



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL
MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) Y SU APLICACIÓN A UN LOTE
DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN SECUNDARIO DE GUATEMALA**

Anddy Josué Méndez López

Asesorado por el Mtro. Ing. Edgar Esturado Chaj Ramírez

Guatemala, abril de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL
MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) Y SU APLICACIÓN A UN LOTE
DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN SECUNDARIO DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ANDDY JOSUÉ MÉNDEZ LÓPEZ

ASESORADO POR EL MTRO. ING. EDGAR ESTURADO CHAJ RAMÍREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Sergio Leonel Gómez Bravo
EXAMINADOR	Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
EXAMINADOR	Ing. Luis Manuel Pérez Archila
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

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 PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL
MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) Y SU APLICACIÓN A UN LOTE
DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN SECUNDARIO DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 12 de noviembre de 2020.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Anddy Josué Méndez López', with a stylized flourish at the end.

Anddy Josué Méndez López

Ref. EEPFI-1459-2020
Guatemala, 12 de noviembre de 2020

Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Presente.

Estimado Ing. Rivera:

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) Y SU APLICACIÓN A UN LOTE DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN SECUNDARIO DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante **Anddy Josué Méndez López** carné número **200819045**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en Artes en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados.

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,

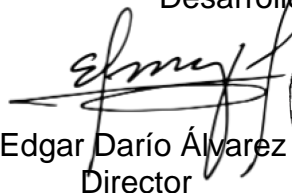
"Id y Enseñad a Todos"



EDGAR ESTUARDO CHAJ RAMIREZ
INGENIERO ELECTRICISTAC
olegiado No. 9134

Mtro. Edgar Estuardo Chaj Ramírez
Asesor

Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Área
Desarrollo Socio-Ambiental y Energético



Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería





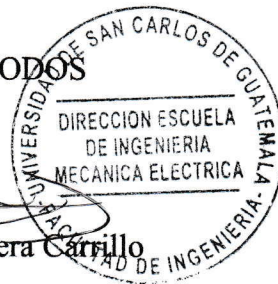
EEP-EIME-033-2020

El Director de la Escuela de 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: **EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) Y SU APLICACIÓN A UN LOTE DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN SECUNDARIO DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario Anddy Josué Méndez López, 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

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

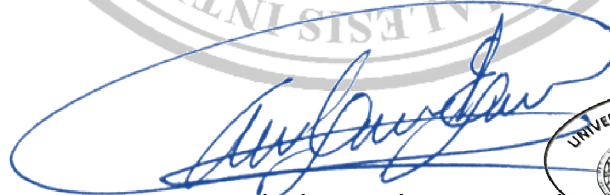


Guatemala, noviembre de 2020

DTG. 143.2021.

La Decana 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 Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) Y SU APLICACIÓN A UN LOTE DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN SECUNDARIO DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Anddy Josué Méndez López**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, abril de 2021.

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por darme la sabiduría, el entendimiento necesario y permitirme cumplir mis metas.
- Mis padres** Marga López y Julio Méndez por su apoyo incondicional, la paciencia y el amor en cada momento de mi vida. Siempre serán la fuente de mi inspiración.
- Mi hermano** Kevin Alexander Méndez, por ser la fuente principal de motivación para poder cumplir mis metas.
- Mi novia** Amy Carrera, por su cariño, comprensión y apoyo en cada momento de la culminación de esta meta.
- Mis abuelitos** Héctor Manuel López Escobar (q. e. p. d.), Julio Alfonso Méndez Escobar (q. e. p. d.), María Cristina Montes e Isaura Castillo. Por su cariño, amor y consejos, que forman parte fundamental de mis pensamientos.

Mis tíos

Héctor López, Cristiam López, Alfredo Andrade, Erin Montes, Orlando Montes, por su apoyo y cariño.

Mi tía abuela

María Luisa Montes (q. e. p d), por ser pilar fundamental en mi desarrollo como persona y profesional.

Mi familia en general

Con mucho cariño.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser mi casa de estudios y brindarme la oportunidad de formarme como profesional.
Facultad de Ingeniería	Por dotarme de los conocimientos necesarios para desarrollarme como profesional y así contribuir al desarrollo de Guatemala.
Familia Carrera Alvarado	Por el cariño, confianza y apoyo en esta etapa de mi formación.
Mis amigos	Ramiro Ruiz, Lenin Calderón, Paulo Martínez, Héctor López, Acner Cano, Francisco Poz, Francisco Vielman, Selvin Godoy, Herson Marroquín y Marvin Padilla por lo buenos momentos compartidos.
Ing. Edgar Chaj	Por su apoyo como asesor, tomando parte de su valioso tiempo para apoyarme en la revisión de mi trabajo de investigación.
Compañeros TRELEC	Por compartir sus conocimientos y experiencias.

