidad.

2.7 Óptima ubicación del reconectador

Con ayuda de los resultados obtenidos se indicará las ubicaciones donde se pueden colocar el dispositivo o componente denominado reconectador, observando las inversiones y beneficios disponibles al momento de esta instalación. Los beneficios que se pueden obtener de esta instalación se pueden expresar en términos monetarios durante un cierto período de tiempo, es decir, los precios de la energía no se proporcionarán al usuario o cliente durante el período de detección de la falla. En la mayoría de los casos, los reconectores realizan en tres intentos de reconexión.

La Figura 25 detalla la operación de un reconectador para la acción de que la primera toma de reconexión se realiza inmediatamente para limpiar los errores temporales, las siguientes dos reconexiones se retrasan, esto es limitado, ayudará si se conserva la falla, otra protección, que

es, esa es la protección, la primera vinculada a la factura de defectos, menos excluida. De acuerdo con la Figura 25, es necesario:

- Tiempo de cierre: Durante este tiempo se abren los contactos del reconectador, este tiempo se cuenta desde el momento de apertura hasta el cierre o cierre.
- Corriente mínima de operación: El AR inicia la secuencia con este valor de corriente, es decir, esta es la corriente mínima que debe tener la corriente para que se dispare el AR.
- Tiempo de recuperación: este período de tiempo se refiere al tiempo que tarda el reconectador en reanudar la operación después de una secuencia de acciones, incluso si el problema es temporal o solucionado por otro componente del sistema. preocuparse.

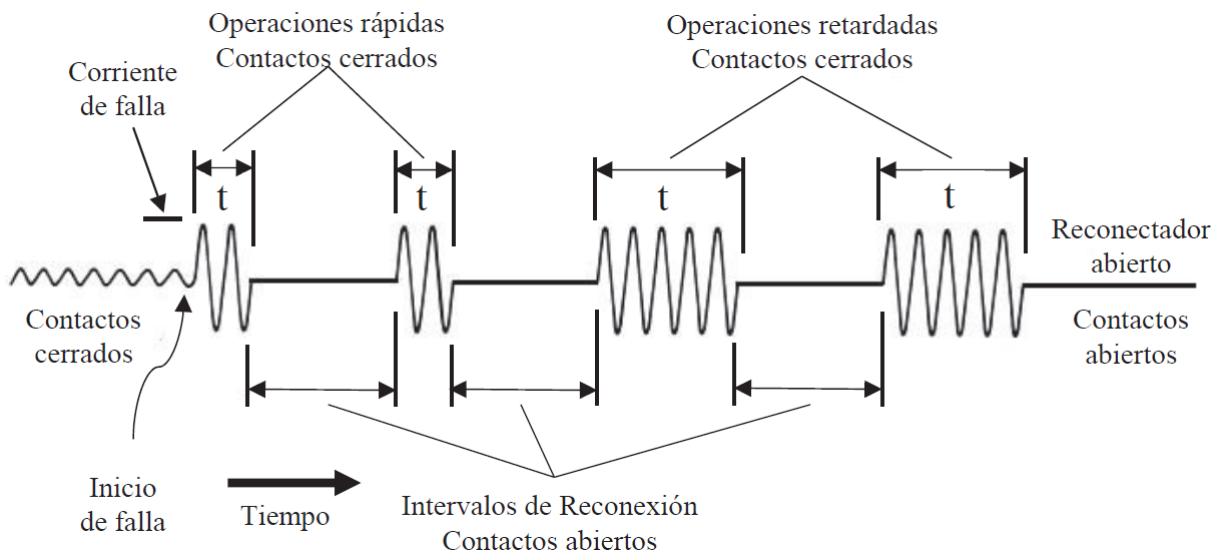


Figura 25. Secuencia de cierre del equipo reconectador
Fuente: [32]

Por lo general, hay tres curvas características en la operación del interruptor, dos de las cuales son transitorias y una es rápida. Estas curvas representan el cambio de corriente a lo largo del tiempo. Ahora hay cierres que le permiten definir estas curvas según sea necesario a lo largo del tiempo.

El reconectador tiene varias posiciones de montaje convenientes, lo que hace que la unidad sea más eficiente para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución de energía, y se instala en la sección de suministro de energía como parte de la subestación de protección principal. El alimentador está segmentado y ubicado en el lado principal del alimentador.

En cuanto a la ubicación del reanectador, este estudio considera su impacto en la mejora de la confiabilidad y sobre todo en la reducción de la cantidad de energía que no se entrega al usuario, por lo que en base a la reducción anterior se analiza la ubicación en la posición óptima del reanectador. El proceso de búsqueda del reanectador comienza con los pasos descritos en el En los que se evalúa la confiabilidad y se calcula un índice de confiabilidad como si el usuario no tuviera energía. Estos datos se utilizarán como base para la comparación con las siguientes clasificaciones de confiabilidad y cálculos realizados para la instalación eléctrica con los contactores instalados. No se proporciona al usuario el número de reanectadores teniendo en cuenta su costo y el beneficio de reducción de energía como se explica en Confiabilidad y Costo.

