



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN EL
MÉTODO RCM A UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DE CHIQUIMULA, GUATEMALA PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD
DEL SERVICIO TÉCNICO**

Sergio Stuardo Simón Muñoz

Asesorado por M. Sc. Ing. Erick Estuardo Zacarías Lopez

Guatemala, enero 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN EL
MÓTODO RCM A UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DE CHIQUIMULA, GUATEMALA PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD
DEL SERVICIO TÉCNICO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

SERGIO STUARDO SIMÓN MUÑOZ

ASESORADO POR M. SC. ING. ERICK ESTUARDO ZACARIAS LOPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO a. i.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
VOCAL III	Ing. José Milton De León Bran
VOCAL IV	Ing. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Ing. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez



EEPFI-PP-2011-2023

Guatemala, 5 de noviembre de 2023

Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica
Presente.

Estimado Mtro. Rivera

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el Diseño de Investigación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN EL METODO RCM A UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DE CHIQUIMULA, GUATEMALA PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Gestión del Mantenimiento - Control de efectividad de mantenimiento basado en indicadores (disponibilidad, tiempo entre fallas, criticidad, tiempo medio entre fallas, entre otros)**, presentado por el estudiante **Sergio Stuardo Simón Muñoz** carné número **200819398**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previa a culminar sus estudios en la Maestría en Artes en Ingeniería De Mantenimiento.

Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Erick Estuardo Zacarías López
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 16.286

Mtro. Erick Estuardo Zacarías López
Asesor(a)

Rocio Medina Galindo

Mtra. Rocio Carolina Medina Galindo
Coordinador(a) de Maestría



Aurelia Cordova Estrada

Mtra. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

EEP-EIME-1747-2023

El Director de la Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN EL METODO RCM A UN CIRCUITO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DE CHIQUIMULA, GUATEMALA PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO**, presentado por el estudiante universitario **Sergio Stuardo Simón Muñoz**, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingeniería en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Mtro. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica

Guatemala, noviembre de 2023

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN EL METODO RCM A UN CIRCUITO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DE CHIQUIMULA, GUATEMALA PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO**, presentado por: **Sergio Stuardo Simon Munoz** después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Formada electrónicamente por José Francisco Gómez Rivera
Matrícula: Orden de Impresión
Fecha: 30/01/2024 11:24:47
Lugar: Facultad de Ingeniería, USAC

Ing. José Francisco Gómez Rivera
Decano a.i.



Guatemala, enero de 2024

Para verificar validez de documento ingrese a <https://www.ingenieria.usac.edu.gt/firma-electronica/consultar-documento>

Tipo de documento: Correlativo para orden de Impresión Año: 2024 Correlativo: 71 CUI: 1840680100502

Escuelas: Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, - Escuela de Ciencias, Regional de Ingeniería Sanitaria y Recursos Hidráulicos (ERIS), Postgrado Maestría en Sistemas Mención Ingeniería Vial, Carreras: Ingeniería Mecánica, Ingeniería Electrónica, Ingeniería en Ciencias y Sistemas, Licenciatura en Matemática, Licenciatura en Física, Centro de Estudios Superiores de Energía y Minas (CESSEM), Guatemala, Ciudad

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN EL
MÉTODO RCM A UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DE CHIQUIMULA, GUATEMALA PARA LA MEJORA DE LA CALIDAD
DEL SERVICIO TÉCNICO**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Posgrado, con fecha 26 de octubre 2023.

Sergio Stuardo Simón Muñoz

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por darme el entendimiento y haberme permitido completar una más de mis metas.
- Mis padres** María Muñoz y Agustín Simón por todo su amor, esfuerzo y apoyo incondicional en todos los logros de mi vida.
- Mis hermanos** Melvin, Nelson, Alex y Marvin Simón Muñoz, por darme todo su apoyo y ánimos desde siempre, toda la vida les estaré agradecido.
- Mi hijo y esposa** Matías Simón y Catherine Mauricio, por ser motivacion en querer ser alguien mejor cada día. Que este logro sirva de motivacion para ellos también.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por darme la oportunidad de poder formarme académicamente.

**Mis amigos y
compañeros**

Por compartir la aventura de la academia y de la vida.

Mi Asesor

Erick Zacarias, por su amistad y apoyo en este proyecto.

Tío y Cuñada

Ruperto Muñoz y Maricela Rodríguez quienes me brindaron más que un espacio en sus hogares.

**Familia Muralles
Velázquez**

Por su apoyo, aprecio y cariño en el tiempo de formación estudiantil.

Mi Catedrática

MBA. Blanca Méndez, gracias por guiarme y asesorarme en el proceso final de mi trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XI
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
3.1. Contexto general	7
3.2. Descripción del problema	8
3.3. Formulación del problema	9
3.3.1. Pregunta central	9
3.3.2. Preguntas auxiliares	9
3.4. Delimitación del problema	10
4. JUSTIFICACIÓN	11
5. OBJETIVOS	13
5.1. General.....	13
5.2. Específicos	13
6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN.....	15

7.	MARCO TEÓRICO	19
7.1.	Distribución de energía eléctrica	19
7.1.1.	Tipos de interrupciones	20
7.1.1.1.	Programadas	21
7.1.1.2.	No programadas o imprevistas.....	21
7.1.2.	Causa de las interrupciones	21
7.1.2.1.	Origen desconocido	22
7.1.2.2.	Climatológica.....	22
7.1.2.3.	Origen externo.....	22
7.1.2.4.	Origen interno.....	22
7.1.2.5.	Fuerza mayor	23
7.1.3.	Distribución de energía eléctrica en Guatemala.....	23
7.2.	Indicadores de calidad del servicio técnico en Guatemala de la energía eléctrica.....	24
7.2.1.	Frecuencia de interrupción por kVA (FMIK)	25
7.2.2.	Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)	25
7.2.3.	Frecuencia de interrupción por Usuario (FIU)	26
7.2.4.	Tiempo de interrupción por Usuario (TIU)	26
7.2.5.	Índices globales.....	27
7.2.6.	Índices Individuales	27
7.2.7.	Indemnización por fallas de larga duración	28
7.3.	Mantenimiento RCM.....	29
7.3.1.	Beneficios de la aplicación de RMC	29
7.3.1.1.	Seguridad.....	29
7.3.1.2.	Rendimiento operativo	30
7.3.1.3.	Contención de Costos	30
7.3.1.4.	Vida Útil de Activos	30
7.3.2.	Herramientas de un RMC.....	30
7.3.2.1.	Criticidad	31

	7.3.2.2.	AMEF	34
	7.3.2.3.	Matriz de decisiones RCM	35
8.		PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	37
9.		METODOLOGÍA.....	39
	9.1.	Enfoque	39
	9.2.	Diseño de la investigación	39
	9.3.	Tipo de estudio	40
	9.4.	Alcance.....	40
	9.5.	VARIABLES E INDICADORES	40
	9.6.	Fases de la investigación	42
	9.7.	Resultados esperados	43
	9.8.	Población y muestra	44
10.		TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	45
	10.1.	Técnicas de análisis de información.....	45
11.		CRONOGRAMA.....	47
12.		FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	49
		REFERENCIAS	51
		APÉNDICES	55

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Esquema de solución.....	17
Figura 2.	Red de distribución de energía eléctrica.....	20
Figura 3.	Matriz de criticidad.....	33
Figura 4.	Criterios de criticidad	34
Figura 5.	Matriz de decisiones	36
Figura 6.	Cronograma.....	47

TABLAS

Tabla 1.	Índices globales	27
Tabla 2.	Índices individuales.....	28
Tabla 3.	Operacionalización de variables	41
Tabla 4.	Circuitos de media tensión en Chiquimula Guatemala	44
Tabla 5.	Gastos de estudio.....	49

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$US	Dólares Estadounidenses
Hz	Hercio
h	Horas
=	Igual que
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
>	Mayor que
MW	Mega vatio
MWh	Mega vatio hora
<	Menor que
%	Porcentaje
P	Potencia
Σ	Sumatoria
kVA	kilovoltioamperio
Q	Quetzales
W	Vatio

GLOSARIO

CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
FMIK	Frecuencia Media de Interrupción por kW.
Interrupción	Afectación de servicio que sufre un usuario de energía eléctrica.
Tensión	Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, medida en Voltios.
TIU	Tiempo Interrupción por Usuario.
Trasgresión	Condición anormal del servicio de energía eléctrica.
TTIK	Tiempo Total de Interrupción por kW.
Vatio	Unidad de medida de potencia.
RCM	Reliability Centered Maintenance

RESUMEN

La presente investigación parte de la premisa de prestación de un servicio de energía eléctrica de calidad desde el punto de vista de la continuidad del suministro que se ve afectado continuamente por interrupciones a una población en el oriente de Guatemala.

Las interrupciones que se tienen documentadas por el ente regulador serán los datos base para el análisis de las fallas y la posterior creación de un plan de mantenimiento basado en la metodología RMC.

La metodología RCM en distintas áreas de mantenimiento has sido utilizada para mejorar la continuidad del servicio, por tal razón, se estará utilizando en este trabajo para la creación de plan mantenimiento aplicado a la distribución de energía eléctrica, específicamente en un circuito de media tensión que haya sido el más ponderado con el mayor indicador de calidad de servicio técnico.