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	7
3.3. Formulación del problema	9
3.4. Delimitación del problema.....	10
4. JUSTIFICACIÓN	11
5. OBJETIVOS.....	13
5.1. General.....	13
5.2. Específicos	13
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMAS DE SOLUCIÓN.....	15
7. MARCO TEÓRICO.....	17
7.1. Transformadores eléctricos	17

7.2.	Importancia de los transformadores eléctricos en un sistema de potencia	17
7.3.	Transformador eléctrico y principios físicos de funcionamiento.....	18
7.4.	Circuitos magnéticos	20
7.5.	Campo magnético	20
7.6.	Densidad de flujos magnéticos.....	22
7.7.	Transformador real y sus fenómenos físicos	23
7.8.	El transformador y su circuito equivalente	24
7.9.	Principales componentes de un transformador eléctrico	26
7.10.	Mantenimiento de transformadores de potencia.....	28
7.10.1.	Mantenimiento predictivo.....	28
7.10.2.	Mantenimiento preventivo.....	29
7.10.3.	Mantenimiento correctivo.....	29
7.11.	Mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM.....	30
7.11.1.	Metodología RCM las 7 preguntas básicas	31
7.11.2.	Fallas funcionales.....	32
7.12.	Análisis de costos de los transformadores en sistemas eléctricos.....	32
8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDO.....	35
9.	METODOLOGÍA	41
9.1.	Características del estudio	41
9.2.	Unidades de análisis	42
9.3.	Variables	42
9.4.	Fases del estudio	44
9.4.1.	Fase I: revisión de literatura	44
9.4.2.	Fase II: gestión o recolección de la información	45

9.4.3.	Fase III: determinación de los costos	45
9.4.4.	Fase IV: análisis de la Información.....	46
9.4.5.	Fase V: conclusiones del estudio	46
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	47
10.1.	Técnica de investigación bibliográfica.....	47
10.2.	Trabajo en campo.....	48
10.3.	Técnicas de análisis	48
11.	CRONOGRAMA.....	51
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	53
12.1.	Recursos materiales	53
12.2.	Recurso humano	54
12.3.	Recursos financieros	54
12.4.	Imprevistos	55
13.	REFERENCIAS.....	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Árbol de problema.....	8
2.	Sistema eléctrico de potencia.....	18
3.	Funcionamiento del transformador.....	19
4.	Líneas de campos magnéticos.....	21
5.	Campo magnético generado a través de un dL con I	22
6.	Circuito equivalente del transformador real.....	26
7.	Partes de un transformador de potencia.....	27
8.	Cronograma de actividades.....	51

TABLAS

I.	Definición teórica y operativa de variables.....	43
II.	Clasificación de las variables.....	44
III.	Recursos financieros.....	55

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
I	Corriente
I₀	Corriente en vacío del transformador
I_N	Corriente Nominal
MW	Megavatio
MVA	Megavoltioamperio
N₂	Número de espiras devanado secundario
N₁	Número de espiras en devanado primario
%	Porcentaje
Q	Quetzal
X	Reactancia
R	Resistencia
U	Tensión
B	Teslas
V	Voltaje
Φ	Webers (Wb)

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CAT	Costo Anual de Transmisión
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Costo efectivo	Relación favorable entre costo y efectividad o rendimiento.
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transporte
PSI	Unidad de presión de libras por pulgada cuadrada
RCM	Por sus siglas en inglés "Reliability-centered maintenance"
Relé Buchholz	Dispositivo utilizado en transformadores eléctricos sumergidos en aceite como protección ante fallas de alta condensación de gases.
SI	Sistema Internacional de medidas Sistema de subtransmisión

SNI	Sistema Nacional Interconectado
Subestación	Conjunto de equipos que forman una instalación adecuada que establecen niveles de voltaje para el aprovechamiento de la energía.
TBM	Por sus siglas en inglés "Time Based Maintenance"
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo

RESUMEN

En el siguiente diseño de investigación, se presenta una propuesta de análisis técnico-económico de la aplicación de mantenimiento centrado en confiabilidad para subestaciones que forman parte de sistema de subtransmisión secundario de Guatemala.