CAPITULO 3

APLICACIÓN EN EL PRIMARIO “G” DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA

El alimentador de 22.8 kV en la red de medio voltaje, denominado primario “G” de la subestación Cristianía, correspondiente dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, mismo alimentador ubicado en la parte norte del Distrito Metropolitano de Quito, fue elegido para la aplicación del método de ubicación óptima de reconectores.

La información sobre el alimentador primario “G” de la subestación Cristianía se obtiene con el sistema de información geográfica GIS, sistema ADMS y el análisis del programa de redes de distribución denominado CYMDIST proporcionado por la Empresa Eléctrica Quito, en donde a continuación se muestran los datos de este alimentador.

Características:

- Empresa distribuidora: Empresa Eléctrica Quito
- Ubicación subestación: Norte de Quito
- Tipo de usuario: Residenciales e Industriales
- Nivel de Voltaje: 22.8 kV
- Longitud: 8552.47 metros
- Denominación: Primario “G” Cristianía
- Usuarios: 992
- Seccionadores: 7 dispositivos
- Capacidad en transformadores de bajo voltaje: 4222.50 kVA
- Carga instalada: 1200.55 kVA
- Tasa de falla/Km: $b = 0.24$
- Número tramos: 34



Figura 26. Diagrama del primario “G” Cristianía

La Figura 26 se muestra la configuración del alimentador “G” Cristianía, el cual según el método de investigación tiene 35 tramos, y los mismos, corresponden a posibles posiciones para la ubicación de reconectores.

La figura 27 muestra la descripción topológica del alimentador y sus secciones, dividido por elementos para protección. Los elementos de maniobra y protección son considerados confiables totalmente, por lo que sólo se utiliza los datos relativos a las partes correspondientes. En caso de falla, los consumidores o usuarios conectados a la misma parte deben verse igualmente afectados.

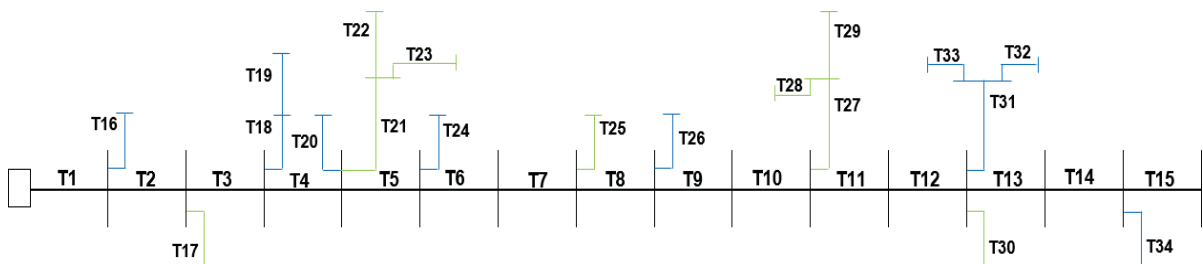


Figura 27. Diagrama del alimentador primario G Cristianía en tramos

3.1 Determinación de la confiabilidad del sistema

Después de las explicaciones de los capítulos anteriores, se busca las diversas matrices necesarias para determinar la confiabilidad de un sistema de distribución. Estas matrices son de Estado, Matriz de tasa de tasa de fallas, Matriz de tiempos de reparación y la Matriz de indisponibilidad.

Las tablas 22 y 23 muestran en los datos y los parámetros de la confiabilidad, longitudes de cada tramo y datos comerciales del alimentador primario “G” de la subestación Cristianía. Estos datos se utilizaron para calcular la matriz y el índice de confiabilidad utilizando los procedimientos descritos anteriormente.

Las tasas de falla y los tiempos para diferentes secciones del primario “G” se obtuvieron de una base de datos de informes de fallas procesadas recopilados durante un período de 5 años. Esta base es mantenida y remitida por el departamento de centro de control de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ).

Los datos comerciales y técnicos del primario se obtuvieron mediante la ayuda del área comercial, control de calidad, control del producto y departamento técnico de las pérdidas. La Tabla 29 proporciona una descripción general de los parámetros de confiabilidad para cada sección del alimentador primario “G” Cristianía.

Los cálculos realizados para la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico, modeló el enclavamiento como componente ideal, ya que el tiempo de falla del elemento debido a un mantenimiento adecuado es de aproximadamente diez años.