También se analizan los costos asociados a perdidas por la energía no suministrada que se calcule del tiempo de las interrupciones y será comparado con los valores básicos asociados a la aplicación del método al circuito seleccionado, con estos datos se podrá evaluar y recomendar si la implementación es atractiva para la distribuidora.

1. INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo de investigación es una sistematización de acciones preventivas correctivas plasmadas en un plan de mantenimiento que tiene como meta general mejorar la calidad del servicio técnico en el departamento de Chiquimula, Guatemala.

La energía eléctrica está considerada como uno de servicios básicos dentro de la sociedad moderna, por la tal razón se crean entidades que protegen a los usuarios tanto en cobro de las tarifas como en los temas relacionados con la calidad del servicio por medio de indicadores que las empresas distribuidoras deben cumplir. En el oriente del país se tienen departamentos donde las interrupciones son constantes y de tiempo prolongado, algunas superando las 48 horas, quedando fuera de lo establecido de los indicadores de calidad de servicio técnico establecidos según la normativa vigente para Guatemala.

Los análisis de indicadores de los años 2021 y 2022 han favorecido a que se demuestre de forma cuantitativa cuales son los departamentos más afectados en lo que a interrupciones se refiere, además también permite delimitar que circuito de media tensión tiene el mayor índice desfavorable en cuanto continuidad del servicio, dando paso la determinación de las causas de interrupciones para permitir la creación de un plan de mantenimiento sistemático basado en la metodología RCM - *Reliability Centered Maintenance* - que busque corregir y minimizar las fallas que causan las interrupciones, por ende, mejorar la disponibilidad de servicio donde se pretende analizar beneficiando a los usuarios finales quienes gozarán de una mejor calidad de servicio técnico y a la empresa distribuidora en cuanto a la percepción del cliente, disminución de ingresos

económicos por la interrupción del servicio, además de reducción por multas económicas en las que puede incurrir por los tiempos asociados a la falta de servicio.

Se realizará un análisis de todas las interrupciones y las causas asociadas a estas dentro de la base de datos reportados a la CNEE– Comisión Nacional de Energía Eléctrica- que son de dominio público y que, obtenidos por compra directa al ente regulador reportadas por los mismos distribuidores, buscando delimitar a un circuito para la aplicación de las técnicas RCM que acuerdo al sistema se adapten. Se utilizarán las herramientas de índice de criticidad, AMEF y NPR como base de diagnóstico para posteriormente aplicar la matriz de decisión RCM que es la herramienta final para la creación de las actividades relacionadas al mantenimiento, dando paso los formatos de seguimiento a las respectivas áreas encargadas según sea el caso, además, se realizara un cálculo de la energía no suministrada del año más cercano de las interrupciones en análisis y se realizara una comparación de los gastos con un alcance básico de los costos en que se incurriría si se aplicase las acciones del mantenimiento.

El informe final de investigación estará conformado por cinco capítulos de los cuales el primero es denominado marco referencial donde se presentan INVESTIGACIONES asociadas al tema de mantenimiento RCM y las técnicas aplicadas a la distribución de energía eléctrica. El segundo capítulo es el marco teórico que describe las bases de los conceptos de distribución, la técnica de mantenimiento a aplicar, así como también, mediciones de la calidad técnica. El tercer capítulo es el desarrollo de la investigación que toma como base los datos estadísticos CNEE para el diagnóstico de la situación actual y los indicadores que puedan ser calculados, para luego en el capítulo cuatro se realicen la presentación de resultados obtenidos, para, finalmente en el capítulo cinco se discutan los resultados obtenidos.

2. ANTECEDENTES

Campos, Tolentino, Toledo y Tolentino (2019) en su publicación *Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) considerando taxonomía de equipos, base de datos y criticidad de efectos* proponen lo que ellos denominan una metodología ampliada del RCM donde se incluyen varias pasos adicionales al método incluidos en la norma SAE JA10011, aplicándolo a un túnel del viento del área de ingeniería de instituto técnico Nacional de México, dentro de los cuales se agregan los análisis de modos y causas de falla OREDA (*Offshore Reliability Data Handbook*) que es la encargada de relacionar estadísticamente los modos de falla con sus respectivas descripciones y la categorización de 3 criterios cualitativos para los NPR que son detectabilidad, severidad y ocurrencia, determinando que con la ayuda de estas herramientas se tiene una visión rápida y clara de los efectos más importantes relacionados a las fallas en los equipos. Lo anterior es considerado como un aporte para el análisis de las fallas en media tensión, así como sus respectivas causas, por lo que es considerado un antecedente válido para la presente investigación.

Jiménez (2020) en el trabajo *Propuesta de un plan de mantenimiento basado en la metodología RCM, a los activos críticos del sistema eléctrico de distribución a nivel de subestaciones, en la empresa Continental Tire Andina S.A.* realizaron un análisis de las tasas de fallas de las interrupciones registradas en un periodo de 3 años asociados a los equipos en una subestación eléctrica, donde se también fueron clasificadas según su origen siendo: operacional, externa, eléctrica interna y desconocidas, permitiendo encontrar el porcentaje del origen de la falla que pueda afectar la funcionalidad del equipo en conjunto. Con los datos encontrados se estimó por medio del medio cualitativo-cuantitativo la

probabilidad de falla y la valoración de sus impactos y consecuencias, generando una guía de criticidad según la estimación obtenida de la frecuencia de la falla, terminando el proceso con la generación de un plan de mantenimiento estructurado con tareas específicas, 5 proactivas para el transformador y una actividad de mantenimiento periódica preventiva al interruptor de potencia. Por lo anterior es tomado como antecedente de investigación por ser una guía de cómo abordar la información para el análisis de las fallas.

Chimbolema (2023) en el trabajo *Análisis de criticidad y AMEF para la elaboración de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad aplicado a plantas termoeléctrica por combustión de biomasa* busca la reducción de paros no programados en el área de la casa maquinas a causa de fallas en equipos por la falta de mantenimiento, efecto que también lleva a deterioro prematuro de los equipos, provocando pérdidas económicas adicionando a las que se derivan por baja o nula producción. Por medio del método deductivo se analizó la información de lo general a lo particular delimitando el problema, para luego poder aplicar las técnicas de recolección de históricos de los equipos, identificando los sistemas y subsistemas, para su posterior evaluación de criticidad y AMEF, creando tablas con los datos base obtenidos y observados. Como resultado de los análisis etapas anteriores por medio de un análisis de Pareto determinan que se tienen 7 sistemas y subsistemas críticos de 45 analizados en total de la planta, dando paso a la elaboración enfocada del plan de manteniendo. El trabajo descrito apoya la investigación desde la perspectiva del procesamiento de datos para la identificación de los sistemas y subsistemas, enfocando las actividades a dar mantenimiento.

Nunes y Oliveira (2019). en su publicación titulada "*Use of failure data and criticality analysis in a maintenance management tool for electric power distribution company*" se enfrentan al problema que en la empresa donde se

realiza el estudio no se cuenta con una metodología para la verificación cuales líneas de transmisión tienen la condición más crítica en comparación a otras en la misma área, por lo que aplican un análisis AMEF tomando en cuenta los elementos fallados y los modos de fallas utilizando los valores de referencia de Severidad (S), Ocurrencia (O) y detección (D) del modelo Leal. Al desarrollar la investigación se encuentran modos de falla que no ocurren con frecuencia lo que da como resultado una baja recurrencia, pero al momento de determinar los RPN estos también serán bajos (Detección x Ocurrencia), dando panoramas irreales de equipos que son realmente críticos, por lo que llegan a la conclusión que se deben realizar ajustes con las causas de falla de forma imprevistas (condiciones climáticas, vandalismo, accidentes, etc.) ya que no hay oportunidad de rastreo previo. Lo anterior aporta el análisis de las causas que deben tomarse en cuenta al momento de realizar las ponderaciones y evitar dejar fuera equipos o procesos fuera de la atención requerida.

Gutiérrez (2018) en el trabajo *Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para la reducción de interrupciones de las redes de distribución* aborda el problema tener planes de mantenimiento híbridos entre preventivo y correctivo, sin información histórica de todos los alimentadores y sus componentes, ni de estructura alguna para el análisis de las fallas. Derivado de la problemática se plantea un levantamiento de información de las interrupciones y de los costos totales por energía no suministrada en los tiempos que se ven afectados los circuitos de distribución, determinado por medio de costos fijados por la entidad encargada de las tarifas y los análisis de tiempo, potencia y otras variables a tomar en cuenta, las pérdidas económicas producidas por las interrupciones reportadas durante los últimos cinco años, habiendo calculándose en aproximadamente 3.803.879.92 \$US por causas internas. Lo anterior aporta a la investigación como guía para poder calcular las pérdidas en los tiempos de las interrupciones aplicando las tarifas locales.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1. Contexto general

América Latina en comparación con otras partes del mundo en desarrollo cuenta con una mejor percepción de calidad del servicio de energía eléctrica, teniendo una tasa menor al 88% de las interrupciones al mes reportadas por los países del sur de Asia. Cuando se hace referencia a la continuidad del servicio o confiabilidad del servicio se acota únicamente si el cliente cuenta con servicio o no, dejando al margen la calidad de la onda, parametrizados por normas internacionales entre las destacan IEEE 1366 - Guide For Electric Power Distribution Reliability Indices y CEER (*Council of European Energy Regulators*) las cuales establecen indicadores base para las empresas distribuidoras, ya que el 39 % de las empresas a nivel mundial toman en cuenta la calidad del servicio como un obstáculo para poder realizar sus negocios.