El funcionamiento del transformador y la lista de cada uno de los componentes que lo forman, así como una breve descripción de estos, podrá ser encontrado dentro del presente trabajo. También, su importancia en un sistema eléctrico de potencia y por qué es necesario mantenerlo en óptimas condiciones de operación.

Dentro de esta investigación, también se describen los tipos de mantenimiento que se pueden aplicar y la evolución que han tenido, considerando el desarrollo de nuevas tecnologías que, a su vez, han impulsado metodologías de análisis de información lo que hace que la tarea sea más compleja, pero al mismo tiempo se tenga un mejor análisis del funcionamiento del equipo. asegurándonos tenerlo monitoreado y funcionando un alto grado de confiabilidad en el sistema.

Finalmente, se expone la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad, la cual nace en la industria de la aeronáutica, pero es aplicable a las industrias en donde se necesita garantizar la confiabilidad de los equipos, sin embargo, es necesario la evaluación de los costos para garantizar la rentabilidad de los negocios.

1. INTRODUCCIÓN

Con el paso del tiempo, se han desarrollado metodologías aplicadas a la ingeniería del mantenimiento, con el fin de establecer la prioridad de las tareas a realizar para que sea óptimo y seguro tanto para el equipo, el proceso y las personas que lo operan. Una de estas metodologías, es el mantenimiento basado en confiabilidad o RCM, el cual tiene su origen en la industria de la aeronáutica por la necesidad de hacer confiables los equipos para evitar el número de accidentes y hacer que viajar en avión de un punto del mundo a otro sea de una manera segura. Sin embargo, esta metodología es aplicable a cualquier máquina o conjunto de componentes que realicen un proceso. La metodología se basa en una serie de tareas que se determinan de manera sistemática y analítica, que nos asegura que los activos físicos continúen haciendo lo que los usuarios esperan que realicen.

El transporte de energía eléctrica es un servicio básico, que cada vez se ha vuelto más confiable con estándares altos para la disponibilidad de dicho servicio, haciendo que los activos operen 24 horas del día 365 días del año para poder cumplir el suministro de energía a los usuarios finales. Por sus características, el transformador eléctrico prácticamente es el corazón de un sistema eléctrico de potencia; es una máquina estática la cual permite elevar o reducir los niveles de energía para que sea factible su transmisión desde el punto donde se genera, hasta el punto donde se distribuye siendo fundamental en el proceso, por lo que, mantenerlo en óptimas condiciones, garantiza cumplir con los estándares de disponibilidad del servicio.

Al transformador se le realizan una serie de tareas a fin de conocer el estado del equipo. Estas se llevan a cabo con base a periodicidad. Sin embargo, con el desarrollo de la tecnología de información y las metodologías mencionadas, se pretende desarrollar una nueva propuesta de mantenimiento basada en confiabilidad, por lo que requiere de un análisis para determinar si las tareas son *costo efectivas*. Si es viable aplicar el mantenimiento con el presupuesto que se cuenta actualmente, y determinar si se puede cumplir de igual manera con el presupuesto anual que devengan los equipos para operación y mantenimiento establecido por la ley, equivalente al 3% del valor nuevo de remplazo (VNR) del activo a una proyección de vida útil a 30 años.

2. ANTECEDENTES

En la década de los años 30, se puede seguir el concepto y la evolución del mantenimiento a través de 3 etapas que marcaron drásticamente esta actividad. La primera de ellas abarca un período desde los años 30, hasta la Segunda Guerra Mundial, en donde se tenían máquinas muy robustas y poco complejas por lo que la ocurrencia de una falla que afectara el proceso no era de alta importancia; es decir, tratar de predecir fallas a estos equipos no era relevante y era una actividad que pasaba desapercibida. En su mayoría, estas máquinas estaban sobredimensionadas, lo que las hacía muy confiables por lo que el mantenimiento no era complejo; es más, no existía la necesidad de hacerlo.