Tabla 22: Datos comerciales y técnicos del primario G Cristianía

TRAMO	P. ACTIVA P (kW)	P. REACTIVA Q(kVAR)	P. APARENTE S(Kva)	ENERGÍA (kWh)	CAPACIDAD (Kva)	CLIENTES
Tramo 1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tramo 2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tramo 3	125.650	6.150	125.800	15640.000	150.000	45.000
Tramo 4	5.210	2.950	5.987	965.000	25.000	2.000
Tramo 5	7.810	3.680	8.634	18524.000	75.000	55.000
Tramo 6	110.880	31.820	115.355	60509.000	500.000	25.000
Tramo 7	5.180	3.130	6.052	2362.000	25.000	20.000
Tramo 8	15.080	5.820	16.164	891.000	50.000	8.000
Tramo 9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tramo 10	15.340	5.700	16.365	8970.000	37.500	35.000
Tramo 11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tramo 12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tramo 13	30.640	9.970	32.221	15634.000	100.000	50.000
Tramo 14	15.810	4.940	16.564	6234.000	775.000	25.000
Tramo 15	25.540	4.110	25.869	11132.000	100.000	30.000
Tramo 16	111.950	25.700	114.862	45135.000	600.000	40.000
Tramo 17	24.720	8.440	26.121	4514.000	125.000	33.000
Tramo 18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tramo 19	51.550	26.690	58.050	25556.000	300.000	76.000
Tramo 20	22.020	3.250	22.259	0.000	75.000	2.000
Tramo 21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tramo 22	10.800	1.660	10.927	5045.000	50.000	22.000
Tramo 23	29.080	5.500	29.596	10060.000	125.000	50.000
Tramo 24	85.950	15.160	87.277	82308.000	400.000	66.000
Tramo 25	9.910	3.340	10.458	26.000	15.000	2.000
Tramo 26	5.460	2.760	6.118	1520.000	37.500	8.000
Tramo 27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tramo 28	35.120	9.880	36.483	5513.000	150.000	35.000
Tramo 29	67.810	25.660	72.503	23453.000	200.000	50.000
Tramo 30	35.240	8.900	36.346	13916.000	200.000	77.000
Tramo 31	86.090	20.890	88.588	2000.000	250.000	28.000
Tramo 32	59.300	15.650	61.330	15554.000	200.000	45.000
Tramo 33	55.500	14.780	57.434	15467.000	300.000	56.000
Tramo 34	20.050	7.980	21.580	15643.000	75.000	46.000
Total	1067.690	274.510	1108.943	406571.000	4940.000	931.000

Tabla 23: Datos de confiabilidad del primario G Cristianía

Tramo	Longitud	b (fallas/km-año)	Tasa de Fallas (fallas/año)	Tiempos de Interrupción (horas)				Tiempos Reparación (horas)	
				Tc	Tp	Tl	Tr	I(2λ)	R(λ)
Tramo 1	1817.500	0.240	0.436	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 2	204.400	0.240	0.049	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 3	440.760	0.240	0.106	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 4	373.780	0.240	0.090	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 5	246.960	0.240	0.059	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 6	509.860	0.240	0.122	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 7	70.330	0.240	0.017	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 8	525.350	0.240	0.126	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 9	10.790	0.240	0.003	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 10	101.300	0.240	0.024	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 11	44.380	0.240	0.011	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 12	55.870	0.240	0.013	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 13	500.420	0.240	0.120	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 14	201.350	0.240	0.048	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 15	200.160	0.240	0.048	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 16	165.970	0.240	0.040	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 17	167.020	0.240	0.040	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 18	30.810	0.240	0.007	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 19	50.300	0.240	0.012	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 20	21.530	0.240	0.005	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 21	50.320	0.240	0.012	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 22	56.060	0.240	0.013	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 23	300.440	0.240	0.072	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 24	150.380	0.240	0.036	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 25	55.500	0.240	0.013	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 26	93.800	0.240	0.023	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 27	100.470	0.240	0.024	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 28	100.810	0.240	0.024	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 29	150.680	0.240	0.036	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 30	202.870	0.240	0.049	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 31	352.840	0.240	0.085	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 32	327.370	0.240	0.079	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 33	305.710	0.240	0.073	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050
Tramo 34	171.380	0.240	0.041	0.550	0.500	1.000	1.500	3.550	2.050

Tabla 24: Matriz de estados del primario G Cristianía

Tramo	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4	Tramo 5	Tramo 6	Tramo 7	Tramo 8	Tramo 9	Tramo 10	Tramo 11	Tramo 12	Tramo 13	Tramo 14	Tramo 15	Tramo 16	Tramo 17	Tramo 18	Tramo 19	Tramo 20	Tramo 21	Tramo 22	Tramo 23	Tramo 24	Tramo 25	Tramo 26	Tramo 27	Tramo 28	Tramo 29	Tramo 30	Tramo 31	Tramo 32	Tramo 33	Tramo 34		
Tramo 1	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I		
Tramo 2	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 3	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 5	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 6	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 7	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 8	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 9	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 10	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 11	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 12	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	
Tramo 13	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	
Tramo 14	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	
Tramo 15	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	
Tramo 16	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
Tramo 17	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tramo 18	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 19	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tramo 20	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Tramo 21	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Tramo 22	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Tramo 23	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Tramo 24	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Tramo 25	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Tramo 26	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tramo 27	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 28	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	
Tramo 29	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N
Tramo 30	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	
Tramo 31	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	
Tramo 32	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	I	I	I	I	
Tramo 33	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Tramo 34	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	I