Guatemala cuenta con La Comisión Nacional de Energía eléctrica –CNEE- quien es el ente regulador y se encarga de velar cumplimiento de la ley general de electricidad y las diferentes normativas en pro de la calidad del servicio de energía eléctrica. Dicha comisión presenta un informe con datos estadísticos derivados de los controles de calidad con datos proporcionados por los mismos agentes participantes los cuales miden los parámetros de interrupciones, calidad de energía y calidad comercial, entre otras actividades asociadas al buen estado de las instalaciones, así como también la atención al usuario en oficinas comerciales y denuncias presentadas ante el ente regulador, el cual tiene como objetivo mejorar la calidad del servicio con las herramientas que le competen para estimular a los agentes tomar acciones para invertir en las mejoras en pro de la

mejora de la calidad de la energía y el servicio. En el año 2022 en el informe hace mención con mayor frecuencia a las tres distribuidoras más grandes del país en cuanto al tema de indicadores de calidad respecta, resaltando a la empresa que distribuye en el área de oriente como la distribuidora que más desviación de los indicadores fuera de rango tiene.

3.2. Descripción del problema

Los datos mostrados dentro del informe en el apartado de calidad del servicio de distribución se resumen los resultados asociados al producto técnico y al servicio técnico. Para el caso de servicio técnico se puede mencionar que se mide en el área urbana y rural el Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU), Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU), fallas de larga duración que son las que superan las 48 horas, además de los indicadores Globales atribuibles a las Distribuidoras como lo son la Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK).

Del listado de datos y mediciones presentados por las distribuidoras realizados con herramientas propias ante la CNEE, la empresa DEORSA (Distribuidora De Electricidad De Oriente) supera los límites promedios establecidos en las normativas, siendo el departamento de Chiquimula, Guatemala el cual está en el puesto más alto de interrupciones mayores a 48 horas, por lo que se toma como caso estudio para el análisis de las causas y/o elementos que ocasionan estas desviaciones y se pueda plantear una posible solución a las fallas recurrentes que afectan al servicio que sea atribuible a la empresa distribuidora.

Cabe mencionar que Dentro de la ley general de electricidad al superar valores medios se incurren en penalizaciones hacia los distribuidores de energía,

adicional a lo anterior la falta de servicio afecta la percepción del cliente con respecto a la calidad del servicio prestado, agregando también que afecta de al distribuidor forma económica por no estar sirviendo energía a lo que se denomina pérdidas por energía no suministrada.

3.3. Formulación del problema

Tomando en consideración los datos del informe calidad del servicio CNEE 2021- 2022 se logra identificar las siguientes interrogantes para su posterior desarrollo de estudio.

3.3.1. Pregunta central

¿Cómo crear un plan de mantenimiento basado en el método RCM a un circuito de distribución de energía eléctrica del departamento de Chiquimula, Guatemala para la mejora de la calidad del servicio técnico?

3.3.2. Preguntas auxiliares

De la pregunta principal se derivan las siguientes preguntas auxiliares.

- ¿Cuál es el circuito de media tensión que más afecta los indicadores de calidad del servicio técnico?
- ¿Cuáles es la criticidad de los activos del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio técnico?

- ¿Cuáles son los modos de falla y efectos de fallas (AMEF) y el número de prioridad de riesgo (NPR) del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio técnico?
- ¿Cuáles son las acciones preventivas y correctivas del plan de mantenimiento que contribuirán a la mejora del circuito que más impacto tiene en los indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica?
- ¿Cuál es el costo de implementación del plan en comparación a la energía no suministrada por el tiempo de indisponibilidad del servicio de energía eléctrica?

3.4. Delimitación del problema

El estudio se realizará para el departamento de Chiquimula, creando un plan de mantenimiento a los activos según los análisis de las fallas documentadas en los años 2021 y 2022, enfocándose al circuito con más impacto en el indicador de la calidad del servicio técnico. Se creará un plan en los meses de enero a marzo de 2024 para que a disposición del distribuidor sea aplicado como método experimental luego de su respectivo análisis y seguimiento.

4. JUSTIFICACIÓN

La realización de la presente investigación se justifica bajo la línea de investigación de administración del mantenimiento de la Maestría en Ingeniería de Mantenimiento de la Universidad de San Carlos de Guatemala. Se pretende aportar a la mejora de la calidad del servicio técnico y por ende en la calidad de vida de los pobladores en el departamento de Chiquimula, Guatemala, aplicando los conocimientos adquiridos en la maestría por medio un plan de mantenimiento a la red de distribución de energía eléctrica.

El trabajo se centra en la creación de un plan de mantenimiento basado en la metodología RCM producto del análisis de las causas de las fallas que vaya enfocado en disminuir el indicador negativo de la calidad de la energía eléctrica que actualmente se tiene en el área de estudio, mostrando también los costos que tendría la implementación de las acciones básicas en comparación con el impacto económico que representa las interrupciones en cuanto al tema de energía no suministrada se refiere para la empresa.

Se pretende generar cronogramas y hojas de ruta de mantenimiento que vayan enfocadas a atender los elementos más críticos para así poder disminuir las interrupciones como también reducir el tiempo cuando estas se den, mejorando la percepción del cliente final, disminuyendo también las sanciones que se puedan dar a la distribuidora por incumplimientos indicadores de calidad del servicio técnico.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Diseñar un plan de mantenimiento basado en el método RCM a un circuito de distribución de energía eléctrica del departamento de Chiquimula, Guatemala para la mejora de la calidad del servicio técnico.

5.2. Específicos

1. Determinar el circuito de media tensión que más afecta los indicadores de calidad del servicio técnico.
2. Identificar la criticidad de los activos del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio técnico.
3. Analizar los modos de falla y efectos de fallas (AMEF) y el número de prioridad de riesgo (NPR) del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio técnico.
4. Generar listado de acciones preventivas y correctivas del plan de mantenimiento que contribuyen al circuito que más impacto tiene en los indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica.
5. Calcular costo de implementación del plan RCM en comparación a la energía no suministrada por el tiempo de indisponibilidad del servicio de energía eléctrica.

6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

Con la presente investigación se pretende mejorar de manera significativa la calidad del servicio técnico de energía eléctrica en el departamento de Chiquimula Guatemala, ya que según los datos mostrados en el *INFORME ESTADÍSTICO GFN 2021-2022* este departamento presenta las desviaciones fuera de normativa en los índices de calidad antes mencionados, afectado de manera económica a la empresa distribuidora por tiempo de indisponibilidad, multas por parte del ente regulador y la percepción de cliente final en cuanto a la continuidad del servicio.

Para la solución a la problemática descrita anteriormente se plantea crear un plan de mantenimiento basado en el sistema RCM con los datos de las interrupciones documentadas y reportadas en la red de media tensión a la CNEE con sus respectivas causas de falla que causan las interrupciones al servicio y que por ende impacta de manera negativa a los indicadores de calidad, utilizando herramientas documentales y de entrevistas en temas relacionados con costos que implicarían la implementación de dicha mejora.

Se calculará cual es la salida de media tensión instalada en el área geográfica en cuestión que más impacto tiene en los indicadores de calidad del servicio técnico, para luego, poder determinar cuál es el elemento más crítico dentro de la cadena de suministro de energía por medio de matrices de criticidad, además, se analizaran los modos de falla y efectos que se puedan presentar durante una interrupción determinado así también los valores de prioridad de riesgo completando el análisis del sistema para su posterior toma acciones apoyándose con la matriz de decisión RCM determina cuales son las acciones

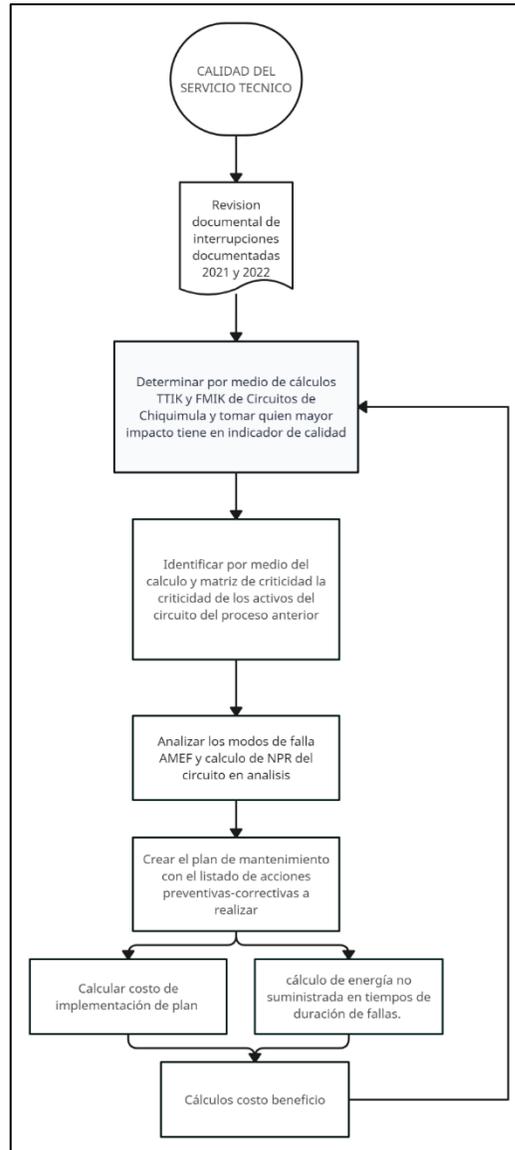
preventivas y correctivas que aporten a la reducción de las fallas o de los tiempos de indisponibilidad del servicio.