Esto cambió, al igual que el mundo, de una manera drástica con la Segunda Guerra Mundial. El caos de la guerra aumentó la producción masiva de bienes y de armamento militar, lo que llevó a un desarrollo industrial en la producción con el fin de poder suplir la demanda, es decir se crearon máquinas mucho más complejas para automatizar los procesos, lo que llevó en los años 50 a que la industria empezara a depender de ellas y se veían afectadas por averías que forzaban a detener la producción, por lo que surgió la necesidad de prevenir estas fallas no deseadas y fue en ese momento en el que se dio luz la cultura del mantenimiento preventivo. Empezaron a surgir planes de mantenimiento que fueran efectivos tomando en cuenta los costos de los activos, con el fin de alargar su vida útil cuanto fuera posible.

La tercera etapa inició en la década de los setenta. El crecimiento de la industria se dio de manera exponencial y, junto a este crecimiento, se han desarrollado nuevas tecnologías que hacen que las máquinas sean aún más

complejas, viendo la necesidad de crear equipos que sean capaces de monitorear variables para saber el estado en el cual las máquinas están trabajando.

El tiempo en el que una máquina se encuentra detenido, afecta la capacidad de producción de los activos físicos, reduciendo la misma e incrementando los costos operacionales del proceso. Desde el punto de vista de negocio esto no es factible, así que se debe realizar un análisis costo efectivo para identificar si la máquina opera en óptimas condiciones con las paradas mínimas necesarias para hacerlo. Esto lo podemos aplicar a cualquier industria, por lo que el sector de la electricidad no es la excepción.

La Industria Eléctrica mundial se ha desarrollado a pasos gigantescos. Actualmente, el servicio de energía eléctrica, es vital para el desarrollo de las sociedades. Debido a esto, en los últimos 20 años se ha desarrollado el mantenimiento a los activos eléctricos a través de las diferentes metodologías para garantizar la continuidad del servicio.

En Guatemala, los estándares de calidad de energía cada vez son más exigentes. La demanda continúa creciendo exponencialmente y, a través del tiempo, es cada vez más difícil programar salidas para realizar mantenimientos a los equipos. Adicional, con el costo que limita al 3 % del valor nuevo de remplazo (VNR) de manera anual proyectado a una vida útil de 30 años que devenga el equipo asignado para operación y mantenimiento, resulta difícil elegir la cantidad de tareas óptimas que este requiere para que trabaje de una manera confiable. Actualmente, se pueden aplicar nuevas metodologías, sin embargo, el costo elevado de las mismas es una limitante debido al presupuesto actual.

Con la necesidad de hacer confiables los equipos también existe el compromiso de cumplir con la regulación de estándares de calidad del servicio, según lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio del Transporte y Sanciones, NTCSTS (2003) en Guatemala se aplicará:

Sanción por Reducciones de la Capacidad de Transporte. Cuando existan reducciones de la capacidad de transporte, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea o equipo de transformación, debido a la indisponibilidad propia o de un equipo asociado, se aplicarán las sanciones por el tiempo de duración total de reducción a la capacidad de transporte, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transporte reducida, sea la de la línea o transformador con la indisponibilidad del equipo asociado y la capacidad máxima correspondiente con el equipo totalmente disponible. (art.50)

“El mantenimiento centrado en confiabilidad es un enfoque de mejora industrial centrado en la identificación y el establecimiento de la operación, mantenimiento y políticas de mejoras que gestionan los riesgos de fallas en los equipos con mayor eficacia, permitiendo un régimen de mantenimiento completo”. (Magaña y Cuamea, 2011, p.22)

Asimismo, puede encontrarse en las Normas Técnicas de Diseño y Operación del STEE (1999):

La responsabilidad de inspeccionar y garantizar la integridad y conveniente operación de las líneas y los equipos de una empresa de transporte, o de participantes que sean propietarios de líneas y equipos de transporte es de ellas mismas. Las empresas de transporte deberán inspeccionar sus líneas y equipos conectados al Sistema Eléctrico Nacional antes de la conexión inicial y periódicamente después de su conexión para asegurarse que los

parámetros y datos están correctos y no han cambiado más allá de los límites aceptables (art. 18)

Según Cela y Taco, (2006) en el mantenimiento multianual se incluyen tareas de mantenimiento que necesariamente, para poder realizarlas, se requiere la salida de servicio de los activos, es por eso la importancia de saber optimizar este tipo de mantenimiento que ayudan a mejorar la confiabilidad del sistema pero que también ocasionan importantes costos económicos a las empresas cuando su periodicidad es muy corta.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1. Contexto general