Tabla 28: Resultados de confiabilidad del primario “G” Cristianía

Tramo	λT	UIT
Tramo 1	1.807	5.009
Tramo 2	1.807	5.009
Tramo 3	1.807	5.009
Tramo 4	1.807	5.009
Tramo 5	1.807	5.009
Tramo 6	1.807	5.009
Tramo 7	1.807	5.248
Tramo 8	1.807	5.248
Tramo 9	1.807	5.248
Tramo 10	1.807	5.372
Tramo 11	1.807	5.372
Tramo 12	1.807	6.001
Tramo 13	1.807	6.001
Tramo 14	1.807	6.207
Tramo 15	1.807	6.207
Tramo 16	1.847	5.151
Tramo 17	1.847	5.152
Tramo 18	1.807	5.009
Tramo 19	1.819	5.052
Tramo 20	1.807	5.163
Tramo 21	1.807	5.163
Tramo 22	1.807	5.163
Tramo 23	1.807	5.163
Tramo 24	1.807	5.063
Tramo 25	1.807	5.248
Tramo 26	1.830	5.328
Tramo 27	1.807	5.372
Tramo 28	1.807	5.372
Tramo 29	1.843	5.501
Tramo 30	1.807	6.001
Tramo 31	1.807	6.001
Tramo 32	1.807	6.001
Tramo 33	1.807	6.001
Tramo 34	1.807	6.207

Con los resultados de confiabilidad de cada tramo de alimentación del alimentador primario “G” Cristianía, se debe realizar el cálculo de los indicadores de confiabilidad de FMIK y ENS. Los resultados se pueden ver en la tabla 29.

Tabla 29: Índices de confiabilidad del primario G Cristianía

Índices de Confiabilidad		
Indice	FMIK	ENS
<i>Unidades</i>	Falla/kVA* año	kWh/año
<i>Valor</i>	1.815	3015.496

3.2 Instalación del equipo reconectador en el primario.

El objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico se logra mediante la instalación de dispositivos de protección, especialmente reconectadores. Esta mejora se puede cuantificar

reduciendo los índices FMIK y ENS, ambos índices son proporcionales, lo que significa que una disminución en uno conduce a una disminución en el otro. El número y ubicación de los reconectores a instalar en el primario seleccionado depende de los resultados de los indicadores obtenidos de confiabilidad y de los costos de los componentes mencionados, incluyendo su instalación y comunicación. Una evaluación de seguridad realizada en un sistema eléctrico sin un interruptor automático instalado servirá como guía para determinar la diferencia de la energía no suministrada (Δ ENS) cuando se incluye un interruptor automático. Para el presente primario su base es ENS=3015.496 kWh/año.

Tabla 30: Ubicación del primer reconector en el primario G Cristianía

Tramo	ENS	Δ ENS	FMIK	Δ FMIK
Base	3015.496	-----	1.815	-----
Tramo 2	2640.930	374.566	1.618	0.197
Tramo 3	2622.660	392.836	1.579	0.236
Tramo 4	2456.810	558.686	1.370	0.445
Tramo 5	2434.650	580.846	1.362	0.453
Tramo 6	2147.540	867.956	1.305	0.510
Tramo 7	2091.830	923.666	1.258	0.557
Tramo 8	2102.270	913.226	1.267	0.548
Tramo 9	2227.430	788.066	1.342	0.473
Tramo 10	2230.140	785.356	1.344	0.471
Tramo 11	2248.100	767.396	1.337	0.478
Tramo 12	2258.770	756.726	1.344	0.471
Tramo 13	2545.920	469.576	1.552	0.263
Tramo 14	2629.350	386.146	1.616	0.199
Tramo 15	2793.600	221.896	1.731	0.084
Tramo 16	2874.190	141.306	1.784	0.031
Tramo 17	2874.190	141.306	1.784	0.031
Tramo 18	2836.210	179.286	1.763	0.052
Tramo 19	2874.190	141.306	1.784	0.031
Tramo 20	2844.190	171.306	1.765	0.050
Tramo 21	2708.370	307.126	1.673	0.142
Tramo 22	2822.120	193.376	1.750	0.065
Tramo 23	2750.170	265.326	1.702	0.113
Tramo 24	2806.020	209.476	1.736	0.079
Tramo 25	2822.090	193.406	1.754	0.061
Tramo 26	2874.190	141.306	1.784	0.031
Tramo 27	2768.600	246.896	1.727	0.088
Tramo 28	2692.890	322.606	1.742	0.073
Tramo 29	2874.190	141.306	1.784	0.031
Tramo 30	2768.190	247.306	1.723	0.092
Tramo 31	2440.300	575.196	1.553	0.262
Tramo 32	2710.800	304.696	1.693	0.122
Tramo 33	2728.290	287.206	1.701	0.114
Tramo 34	2758.360	257.136	1.707	0.108