Dentro de los resultados esperados se pretende que sea considerado para la implementación ya que solo tomando en cuenta los valores que se calcularan de la energía no suministrada sea contrapeso con los valores de inversión estimada al aplicar el método al circuito a analizar, esperando también que de obtener resultados positivos pueda ser recomendado para replica en los circuitos según sea el grado de aporte a los indicadores de la calidad del servicio técnico, haciendo que este sea un estudio innovador dentro de la empresa ya que el método comúnmente se aplica a industrias, plantas, pero para fines de continuidad de servicio se adapta a la distribución de energía eléctrica.

A continuación, se presenta el esquema de solución para la problemática de los indicadores de calidad del servicio eléctrico en el departamento planteado.

Figura 1.

Esquema de solución



Nota. Descripción grafica de las fases de la investigación. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

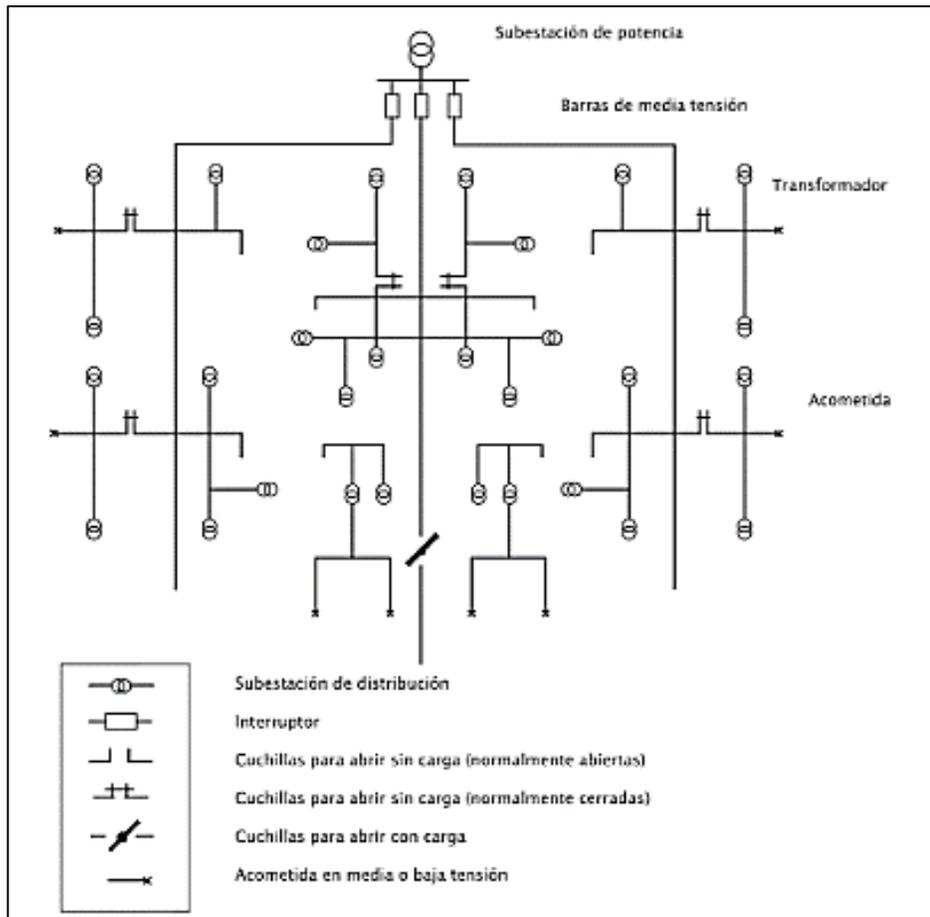
7. MARCO TEÓRICO

7.1. Distribución de energía eléctrica

Para Yebra (2021), la distribución de energía es el conjunto de elementos que se encargan de conducir la energía eléctrica desde una subestación de potencia hasta el usuario final. Comprende básicamente las líneas primarias de distribución que varía del voltaje dependiendo del país en que se encuentre, los transformadores de distribución, las acometidas y medidores. Esta debe realizarse de tal manera que se busque la continuidad del servicio para los clientes, sin interrupciones, con valores de tensión establecidos para la operación correcta de aparatos, libre de armónicos, además que los componentes que la conforman sean de la mejor calidad para que resistan los efectos eléctricos y ambientales a los que se ven sometidos.

Figura 2.

Red de distribución de energía eléctrica



Nota. Esquema unifilar de un sistema de distribución de energía eléctrica. Obtenido de J. Yebra (2021). *Sistemas eléctricos de distribución*. (p. 17). Reventé.

7.1.1. Tipos de interrupciones

Según Brown y Hanson (2021) define una interrupción como una pérdida de la fuente de alimentación de energía eléctrica para el cliente. Dependiendo del tipo de cliente y de carga serán los efectos en el instante particular que la

interrupción tenga. Para los usuarios domésticos puede significar pérdidas de alimentos o electrodomésticos dañados, pero para un cliente industrial podría significar pérdidas de miles de dólares por falta de productividad o pérdidas de materias por interrupción de procesos asociados a la interrupción del servicio eléctrico.

7.1.1.1. Programadas

Son todas las interrupciones previstas por los agentes y que deben ser informadas a los usuarios que van a ser afectados. Para considerarse como programado, los usuarios deben ser notificados con un tiempo mínimo de antelación para que estos puedan tomar las medidas necesarias para minimizar el impacto de la falta del servicio, que por lo regular son asociadas a mantenimiento y puestas en servicio de instalaciones nuevas (Rivier, 1999)

7.1.1.2. No programadas o imprevistas

Son todas las interrupciones que no se tienen previstas o generalmente ocasionada por terceros o fallas en elementos o equipos de la red (Rivier, 1999).

7.1.2. Causa de las interrupciones

La clasificación de las causas de las interrupciones no es definida en su totalidad ya que diferentes autores la definen según su lugar de origen no concordando en su totalidad cual es imputada al agente o a fuerza mayor. A continuación, se muestran un listado posible de las causas a considerar.

7.1.2.1. Origen desconocido

Tal como su nombre lo indica no se conoce una causa, por lo regular son fallas transitorias que no dejan registros, pero no han podido ser despejadas por los equipos de protección ni los reenganches (Rivier, 1999).

7.1.2.2. Climatológica

Son todas las asociadas con origen de fenómenos climatológicos como por ejemplo rayos, viento, nieve, lluvia, humedad. Corrosión salina de zonas cercanas al mar, etc., que sean los causantes de las fallas en los componentes de la red (Rivier, 1999).

7.1.2.3. Origen externo

Según Rivier (1999) es la causada por un agente externo que de alguna manera puedan causar una avería (romper línea, romper o desplomar postes, dañar un elemento de maniobra, etc.) o interrupción al sistema eléctrico, como por ejemplo animales (aves o roedores), árboles (derribados por terceras personas, ramas en contacto con la red a causa de terceros), Vehículos (choques, maquinarias), personas (manipulación de la red sin autorización), entre otros.

7.1.2.4. Origen interno

En este se listan todas las causas por los elementos de la red y operación del sistema eléctrico, como, por ejemplo: fallas de componentes de la red (envejecimiento, mala calidad), fallas en las protecciones, fallas de humanas en operación, sobrecarga del sistema, fallas de mantenimiento (falla de

mantenimiento de brecha, falla en instalaciones de equipos, fallas en instalación de elementos de maniobra) (Rivier, 1999).

7.1.2.5. Fuerza mayor

Se asocian las fallas externas de climatología y otras como lo son huracanes, terremotos, actos terroristas que sabotean a la red de algún modo que sea demostrable (Rivier, 1999).

7.1.3. Distribución de energía eléctrica en Guatemala

En el año de 1996 en Guatemala se crea la ley general de electricidad donde se establece que un distribuidor de energía eléctrica es aquel agente del mercado mayorista que preste el servicio de venta y comercialización por medio de sus instalaciones a usuarios finales, esto por medio del Decreto 93-96.

En Guatemala, existen agentes municipales y privados, los cuales deben cumplir con un mínimo de 15,000 clientes. Las empresas distribuidoras más grandes en el país son:

- Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
- Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
- Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

En el artículo 4 de la ley general de electricidad se crea la *Comisión Nacional de Energía Eléctrica* (CNEE) como órgano técnico del ministerio de energía y minas, quien es el encargado de cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, además de imponer sanciones a los agentes dentro de su

competencia. También se encarga de velar por los derechos de los usuarios, emisión de normas técnicas asociadas al sector eléctrico entre otras funciones que se especifican en dicha ley.