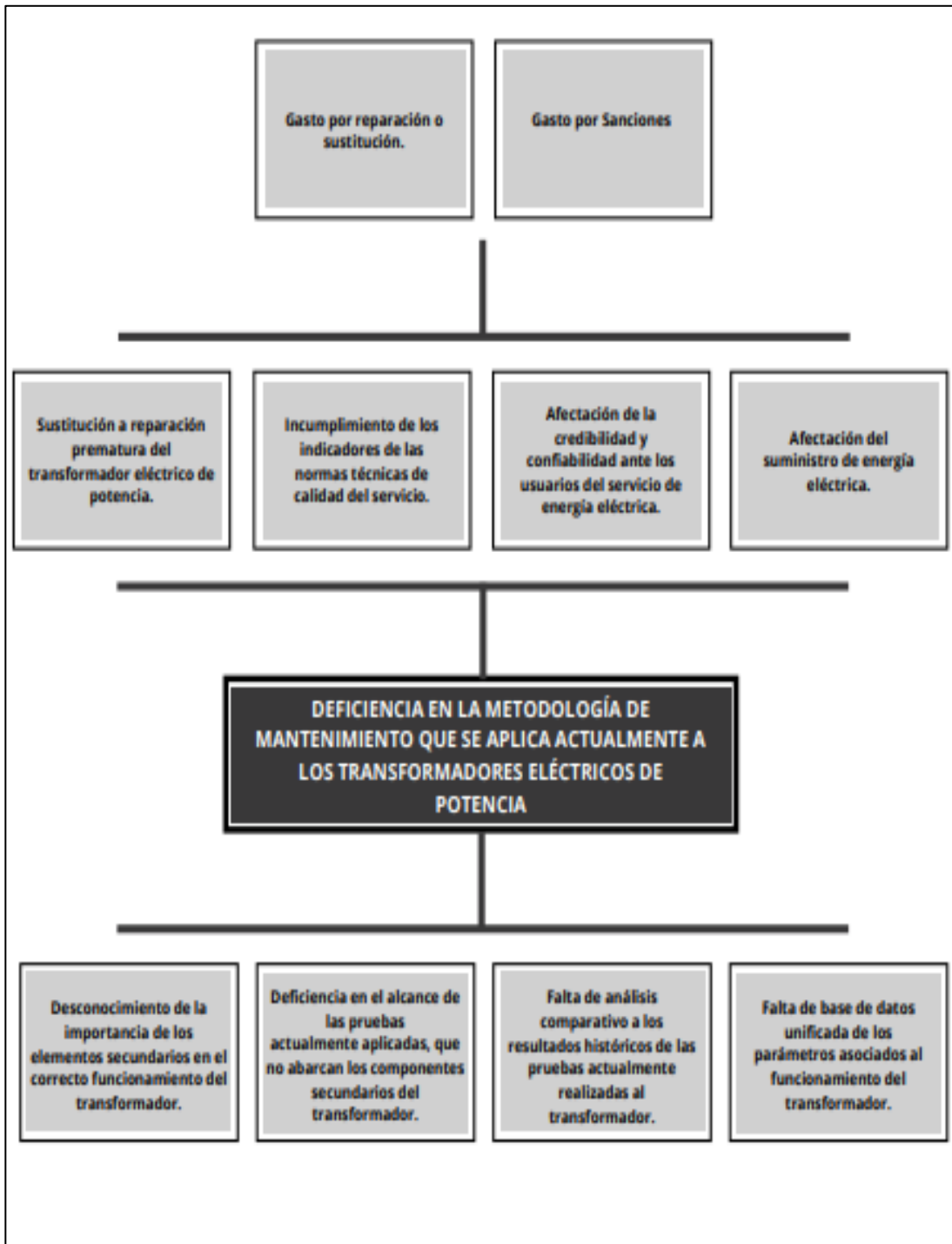
Es necesario migrar, evolucionar y cambiar de actividades para mejorar. Si siempre se realiza lo mismo, los resultados diferentes nunca vendrán. Por lo que, los mantenedores de activos necesitan innovar para tener los equipos en óptimas condiciones operativas, agregándole el reto de trabajarlo con un presupuesto limitado para que sea viable. Es en este punto en donde se identifica la necesidad de realizar un análisis técnico económico de las tareas óptimas para garantizar la continuidad del servicio, alargando la vida útil de los activos.