La Tabla 30 muestra la energía no utilizada que se puede utilizar en todas las posiciones posibles del equipo reconector, donde la memorización máxima de la energía no utilizada de la línea de base cuando el reconector está en el tramo número 7 es 2091.830 kWh/año, se puede

diferenciar con el valor base es de 923.67 kWh/año. Además, es posible que vea diferentes valores del indicador FMIK. Cuando se introduce el primer equipo reconectador en el primario, se realiza el mismo procedimiento para los próximos equipos reconectores, pero teniendo en cuenta que el valor fundamental de la ENS es la energía obtenida en el equipo reconectador del tramo 7 del primario. Los resultados calculados para la segunda posición del equipo reconectador para la ENS se pueden ver en la Tabla 31, donde se da la segunda posición del equipo reconectador indica en el tramo 13 del primario. Esto da como resultado una diferencia de energía de 220.030 kWh/año con respecto al otro valor de referencia (valor base).

Tabla 31: Ubicación del segundo reconectador en el primario G Cristianía

Tramo	ENS	Δ ENS	FMIK	Δ FMIK
Base	2091.830	-----	1.258	-----
Tramo 2	1995.870	95.960	1.205	0.053
Tramo 3	1992.540	99.290	1.195	0.063
Tramo 4	1948.650	143.180	1.143	0.115
Tramo 5	1994.320	97.510	1.189	0.069
Tramo 6	2000.900	90.930	1.209	0.049
Tramo 7	1991.830	100.000	1.188	0.070
Tramo 8	1984.390	107.440	1.251	0.007
Tramo 9	2081.250	10.580	1.239	0.019
Tramo 10	2081.330	10.500	1.239	0.019
Tramo 11	2020.460	71.370	1.183	0.075
Tramo 12	2022.430	69.400	1.184	0.074
Tramo 13	1871.800	220.030	1.138	0.120
Tramo 14	2017.140	74.690	1.202	0.056
Tramo 15	2065.760	26.070	1.242	0.016
Tramo 16	1891.830	200.000	1.258	0.000
Tramo 17	1991.830	100.000	1.258	0.000
Tramo 18	1979.780	112.050	1.253	0.005
Tramo 19	1991.830	100.000	1.258	0.000
Tramo 20	1987.780	104.050	1.255	0.003
Tramo 21	1991.950	99.880	1.163	0.095
Tramo 22	1995.700	96.130	1.241	0.017
Tramo 23	1999.750	92.080	1.192	0.066
Tramo 24	2049.600	42.230	1.226	0.032
Tramo 25	2077.670	14.160	1.253	0.005
Tramo 26	1991.830	100.000	1.258	0.000
Tramo 27	1951.420	140.410	1.244	0.014
Tramo 28	2065.020	26.810	1.248	0.010
Tramo 29	2000.830	91.000	1.258	0.000
Tramo 30	2057.070	34.760	1.242	0.016
Tramo 31	1999.120	92.710	1.196	0.062
Tramo 32	2028.110	63.720	1.231	0.027
Tramo 33	2033.140	58.690	1.234	0.024
Tramo 34	2056.160	35.670	1.234	0.024

La tabla 32 muestra una descripción general de la energía no suministrada cuando se implementan reconectores en diferentes partes del alimentador primario "G" Cristianía. La tabla 32 señala el valor de Δ ENS, el cual disminuye de acuerdo a que aumenta el número de

equipos reconectores, es decir, el mayor efecto se produce cuando se instala el primer interruptor, y disminuye a medida que aumenta el número.

Tabla 32: Ubicación de los reconector en el primario G Cristianía

Dispositivo	Tramo de	ENS	FMIK	Δ ENS
	Ubicación			
BASE	1	3015.50	1.815	-----
Reconector 1	7	2091.83	1.258	923.67
Reconector 2	13	1991.83	1.188	1023.67
Reconector 3	5	1871.8	1.138	1143.70

3.3 Análisis económico

Los análisis relacionados con relación a la mejora, introducción y desarrollo de nuevos equipos reconectores y la operación eficiente en el sector eléctrico, es de suma importancia conocer las estimaciones o aproximaciones de la ENS a los usuarios. Este valor varía dependiendo de la industria que se analice. Se pueden utilizar tres métodos para estimar estos valores.