En lo relacionado a la calidad del servicio técnico la CNEE presenta un reporte la “Gerencia de Fiscalización y Normas” donde se presentan los datos de las mediciones de indicadores globales alentando a los agentes a mejorar los índices que se encuentran fuera de la normativa actual.

7.2. Indicadores de calidad del servicio técnico en Guatemala de la energía eléctrica

La Calidad del Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio, la cual será controlada en períodos semestrales continuos. Una interrupción se considera como toda falta de servicio en el punto de entrega siempre que esta sea mayor de tres minutos y no se tomaran en cuenta las que superan el tiempo establecido cuando son clasificadas como fuerza mayor. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1999)

Los índices de calidad del servicio técnico serán evaluada índices o indicadores globales; Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK). Ademas también se agregan los índices o indicadores individuales: Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU). (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1999)

Las indemnizaciones se realizarán por fórmulas definidas, dependiendo del período de evaluación y el grupo de usuarios, en caso de superarse cualquier

tolerancia establecida por causas atribútales o no al distribuidor. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1999)

7.2.1. Frecuencia de interrupción por kVA (FMIK)

Las Presenta la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1999)

$$FMIK = \sum_j \frac{Qkfsj}{Qki}$$

Donde:

Σ_j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j .

Qki : Cantidad de kVA instalados.

7.2.2. Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)

Las Presenta el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1999)

$$TTIK = \sum_j \frac{Qkfsj * Tfsj}{Qki}$$

Donde:

Σ_j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

Qkfsj: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki: Cantidad de kVA instalados

Tfsj: Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

7.2.3. Frecuencia de interrupción por Usuario (FIU)

La Frecuencia de interrupción por Usuario (FIU) viene dado por la siguiente ecuación:

$$FIU = \sum I_j$$

Donde:

Ij: Número de Interrupción j, para cada Usuario

7.2.4. Tiempo de interrupción por Usuario (TIU)

El tiempo de interrupción por Usuario (TIU) viene dado por la siguiente ecuación

$$TIU = \sum T_{fsuj}$$

Donde:

Tfsuj: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada usuario

7.2.5. Índices globales

Segun la normativa NTSD publicada por la CNEE se tienen los siguientes índices globales:

Tabla 1.

Índices globales

Etapa de transición	Fmik		Ttik	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	3	4	10	15
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	5		20	

Nota. Tabla de indicadores de calidad globales. Obtenido de CNEE (2003). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-*. (<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>), consultado el 22 de mayo de 2023. De dominio público.

7.2.6. Índices Individuales

Segun la normativa NTSD publicada por la CNEE se tienen los siguientes índices individuales:

Tabla 2.*Índices individuales*

A partir del inicio de la etapa de régimen (para usuarios conectados en media y alta tensión)	Fmik		Ttik	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	-	-	-	-
Usuarios en media y alta tensión	6	8	12	14
A partir del mes trece de la etapa de régimen (para todos los usuarios)	Fmik		Ttik	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	6	8	12	14
Usuarios en media tensión	4	6	8	10
Usuarios en alta tensión	3		6	

Nota. Tabla de indicadores de calidad individuales. Obtenido de CNEE (2003). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-*. (<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>), consultado el 22 de mayo de 2023. De dominio público.

7.2.7. Indemnización por fallas de larga duración

Para cada una de las interrupciones determinadas como Fallas de Larga Duración, que no sean calificadas de fuerza mayor se calculará una indemnización que será distribuida entre todos los usuarios afectados. La indemnización será calculada de acuerdo con la siguiente expresión (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1999).

$$IIFLD = PI * T * CENS$$

Donde:

IIFLD: Indemnización de Interrupción por Falla de Larga Duración (Quetzales)

PI: Potencia de cada Interrupción por Falla de Larga Duración (kilowatts)

T: Tiempo de duración de cada Interrupción por Falla de Larga Duración, desde el inicio de la interrupción hasta que se conecta el último usuario afectado por la misma (hora)

CENS: Costo de la Energía No Suministrada de acuerdo al artículo 58 de estas normas (Quetzales/kilowatt-hora)

7.3. Mantenimiento RCM

Según Gonzalez (2005) el mantenimiento centrado en confiabilidad o RCM (*Reliability Centered Maintenance*) es una de las técnicas organizativas que al ser aplicadas mejoran la significativamente los resultados, ya que utiliza una metodología ordenada y auditable de cada tipo de fallo de la forma más estricta y profunda, estudiando el modo que se puedan producir dichas fallas y sus respectivas repercusiones.

7.3.1. Beneficios de la aplicación de RMC

Algunos de los beneficios de la aplicación correcta del RCM son los siguientes:

7.3.1.1. Seguridad

Mayor seguridad y protección del entorno, asociados a dispositivos de seguridad con revisiones sistemáticas de las consecuencias previo a una falla

mostrando estrategias claras de prevención, además de evitar fallas por mantenimiento innecesario (Torres, 2015)

7.3.1.2. Rendimiento operativo

Mejores rendimientos operativos aumentado énfasis en los requisitos de mantenimiento de elementos críticos por medio de un diagnóstico mediante la referencia a los modos de falla buscando el menor daño secundario. Los intervalos entre revisiones son más largos generando listas de trabajo con menor interrupción enfocándose en la eliminación correcta de los elementos poco fiables (Torres, 2015).

7.3.1.3. Contención de Costos

Reduce la compra de servicios de mantenimiento ya que se eliminan todas las actividades innecesarias basados en los análisis de las consecuencias de las fallas, también, reduce los equipos o insumos inmisarios de reserva y la contratación de personal experto ya que todo el personal tendría los conocimientos de sus operaciones (Torres, 2015)

7.3.1.4. Vida Útil de Activos

Con la correcta aplicación del RCM se aumenta la vida útil de los activos se prolonga debido que es una técnica de mantenimiento a condición.

7.3.2. Herramientas de un RMC

El mantenimiento RCM es versátil y se tienen diferentes herramientas que ayudan a la implementación de esta metodología que va dependiendo también

al sistema que se le desea aplicar. Torres (2015) describe algunas de las herramientas comúnmente usadas:

7.3.2.1. Criticidad

En análisis de criticidad según García (2011) es el método que permite identificar las áreas en las cuales se debe prestar la mayor atención en función del proceso que realiza.

Una de sus funciones principales del estudio es priorizar las ordenes de trabajo, dirigir los mantenimientos hacia las áreas más críticas, definir las necesidades basadas en la condición y priorizar los proyectos de inversión. La condición para poder aplicarse es que se disponga de la información estadística de los equipos de forma precisa, esto para poder establecer cuáles son las condiciones más favorables hasta las menos favorables.

La criticidad se evalúa por medio de la ecuación:

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia de falla} * \text{Consecuencia}$$

Donde:

$$\text{Consecuencia} = (NP * MTTR * IP) + CR + IS + IA$$

Donde:

NP: Nivel de producción

MTTR: Tiempo promedio de reparación

IP: Impacto en Producción

CR: Costos de reparación

IS: Impacto en seguridad

IA: Impacto Ambiental

- Frecuencia de falla: veces que falla un componente del sistema a causa de pérdida de su función en un periodo de un año.
- Nivel de producción: producción aproximada por día de la instalación, valoración dada a nivel económico
- MTTR: es el tiempo para reparar la falla
- impacto en producción: representación porcentual de la improductividad por día en caso de falla.
- Costos de reparación: costo de la falla
- Impacto en seguridad: posibilidad de ocurrencia de eventos no deseados con daños a personas.
- Impacto Ambiental: posibilidad de ocurrencia de eventos no deseados con daños al ambiente.

Para Parra y Crespo (2012) la criticidad se puede representar forma gráfica en una matriz de 4X4, el valor de la frecuencia se ubica en el eje vertical y las consecuencias en el horizontal, permitiendo jerarquizar los sistemas en tres áreas.

- Área de sistemas No Critico (NC)
- Área de sistemas de Media Criticidad (MC)
- Área de sistemas Críticos (C)

Figura 3.

Matriz de criticidad

4	MC	MC	C	C	C
3	MC	MC	MC	C	C
2	NC	NC	MC	C	C
1	NC	NC	NC	MC	C
	10	20	30	40	50

Nota. Representación gráfica de los niveles de criticidad. Obtenido de C. Parra y A. Crespo (2012) *Ingeniería de mantenimiento y fiabilidad aplicada en gestión de activos.* (p.62). Ingeman.

También se tienen una tabla que se utiliza como guía como criterio de ponderación de la criticidad

Figura 4.

Criterios de criticidad

CRITERIOS PARA DETERMINAR CRITICIDAD	CUANTF.
Frecuencias de Falla	
Mayor a 4 fallas/año	4
2-4 fallas/año	3
1-2 fallas/año	2
Mínimo de 1 falla/año	1
Impacto Operacional	
Parada inmediata de toda la empresa	10
Parada de toda la planta (recuperable en otras plantas)	6
Impacto a niveles de producción o calidad	4
Repercute a costos operacionales adicionales (indisponibilidad)	2
No genera ningún efecto significativo sobre las demás operaciones	1
Flexibilidad Operacional	
No existe opción de producción y no hay forma de recuperarlo	4
Hay opción de repuesto compartido	2
Función de repuesto disponible	1
Costos de Mantenimiento	
Mayor o igual a \$20.000	2
Menor o inferior a \$20.000	1
Impacto en la Seguridad Ambiental y Humana	
Afecta la seguridad humana tanto externa como interna	8
Afecta el ambiente produciendo daños irreversibles	6
Afecta las instalaciones causando daños severos	4
Provoca daños menores (accidentes o incidentes)	2
Provoca un impacto ambiental cuyo efecto no viola las normas	1
No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o ambiente	0

Nota. Listado de criterios para la ponderación de los NPR. Obtenido de C. Parra y A. Crespo (2012) *Ingeniería de mantenimiento y fiabilidad aplicada en gestión de activos.* (p.62). Ingeman.