3.2. Descripción del problema

Actualmente, se realiza un procedimiento de tareas de mantenimiento basado en periodicidad aplicado a los transformadores, sin embargo, se han tenido diversas fallas en transformadores menores a 30 años. Con el paso del tiempo, se han desarrollado nuevas metodologías que permiten hacer eficientes estas tareas con el fin de alargar la vida útil de los equipos, por lo que se propone realizar el estudio técnico económico de la aplicación de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), tomando como referencia el presupuesto que se designa anualmente para las tareas de mantenimiento, con el fin de determinar si es factible la aplicación de esta metodología.

Con el objetivo de identificar con claridad el problema, sus causas y consecuencias, se desarrolló un árbol de problema. (Ver figura 1)

Figura 1. **Árbol de problema**



Fuente: elaboración propia.

3.3. Formulación del problema

La falta de tareas de mantenimiento enfocadas a los componentes auxiliares del transformador puede provocar fallas indisponibilidades en el servicio de energía por fallas parciales o catastróficas en el transformador de potencia.

- Pregunta central
 - ¿Es factible la aplicación de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) aplicada a un lote de transformadores eléctricos de potencia del sistema de subtransmisión secundario de Guatemala?

- Preguntas auxiliares
 - ¿Cuáles son las funciones principales y secundarias de un transformador eléctrico de potencia?
 - ¿Cuáles son las consecuencias que representa una falla parcial o catastrófica en un transformador eléctrico de potencia?
 - ¿Cuáles son las acciones predictivas y preventivas que deben realizarse para prevenir las fallas en los transformadores aplicando la matriz de decisión de la metodología RCM?
 - ¿Cuáles son los costos anuales de aplicar las tareas que se derivan de la matriz de decisión?

3.4. Delimitación del problema

El estudio será aplicado a un lote de transformadores eléctricos de potencia que pertenecen al sistema de subtransmisión secundario de Guatemala. El estudio será llevado a cabo en un plazo no mayor a 9 meses y será aplicado en el área de mantenimiento a subestaciones.

4. JUSTIFICACIÓN

La presente investigación pertenece a la línea de trabajo proyectos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en un mercado regulado, la cual contiene el área de interés en ingeniería de la confiabilidad y riesgo.

Al aplicar la metodología RCM a los transformadores eléctricos de potencia, se espera un incremento en el costo de las tareas anuales a realizarse para garantizar la continuidad del servicio, sin embargo, también se esperan mejorar los índices de calidad, evitando salidas de servicio no programadas por fallas parciales o por trabajos programados para realizar intervenciones en el transformador, de la misma manera se espera alargar la vida útil de los activos y poder llevar un control efectivo de los mismos que al final compensa de manera económica el costo de las tareas que puedan surgir al aplicar esta metodología.

Se realizará el enfoque del análisis de las actividades a un lote de transformadores eléctricos de potencia del sistema de subtransmisión, debido a la importancia que tienen en el sistema secundario de transmisión a nivel nacional. Surge la necesidad de hacerlo confiable para evitar indisponibilidades que puedan afectar directamente a la economía del país.

Actualmente se aplican pruebas al sistema principal de los transformadores y no se tiene un plan para mantener los equipos auxiliares como el sistema de ventilación, el relé Buchholz, válvula de sobrepresión, válvula de presión súbita, indicadores de nivel de aceite, indicadores de temperatura de devanado y de aceite, deshidratador electrónico, sistema de análisis de gases disueltos, entre

otros, los cuales se fusionan en un solo sistema, el transformador, y son fundamentales para su correcto funcionamiento.

El motivo que conllevó a realizar este estudio con base a los transformadores eléctricos de potencia es debido a la importancia que estos activos tienen dentro de un sistema eléctrico, se puede decir que prácticamente son el corazón de este, por lo que es necesario mejorar la confiabilidad de estos activos y asegurar la continuidad del servicio de energía eléctrica a todos los usuarios finales.

El estudio permitirá redireccionar las tareas que sean necesarias para mantener los equipos en óptimas condiciones, al mejorar el enfoque de los recursos en donde sea realmente necesario aplicarlos y contribuir a la mejora de la gestión de mantenimiento de los transformadores.

Según la NTDOST (1999), el transportista deberá esmerarse en conservar en buen estado su sistema, no solo por seguridad, sino también, para el buen funcionamiento del sistema. Esto deberá incluir un programa regular de revisión de la totalidad de sus instalaciones en períodos no mayores a tres años.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Determinar si es factible la aplicación de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) aplicada a un lote de transformadores eléctricos de potencia del sistema de subtransmisión secundario de Guatemala.