- Basado directamente en los resultados reales
- Métodos de análisis indirectos
- Sondeo directo a través de encuestas

Para estimar los valores de ENS en base a los resultados reales, se obtiene la siguiente relación.

$$CENS = \frac{\text{Costos económicos directos(USD)} + \text{Costo económicos indirectos}}{\text{Energía no suministrada (MWh)}}$$

dónde:

- Costos económicos directos: pérdida de producción, así como el desperdicio de la materia prima, daños en equipos o instalaciones, pérdida de ingresos, entre otros.
- Costos económicos indirectos: afectaciones a la salud y seguridad humana, daños al medio ambiente, la propiedad, costos de irregularidades, corte de alumbrado público, entre otros. De acuerdo con la investigación de ARCONEL [27], con base en las condiciones anteriores, el costo de la energía no distribuida se estima en 3.533 USD/MWh, este costo es solo orientativo para investigación o planificación de expansión, solo para licenciar a las empresas eléctricas.

La instalación del reconector, debe incluir el valor de la inversión en la parte descrita y el

costo de la instalación, incluidos los costos de los ingenieros, electricistas, la mano de obra y comunicación con el departamento de centro de control. Debido a su alta rigidez dieléctrica, el reconectador prácticamente no requiere mantenimiento, al igual que el reconectador con aislamiento de gas. Así que la inversión total es de unos \$ 16 000.

Usando los valores anteriores, realice un análisis de los beneficios financieros de implementar un reconectador. Estas ventajas se muestran en la tabla 33.

Tabla 33: Beneficio económico con la implementación de reconectadores

Número	Tramo	Δ ENS	Δ ENS Acumulada	Costo ENS	Beneficio
Reconectador 1	7	923.666	782.360	3533.000	2764.080
Reconectador 2	13	1023.666	1002.390	3533.000	3541.440
Reconectador 3	5	1143.696	1121.600	3533.000	3962.610

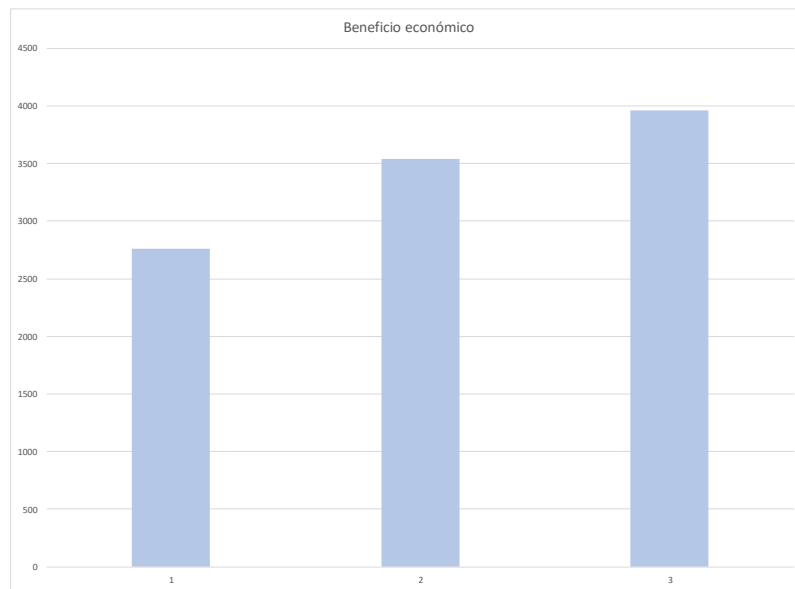


Figura 28. Beneficio Económico acumulado de la implementación de reconectadores.

La Tabla 33 muestra que los beneficios económicos aumentan con el número de instalación de equipos reconectadores, pero los beneficios no aumentan linealmente. Por lo tanto, la introducción del primer equipo reconectador tiene el mayor impacto en toda la red de distribución, es decir, contribuye a la reducción de energía no distribuida. Tomando en cuenta que la rentabilidad económica no aumenta linealmente, el flujo de efectivo generado utilizando las métricas adecuadas para monitorear la cantidad de equipos reconectadores debe instalarse en el sistema para ahorrar costos, siempre que los interruptores automáticos tengan una vida

útil de aproximadamente 20 años.

Tabla 34: Flujo económico con la implementación de reconectores

Años	Reconector 1			Reconector 2			Reconector 3		
	Ingresos	Gastos	Flujo Neto	Ingresos	Gastos	Flujo Neto	Ingresos	Gastos	Flujo Neto
0		16000.000	-16000.000		32000.000	-32000.000		48000.000	-48000.000
1	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
2	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
3	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
4	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
5	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
6	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
7	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
8	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
9	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
10	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
11	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
12	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
13	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
14	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
15	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
16	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
17	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
18	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
19	2764.080		2764.080	3541.440		3541.440	3962.610		3962.610
20	3564.080		3564.080	4341.440		4341.440	4762.610		4762.610

Basado en flujos de caja de la tabla 34, se puede calcular una evaluación económica que indica si la inversión requerida con el objetivo de aumentar la seguridad del primario mediante la instalación de equipos reconectores para reducir la energía desconectada es económicamente rentable.