7.3.2.2. AMEF

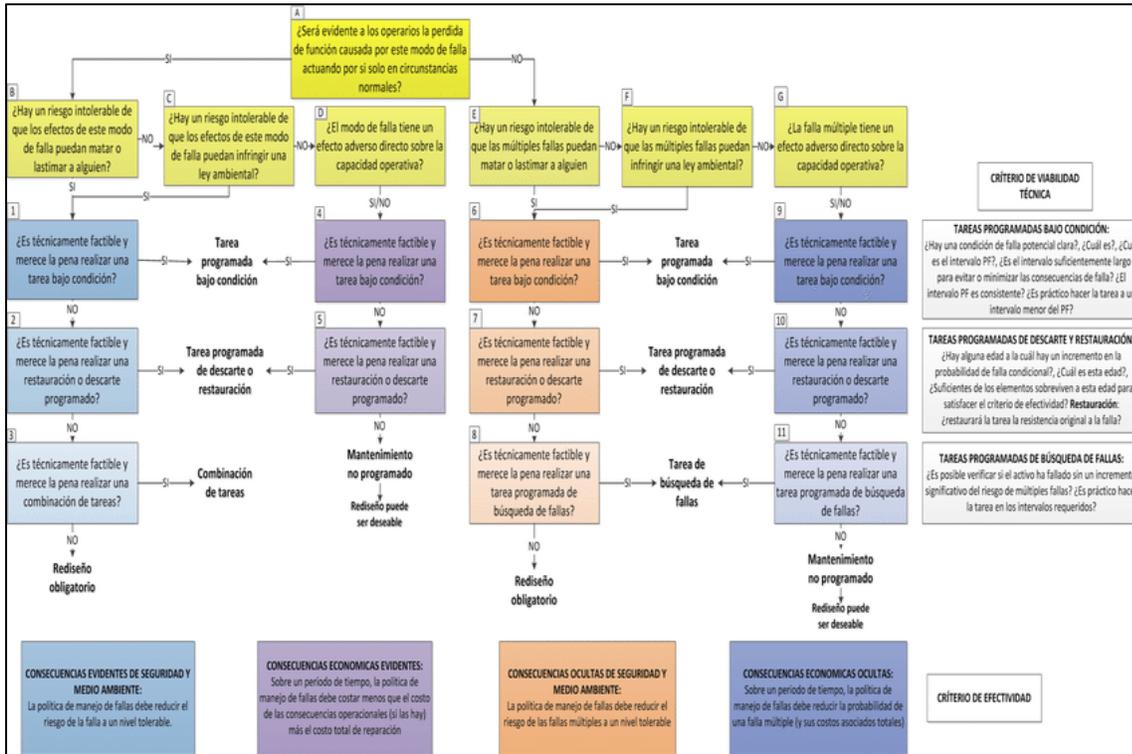
El AMEF (*Análisis De Modos y Efectos de Fallas*) o por sus siglas en ingles FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*) según González (2005) es quien identifica en primer lugar el componente más susceptible a averiarse, su modo

de fallo y posteriormente su efecto tanto en su propio sistema como también en su instalación, es decir, se basa un realizar un análisis cualitativo que revisa a profundidad la fiabilidad del sistema y los subsistemas, para después de cuantificar las probabilidades de falla se obtienen las tareas de mantenimiento preventivas que el sistema requiera, todo lo anterior basado en la normativa UNE 20812.

7.3.2.3. Matriz de decisiones RCM

Se utiliza para determinar el tipo de tarea de mantenimiento más conveniente determinando el que tipo de acción se debe programar en el cronograma de mantenimiento para cada tipo de modo de falla crítico. Esta etapa se denomina también como árbol de decisiones alineado con la normativa SAE JA-1012 (Torres, 2015)

Figura 5.
Matriz de decisiones



Nota. Representación gráfica en forma de árbol para la toma de decisiones en RCM. listado de criterios para la ponderación de los NPR. Obtenido de A. Rodríguez y D. Parra (2014) *Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM II) para máquinas rectificadoras sin centros (M017 y M018) en Industrias LAVCO Ltda.* (p.98). ([https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/9546/1773_e_4%20\(1\).pdf?sequence=1](https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/9546/1773_e_4%20(1).pdf?sequence=1)). Consultado el 12 de junio de 2023. De dominio público.

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y PREGUNTAS ORIENTADORAS

OBJETIVOS

RESUMEN DE MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO REFERENCIAL

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Distribución de energía eléctrica

2.1.1. Tipos de interrupciones

2.1.2. Causas de las interrupciones

2.1.3. Distribución de energía eléctrica en Guatemala

2.2. Indicadores de calidad del servicio técnico en Guatemala de la energía eléctrica

2.2.1. Frecuencia media de Interrupción por kVA (FMIK)

2.2.2. Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)

2.2.3. Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU)

2.2.4. Tiempo de interrupción por Usuario (TIU)

2.2.5. Índices globales

2.2.6. Índices individuales

2.2.7. Indemnización por fallas de larga duración

2.3. Mantenimiento RCM

2.3.1. Beneficios de la aplicación de RMC

2.3.1.1. Seguridad

2.3.1.2. Rendimiento operativo

2.3.1.3. Contención de costos

2.3.1.4. Vida útil de activos

2.3.2. Herramientas de un RMC

2.3.2.1. Criticidad

2.3.2.2. AMEF

2.3.2.3. Matriz de decisiones RCM

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APENDICES

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

9.1. Enfoque

El enfoque de la investigación será mixto, ya que, se basa en el análisis de todas las interrupciones documentadas con las respectivas causas de falla, los datos analizados son los que el distribuidor envía periódicamente a la CNEE y que son los que se utilizan para fiscalizaciones a las distribuidoras. Con la observación y análisis de datos se determinan los respectivos elementos que más recurrencia de falla y los efectos dentro del sistema de la red de distribución del circuito en por medio de indicadores que trazan las acciones preventivas y correctivas para la mejora de la calidad del servicio técnico de energía eléctrica en el departamento de Chiquimula.

9.2. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es de tipo no experimental y de corte transversal, ya que se analizará el registro de todas las interrupciones y causas que se generaron entre el año 2021 y 2022 en los circuitos de media tensión reportados por la distribuidora a la CNEE que corresponden al departamento de Chiquimula, Guatemala para poder calcular la confiabilidad que tiene el circuito que más aporta al indicador de calidad del servicio técnico.

9.3. Tipo de estudio

La presente investigación es del tipo descriptivo, ya que presenta cuales son los elementos con mayor recurrencia, nivel de prioridad y consecuencia en caso falla tienen la red de media tensión.

9.4. Alcance

El alcance de La presente investigación posee un alcance se descriptivo, dado que esta se enfoca en analizar aspectos concretos de las fallas recurrentes de un circuito de distribución que será elegido por la importancia que tiene en área geográfica en estudio, lo cual permitirá que puedan proponerse las medidas correctivas y de mitigación de las interrupciones del servicio reduciendo así las perdidas por indisponibilidad y la percepción del cliente final. Además, la investigación se puede categorizar de tipo documental, dado que, para obtener los datos que son la base para la creación de un plan de mantenimiento se realizan por medio de consultas a datos a través de la CNEE y el análisis de estos para la obtención del producto final. insumos para la realización de las simulaciones se realizó la consulta de documentos y tratamiento de la información para obtener los resultados esperados.

9.5. Variables e indicadores

Las variables en estudio se describen a continuación.

Tabla 3.*Operacionalización de variables*

Objetivo	Nombre de la variable	Tipo de variable	Indicador	Técnica o Instrumento
Determinar el circuito de media tensión que más afecta los indicadores de calidad del servicio técnico	Indicador de calidad del servicio técnico de energía eléctrica	Cuantitativa	Cálculo mensual de TTIK y FMIK de cada circuito en el área geográfica de Chiquimula del año 2021 y 2022	Revisión Documental
Identificar la criticidad de los activos del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio técnico	Criticidad de los activos de un circuito de MT	cuantitativa	Matriz de criticidad donde se obtiene los activos críticos a atender	Observación Revisión Documental Estadística mensual
Analizar los modos de falla y efectos de fallas (AMEF) y el número de prioridad de riesgo (NPR) del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio	Indicador de NPR Análisis AMEF	Cuantitativa	Cálculo de NPR Tablas de análisis de AMEF de cada elemento según influencia de falla.	Observación Revisión Documental Estadística mensual
Generar listado de acciones preventivas y correctivas del plan de mantenimiento que contribuyen al circuito que más impacto tiene en los indicadores de calidad del servicio técnico	Plan de mantenimiento	Cualitativa	Matriz de decisión RCM Listado de acciones de acciones preventivas y/o correctivas Costos Cronograma Responsables Indicadores de cumplimiento.	Observación Revisión Documental
Calcular costo de implementación del plan RCM en comparación a la energía no suministrada por el tiempo de indisponibilidad del servicio de energía eléctrica	Costos de pérdida por costo energía no suministrada	Cuantitativa	Cálculo por medio de ecuación de energía no suministrada Cálculo de costos realizados por medio de cotizaciones y valores de materiales	Entrevista Revisión Documental

Nota. Tabla de definiciones técnicas de las variables de estudio y sus indicadores. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel. Elaboración propia.