5.2. Específicos

- Validar las funciones principales y secundarias de un transformador eléctrico de potencia con tanque de expansión.
- Identificar las consecuencias que representa una falla parcial o catastrófica en un transformador eléctrico de potencia
- Establecer las acciones predictivas y preventivas que deben realizarse para prevenir las fallas en el transformador aplicando la matriz de decisión de la metodología RCM.
- Determinar los costos anuales de las tareas que se derivan de la matriz de decisión para un lote de transformadores eléctricos de potencia del sistema de subtransmisión secundario de Guatemala.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMAS DE SOLUCIÓN

Se necesitan identificar las tareas indispensables para mantener un transformador eléctrico de potencia en funcionamiento óptimo de las condiciones operacionales, saber el costo de aplicarlas en un plan de mantenimiento anual y realizar el análisis con el presupuesto que se tiene asignado anualmente para las tareas preventivas y correctivas.

Al identificar las tareas que se realizan actualmente, cuya base es la periodicidad, se pueden determinar las funciones del transformador y las acciones que se derivan de la matriz de decisión, también se identifican cuáles son las tareas óptimas que se deben aplicar, se establece un lapso al cual se deben aplicar y justificar con base a la prevención de los posibles fallos para no incurrir en gastos por reparaciones que se pudieron prevenir y en sanciones por mala calidad del servicio o por indisponibilidad del transformador.

En el marco teórico se plantea el funcionamiento del transformador y todas las acciones predictivas y preventivas que se pueden aplicar para el diagnóstico problemas. Se realizará un análisis de costo – beneficio de la aplicación de estas tareas y se espera obtener los resultados para determinar si se cumple con el presupuesto establecido y se cubren las necesidades de mantenimiento.

7. MARCO TEÓRICO

7.1. Transformadores eléctricos

En cuanto a la percepción de Rodríguez (2015), se describe a los transformadores como máquinas estáticas con dos devanados de corriente alterna arrollados sobre un núcleo magnético. El devanado por donde entra energía al transformador se denomina primario y el devanado por donde sale energía hacia las cargas que son alimentadas por el transformador se denomina secundario.

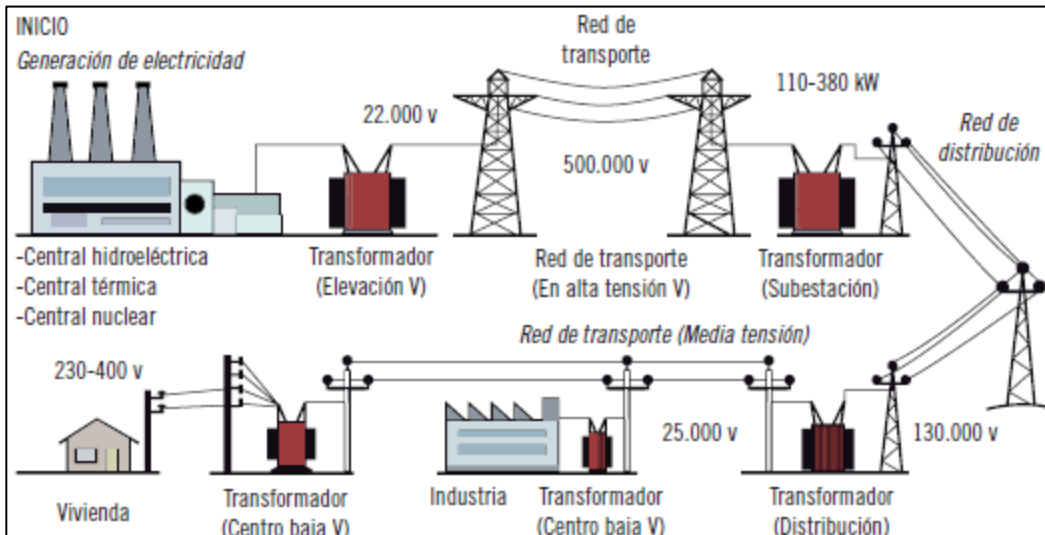
El inductor es el devanado el cual recibe la potencia eléctrica y el inducido es el devanado que puede entregar esta potencia a una red exterior. Su función principal es variar en diferentes niveles de voltaje según las necesidades de los sistemas eléctricos.