Tabla 35: Índices económico con la implementación de reconectores

Reconector	TIR(%)	Pay Back	Rentable
Reconector 1	17.60%	7.010	SI
Reconector 2	11.20%	15.160	SI
Reconector 3	6.41%	31.340	NO

La tabla 35 muestra la cantidad óptima de reconectores a instalar en el alimentador seleccionado, es decir, instalar uno o dos interruptores brindará beneficios económicos, mientras que instalar un tercer interruptor requiere inversión. La instalación de equipos reconector tiene ventajas si el índice TIR es superior al 10 % y si el tiempo de amortización es inferior a la vida útil del equipo, para el presente caso, 20 años.

CONCLUSIONES

Del presente trabajo se puede concluir que:

- Este estudio muestra el impacto de la reparación, la ubicación y el tiempo de entrega en las evaluaciones de confiabilidad del sistema de distribución, por lo que se deben desarrollar planes o estrategias para reducir el tiempo de restablecimiento de energía eléctrica, por lo cual se sugiere instalar equipos reconectores que permitan una rápida resolución de problemas.
- Con este estudio se demuestra que la instalación de dos reconectores en el alimentador primario “G” mejora la confiabilidad del sistema eléctrico en un 34.80 % con el valor del FMIK. La instalación de reconectores en el sistema de distribución incide directamente en la reducción de la energía no entregada, reduciendo en un 33.94 % los kWh/año, pero el valor de dicha reducción depende de la ubicación del reconector, por lo que es necesario buscar el lugar óptimo para la máxima reducción, así como también la coordinación con otras medidas de seguridad es importante ya que garantiza que se interrumpa un número mínimo de usuarios en caso de existir fallas en el sistema eléctrico de distribución.
- Este trabajo muestra el impacto de la reparación, la ubicación y el tiempo de entrega en la evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución, por lo que los planes o estrategias deben desarrollarse para acortar el tiempo. El tiempo de entrega anterior agregando empleados o configurando el dispositivo permite resolver rápidamente los problemas ante una falla.
- Con la ubicación óptima de reconectores, se puede observar que el efecto en la reducción de la energía no suministrada baja de 3015.50 kWh/año en el caso base a 2091.83 kWh/año cuando se implementa el primer reconector y 1991.83 kWh/año cuando se instala un segundo reconector. Por tanto, se puede concluir que entre más reconectores sean instalados este valor seguirá disminuyendo, sin embargo, en la práctica no se puede instalar una gran cantidad de reconectores debido a la coordinación de protecciones.
- Se ha demostrado que, para aumentar la confiabilidad de un determinado sistema eléctrico, se debe aumentar la inversión en el mismo. Por cada reconector a instalar

se debe ocupar un presupuesto de \$ 17 000. Esto sugiere que se debe encontrar un nivel o equilibrio entre la inversión realizada y los beneficios de reducir la energía no entregada, que puede ser muy confiable pero costosa. Al realizar la instalación de dos reconectores en el alimentador primario “G” de la subestación Cristianía se ve una reducción del valor del FMIK de 1.81 a 1.18 que corresponde a una mejora del 34.80 %.

RECOMENDACIONES

De este trabajo se puede concluir que:

- Debe existir una base de datos de registros de todas las fallas con su causa y ubicación y los componentes que estaban en operación cuando ocurrió la falla, de modo que se pueda realizar un análisis probabilístico de fallas, partes defectuosas o componentes defectuosos al momento de evaluar la confiabilidad. Además, se utilizará para la futura expansión de la red.
- Las empresas distribuidoras de electricidad deben realizar cálculos de la energía no entregada en determinadas fallas, ya que tendrán un mejor criterio al momento de estudiar posibles ampliaciones del sistema eléctrico y mirar con mayor frecuencia los servicios del sector a los usuarios.
- Una alternativa para mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico en particular es aumentar la inversión en ese sistema, ya que esto reduce los costos de interrupción, ya sea instalando nuevos equipos o automatizando partes, por lo cual sugiere que es necesario encontrar un equilibrio entre la inversión realizada y los beneficios de reducir la escasez de energía, que puede ser muy confiable pero costoso.
- Los estudios de mejoramiento propuestos para su inclusión en el plan de inversión deben incluir un estudio de confiabilidad predictivo como parte del estudio de mantenimiento para identificar mejoras de confiabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] L. F. Restrepo B y L. J. González, «La Historia de la Probabilidad,» Revista Colombiana de Ciencias Pecuarias, vol. 16, n° 1, pp. 83-87, 2003.
- [2] W. Denson, «The History of Reliability Prediction,» IEEE TRANSACTIONS ON RELIABILITY, vol. 47, n° 3, pp. 321-328, 1998.
- [3] L. A. Escobar R, E. R. Villa D y C. S. Yañez, «CONFIABILIDAD: HISTORIA, ESTADO DEL ARTE Y DESAFIOS FUTUROS,» DYNA, vol. 70, n° 140, pp. 5-21, 2003.
- [4] G. A. Gómez Ramírez, «Evolution an Trends of Indexes of Reliability in Electrical Systems of Power,» Tecnología en Marcha, vol. 29, n° 2, pp. 3-13, 2016.
- [5] «Proposed Definitions of Terms for Reporting and Analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vols. %1 de %2PAS-87, n° 5, pp. 1318-1323, 1968.
- [6] P. W. Cash y E. C. Scott, «Security of Supply in Planning and Operation of European Power Systems Part II,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vols. %1 de %2PAS-88, n° 1, pp. 12-31, 1969.
- [7] IEEE Power Systems Relaying Committee, «Distribution Protection and Restoration Systems: Design Verification by Reliability Indices,» IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS 93, n° 2, pp. 564-570, 1974.
- [8] E. Sierra y S. Lajes, «Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución,» Ingeniería Energética, vol. XXXI, n° 3, pp. 42-48, 2010.
- [9] T. A. M. Pérez, Estudio para la implementacion de un sistema de manejo de información técnica para la operación y mantenimiento de subestaciones de TRANSELECTRIC S.A., Quito, 2004.
- [10] J. A. Y. Morón, Sistemas de Distribución, México: Reverté Ediciones S.A., 2009.
- [11] J. L. Mírez Tarrillo, «Matlab/Simulink and Renewable Energy,» 11 05 2015. [En línea]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2015/05/11/j774-sistema-de-suministro-de-electricidad/>. [Último acceso: 27 05 2020].
- [12] L. D. Duchicela Garzón, Diseño y análisis técnico económico de la red de distribución eléctrica subterránea de la AV. Manuel Córdova Galarza para la Empresa Eléctrica Quito, Quito: EPN, 2015.
- [13] B. V. Freire Villacís, Análisis técnico de la operación del alimentador N°2 de la S/E Otavalo, de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A., Quito: EPN, 2012.
- [14] J. M. Gers, Distribution System Analysis and Automation, London: Unided Kingdom, 2014.
- [15] J. C. Orjuela, «Schneider Electric,» 2008. [En línea]. Available: <http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Confiabilidad/Confiabilidad-sistemas-electricos.pdf>.
- [16] M. Mago, V. L., J. Olaya y D. Subero, «Determinación de la confiabilidad o tiempo promedio entre fallas en transformadores de distribución,» Ingeniería UC, pp. 3-4, 2014.
- [17] I. M. C. Garcés, «Evaluación de Confiabilidad de Reconectores en Sistemas Eléctricos de Distribución Radial,» Guayaquil, 2015.
- [18] R. Billinton y R. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Nueva York: Plenum Press, 1994.
- [19] A. Chowdhury y D. Koval, Power Distribution System Reliability Practical Methods and Applications, New Jersey: John Wiley & Sons Inc, Hoboken, 2009.
- [20] J. Zaruma y D. Blacio, Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., Cuenca, 2012.
- [21] J. Hernandez y B. Guzman, «Aplicación de Modelos de Cadenas de Markov a partir del Análisis de Contingencias de SEP,» IEEE, p. 1.
- [22] A. Arriagada, Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución, Santiago de Chile, 1994.
- [23] G. B. IEEE Standard 493-2007 Gold Book, Desing of Reliable Industrail and Comercial Power Systems, New York, 2007.
- [24] A. Jimenez, «Mantenimiento LA,» 24 Octubre 2011. [En línea]. Available: <http://mantenancela.blogspot.com/2011/10/confiabilidad-disponibilidad-y.html>.
- [25] C. Zapata, Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.
- [26] IEEE Standard 1366-2003, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 2004.

- [27] ARCERNNR. Regulación 002/20, Calidad del Servicio de Distribución y comercialización de energía eléctrica, Ecuador 2021.
- [28] R. Baeza, P. Rodríguez y J. Hernández, Evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica en desregulación, 2003.
- [29] Gestión de Operaciones, «Gestión de Operaciones,» Noviembre 2015. [En línea]. Available: <http://www.gestiondeoperaciones.net/mantenimiento/tasa-de-falla-y-tiempo-medio-entre-fallas-mtbf/>.
- [30] R. Arancibia, Plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para una empresa de distribución eléctrica, Santiago de Chile, 2008.
- [31] V. Varela, Evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución, 2004.
- [32] C. Camargo, Confiabilidad aplicada a sistemas eléctricos de potencia, 1981.
- [33] A. León y J. Villón, Estudio de coordinación de las protecciones eléctricas para la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena (EMEPE), Guayaquil, 2002.