9.6. Fases de la investigación

Para poder alcanzar los objetivos planteados, es estudio comprenderá de las siguientes fases.

- Fase 1: revisión de documental; se revisa el listado de fallas en media tensión de los años 2021 y 2022 reportada a la CNEE con sus respectivas causas asociadas que afectan al departamento Chiquimula Guatemala. Los datos son de acceso público y se obtienen por medio de compra directa al ente regulador.
- Fase 2: determinar el circuito de media tensión que más afecta los indicadores de calidad del servicio técnico utilizando únicamente los datos calculados de TTIK y FMIK de cada circuito del área de Chiquimula, Guatemala, esto se logra ya que se tienen los datos de la cantidad de las fallas y los tiempos de cada falla obtenidos por medio de los reportes. Al circuito encontrado se le aplicaran algunas de las herramientas del cual se vale un plan RMC.
- Fase 3: identificar la criticidad de los activos del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio; esto por medio de la realización de la matriz de criticidad obtenida de cuáles son los elementos con recurrencia de falla en la red de distribución.
- Fase 4: analizar los modos de falla y efectos de fallas (AMEF) por medio de las tablas de análisis según sean la importancia de cada elemento de la red y el número de prioridad de riesgo (NPR) del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio por medio del cálculo tomando en cuenta al análisis AMEF realizado.

- Fase 5: generar listado de acciones preventivas y correctivas del plan de
- mantenimiento al circuito encontrado con alta ponderación de indicador en la calidad del servicio técnico, tomando en cuenta los diagnósticos realizados en las fases anteriores, se generarán los cronogramas, formatos chequeo, control y seguimiento.
 - Fase 6: calcular costo de implementación del plan RCM por medio de cotización por lo menos con dos contratistas para la mano de obra y/o trabajo completo a los activos para la realización de las acciones a realizar, además se calculará por medio los valores actuales de la venta de energía, las pérdidas por indisponibilidad del tiempo en que duran las fallas, realizando una comparación básica para determinar si es viable la utilización del método.
 - Fase 7: elaboración de informe final, donde se realiza el análisis en conjunto si para líneas de distribución es factible la implementación tanto en acciones como económicamente, dejando las respectivas recomendaciones según sea el caso.

9.7. Resultados esperados

Al realizar investigación y proponer un plan de mantenimiento RCM correcto puede tener como consecuencia la mejora de los indicadores de la calidad del circuito en análisis de acuerdo a los límites permitidos según la normativa, además de mejorar la percepción del cliente con respecto al servicio prestado y la disminución de las pérdidas de ingresos debido a la energía no servida y las sanciones emitidas por el ente regulador. También dejaría una base para el análisis de viabilidad de la aplicación de la metodología para adaptarse a

otros circuitos en media tensión de otros departamentos donde la distribuidora tiene presencia como prestadora del servicio.

En caso que no se realizase la investigación no se tendría un método de mantenimiento que ha sido aplicado en diferentes partes de la industria que ha contribuido a la continuidad de servicio, que, en este caso, lo que se busca es mejorar la satisfacción del cliente en lo relacionado con las interrupciones de servicio eléctrico, por tanto, no se mejora los indicadores establecidos por la normativa.

9.8. Población y muestra

La población en estudio será la totalidad de interrupciones en media tensión de los años 2021 y 2022 en el departamento de Chiquimula, en el cual se tienen 7 circuitos de distribución en 34.5 kV y 8 circuitos de distribución en 13.8 kV. No se calculará muestra, sino se utilizarán el 100 % de las interrupciones debido a que del análisis se plantea a que circuito se le debe priorizar el mantenimiento inicial tal como lo describe el objetivo específico uno.

Tabla 4.

Circuitos de media tensión en Chiquimula Guatemala

Unidad de análisis	Numero de circuitos
Circuitos de 13.8 kV	7
Circuitos de 34.5 kV	8
Total de circuitos	15

Nota. Tabla de resumen de alimentares en media tensión en el departamento de Chiquimula, Guatemala. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

10.1. Técnicas de análisis de información

Deben describirse las técnicas de la estadística descriptiva o inferencial que se utilizarán, indicando el propósito y recursos a utilizar.

Los objetivos de la investigación se alcanzarán aplicando las siguientes técnicas de análisis de la información:

- Objetivo 1: para determinar el circuito de media tensión que más afecta los indicadores de calidad del servicio técnico:

Se utilizarán las ecuaciones definidas para los indicadores de TTIK y FMIK, los resultados serán tabulados y se tomara el que mayor impacto tenga.

- Objetivo 2: para identificar la criticidad de los activos del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio técnico:

Se crea la matriz de criticidad de acuerdo a la frecuencia de falla la cual la encontramos con la recurrencia del elemento fallado y la consecuencia que esta direccionada por medio de criterios establecidos por una tabla de criticidad.

- Objetivo 3: para analizar los modos de falla y efectos de fallas (AMEF) y el número de prioridad de riesgo (NPR) del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio:

- Objetivo 4: para generar listado de acciones preventivas y correctivas del plan de mantenimiento que contribuyen al circuito que más impacto tiene en los indicadores de calidad del servicio técnico

Se utilizará la herramienta matriz de decisión RMC como base para generar los cronogramas de mantenimiento preventivo y correctivo de los elementos que han sido diagnosticados en las fases anteriores, fichas de seguimiento y áreas responsables.

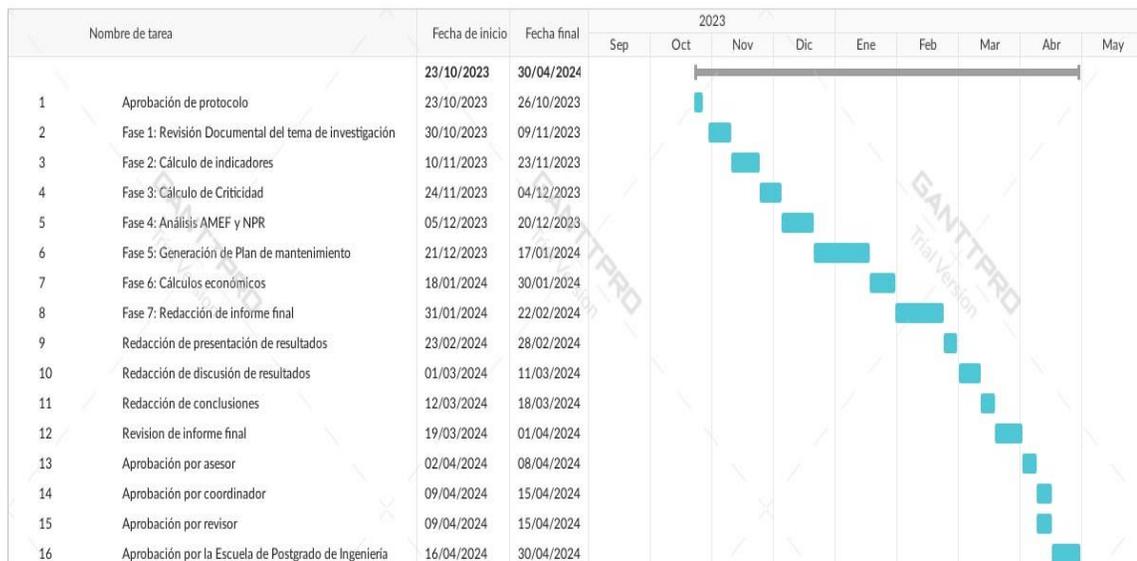
- Objetivo 5: para calcular costo de implementación del plan RCM en comparación a la energía no suministrada por el tiempo de indisponibilidad del servicio de energía eléctrica.

Se tabularán las cotizaciones que se realizaran a 2 contratistas sobre mano de obra para la realización de los mantenimientos recomendados en la fase anterior, dejando la mejor oferta, luego se realizaran los cálculos de la energía no suministrada generada por total de las interrupciones de un año por medio de la ecuación establecida de energía no suministrada, se graficará el costo beneficio.

11. CRONOGRAMA

A continuación, se presenta el cronograma de la ejecución del trabajo de investigación a desarrollar.

Figura 6.
Cronograma



Nota. Cronograma de actividades a realizar para la investigación. Elaboración propia, realizado con Gantt Pro.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

El estudio se llevará a cabo por parte del estudiante con recursos propios, en su mayoría herramientas digitales de uso múltiple. Los Datos utilizados como base para el estudio son de acceso público y se realizan por medio de compra directa a la CNEE.

A continuación, en la tabla 5 se presenta un detalle de los gastos que se proyectan para la realización del estudio.

Tabla 5.

Gastos de estudio

Descripción	Costo
Honorarios para el asesor	Q. 500.00
Matrícula estudiantil	Q. 1,031.00
Curso PAG 1	Q. 2,000.00
Papelería	Q. 100.00
Materiales de impresión	Q. 150.00
Servicios de electricidad e internet	Q.1,300.00
Compra de CD con información de interrupciones	Q. 180.00
Imprevistos	Q. 500.00
Total	Q. 5,761.00

Nota. Tabla de costos asociados a la realización de la investigación. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Dado que la cantidad total de gastos mostrados en la tabla 5 el trabajo de investigación es factible para su realización.

REFERENCIAS

- Brown, R. & Hanson, A. (2001). Impact of two-stage service restoration on distribution reliability"; *IEEE Transactions on Power Systems*. 624-629.
<https://ieeexplore.ieee.org/document/962406>
- Campos, O., Tolentino, G., Toledo, M. y Tolentino, R. (2019) Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) considerando taxonomía de equipos, base de datos y criticidad de efectos. *Científica*, 23(1), 51-59.
<https://www.redalyc.org/journal/614/61458265006/html/>
- Chimbolema, J.(2023). *Análisis de criticidad y AMEF para la elaboración de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad aplicado a plantas termoeléctrica por combustión de Biomasa*. [Tesis de maestría, Universidad Estatal De Milagro]. Archivo digital.
<https://repositorio.unemi.edu.ec/xmlui/handle/123456789/7037?locale-attribute=es>
- CNEE. (2003). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-*. Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (1999). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución. (Resolución CNEE No. 09-99)*. CNEE.
<https://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/1999/09-99.pdf>

García, O. (2011). *Gestión moderna del mantenimiento industrial*. Bogotá: Ediciones de la U.

Gonzalez, F. (2005). *Teoría y Práctica del Mantenimiento Industrial Avanzado*. FC Editorial.

Gutiérrez, M. (2018). *Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para la reducción de interrupciones de las redes de distribución*. [Tesis de maestría, Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Académica La Paz, Bolivia]. Archivo digital. <http://repositorio.uasb.edu.bo:8080/handle/54000/516>

Jiménez, J.(2020). *Propuesta de un plan de mantenimiento basado en la metodología RCM, a los activos críticos del sistema eléctrico de distribución a nivel de subestaciones, en la empresa Continental Tire Andina S.A*. [Tesis de maestría, Universidad Universidad del Azuay]. Archivo digital. <https://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/9963>

Nunes, A., y Oliveira, J. (2019). Use of failure data and criticality analysis in a maintenance management tool for electric power distribution company. *Dyna*, 86(208), 199-205. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=49660955024>

Parra, C. y Crespo, A. (2012). *Ingeniería de mantenimiento y fiabilidad aplicada en gestión de activos*. Ingeman.

Rivier, J. (1999). *Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones*. [Tesis de doctorado, Universidad Pontificia Comillas de Madrid]. Archivo digital. <https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/428529/retrieve>

Rodríguez, A. y Parra, D. (2014) *Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM II) para máquinas rectificadoras sin centros (M017 y M018) en Industrias LAVCO Ltda.* [Tesis de licenciatura, Universidad Industrial de Santander]. Archivo digital. [https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/9546/1773_e_4%20\(1\).pdf?sequence=1](https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/9546/1773_e_4%20(1).pdf?sequence=1)

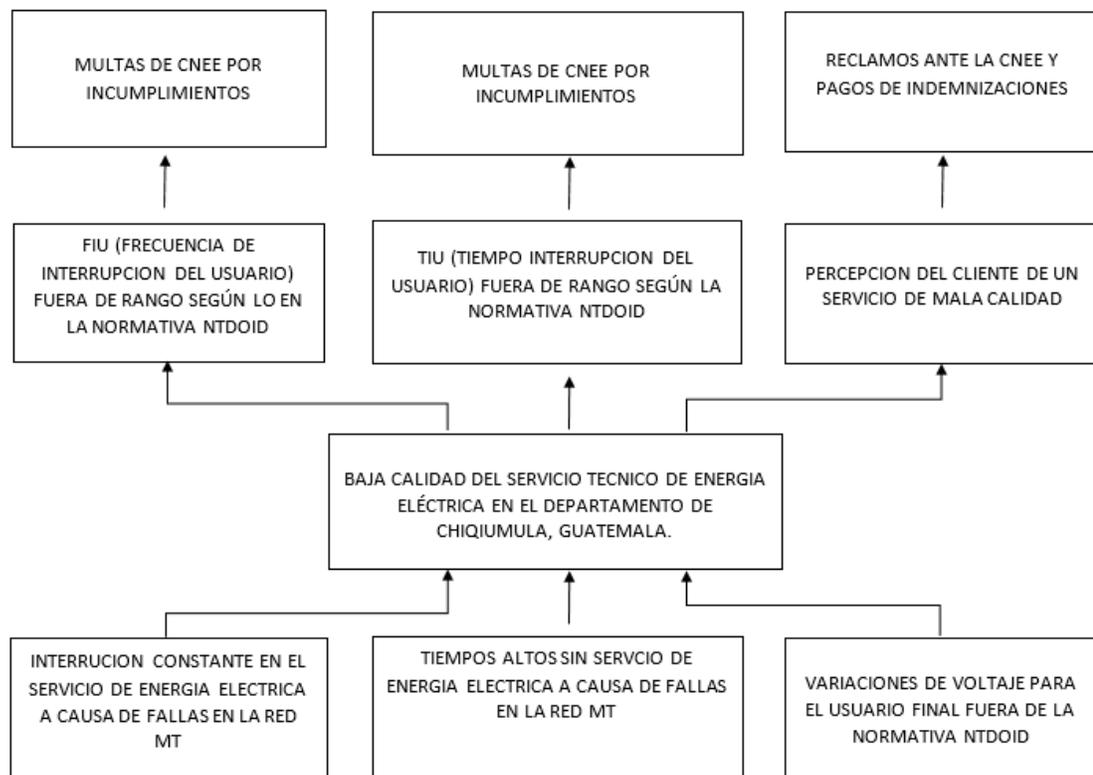
Torres, L. (2015). *Gestión Integral de Activos Físicos y Mantenimiento*. Alpha Editorial.

Yebra, J. (2021). *Sistemas eléctricos de distribución*. Reventé.

APÉNDICES

Apéndice 1.

Árbol de problemas



Nota. Árbol de problema. Elaboración propia. Realizado con Microsoft word

Apéndice 2.

Matriz de coherencia

Objetivo	Nombre de la variable	Tipo de variable	Indicador	Técnica o Instrumento
Determinar el circuito de media tensión que más afecta los indicadores de calidad del servicio técnico	Indicador de calidad del servicio técnico de energía eléctrica	Cuantitativa	Cálculo mensual de TTIK y FMIK de cada circuito en el área geográfica de Chiquimula del año 2021 y 2022	Revisión Documental
Identificar la criticidad de los activos del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio técnico	Criticidad de los activos de un circuito de MT	cuantitativa	Matriz de criticidad donde se obtiene los activos críticos a atender	Observación Revisión Documental Estadística mensual
Analizar los modos de falla y efectos de fallas (AMEF) y el número de prioridad de riesgo (NPR) del circuito de media tensión de energía eléctrica que más afecta la calidad del servicio	Indicador de NPR Análisis AMEF	Cuantitativa	Cálculo de NPR Tablas de análisis de AMEF de cada elemento según influencia de falla.	Observación Revisión Documental Estadística mensual
Generar listado de acciones preventivas y correctivas del plan de mantenimiento que contribuyen al circuito que más impacto tiene en los indicadores de calidad del servicio técnico	Plan de mantenimiento	Cualitativa	Matriz de decisión RCM Listando de acciones de acciones preventivas y/o correctivas Costos Cronograma Responsables Indicadores de cumplimiento.	Observación Revisión Documental
Calcular costo de implementación del plan RCM en comparación a la energía no suministrada por el tiempo de indisponibilidad del servicio de energía eléctrica	Costos de perdida por costo energía no suministrada	Cuantitativa	Cálculo por medio de ecuación de energía no suministrada Cálculo de costos realizados por medio de cotizaciones y valores de materiales	Entrevista Revisión Documental

Nota. Tabla de definiciones técnicas de las variables de estudio y sus indicadores. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Apéndice 5.

Tabla AMEF

		TABLA AMEF									
Instrucciones:		Completar con los datos de los elementos con el análisis de las fallas apoyado con las tabas de severidad. Los datos de obtienen de la base obtenida por medio de compra a la CNEE.									
NOMBRE		(Nombre del analista)						DEPARTAMENTO	CIRCUITO MT	AÑO ANALIZADO	
FECHA		(Según cronograma)						(Geográfico)	(nombre del circuito)		
Núm.	ELEMENTO	DESCRIPCION DEL ELEMENTO	FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	EFFECTOS DE LA FALLA	GRAVEDAD	OCURRENCIA	DETECCION	NPR
	ELEMENTO (1)				MODO DE FALLA (1)	CAUSA DE LA FALLA (1)	EFFECTOS DE LA FALLA (1)				
					MODO DE FALLA (2)	CAUSA DE LA FALLA (2)	EFFECTOS DE LA FALLA (2)				
					MODO DE FALLA (N)	CAUSA DE LA FALLA (N)	EFFECTOS DE LA FALLA (N)				

Nota. Tabla AMEF completada con los datos analizados de las interrupciones registradas por la CNEE. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.