7.2. Importancia de los transformadores eléctricos en un sistema de potencia

Dado al ritmo de vida actual la energía es indispensable en la vida cotidiana. Debido a la estructura de los sistemas eléctricos de potencia, se podría decir que el transformador es el corazón de estos y es indispensable para poder concretar el proceso de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Una falla en estos podría interrumpir el flujo de energía a miles de usuarios lo que genera pérdidas millonarias, por lo que es conveniente saber el estado en el cual se encuentran los equipos y así evitar gastos, tanto en mantenimientos innecesarios, como en reparaciones que se pudieron haber evitado.

En la siguiente figura se describe un sistema eléctrico de potencia convencional, desde la generación de la energía hasta la entrega al usuario final.

Figura 2. Sistema eléctrico de potencia

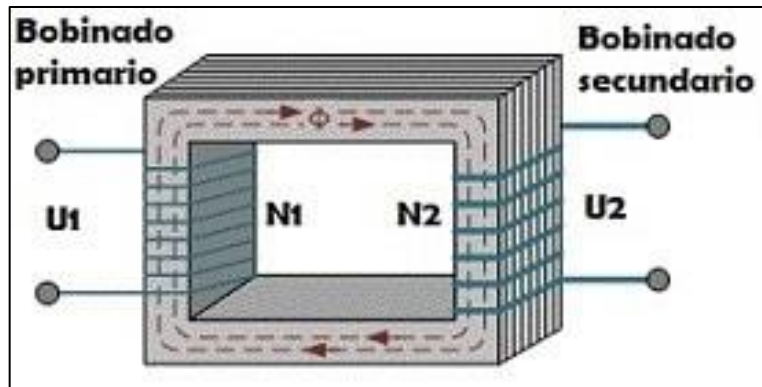


Fuente: Jiménez. (2012). *Mantenimiento de Redes Eléctricas Subterráneas de baja tensión* ELEE0109.

7.3. Transformador eléctrico y principios físicos de funcionamiento

Se considera un transformador monofásico como el visible en la figura 3. El principio de funcionamiento de un transformador se basa en el fenómeno de la inductancia magnética entre dos circuitos. Se observa que está formado por un núcleo magnético y un arrollamiento de espigas (bobina) denominadas como primaria y secundaria con un número de espiras N_1 y N_2 , respectivamente. Si el transformador será alimentado por el bobinado de tensión más elevado, se denomina transformador reductor.

Figura 3. **Funcionamiento del transformador**



Fuente: Nettle.(1990). *Constitución y funcionamiento del transformador*. Consultado el 17 de agosto de 2020. Recuperado de <http://www.sidalc.net/cgi-bin/wxis.exe/?IsisScript=BRE.xis&method=post&formato=2&cantidad=1&expresion=mfn=01244>

1

El bobinado primario recibe una tensión U_1 respecto a una fuente externa por lo que circulara por él una corriente alterna I_1 la cual por la ley de Ampere generará un flujo alterno en el núcleo en una dirección y lo cual generara una f.e.m. (fuerza electromotriz) en los arrollamientos que de acuerdo con la ley de Faraday están regidas por las siguientes ecuaciones:

$$E_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}; E_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

El bobinado secundario se inducirá una tensión U_2 en las terminales de salida la cual al aplicarle una carga producirá una corriente I_2 la que genera una potencia; la cual será entregada a la carga.

7.4. Circuitos magnéticos

Se considera un circuito magnético a un fenómeno en el que las líneas del campo magnético están canalizadas a través de un material que generalmente tiene propiedades ferromagnéticas que tiene como resultado que el campo magnético fluya, casi exclusivamente, por dicho material.

Este fenómeno es apreciable en los núcleos de los transformadores los cuales están constituidos de diferentes materiales ferromagnéticos y hace posible la transformación de energía a diferentes niveles.

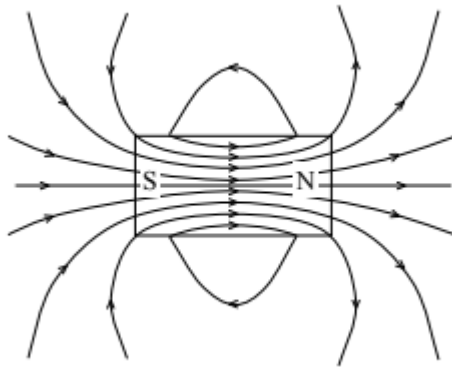
Dentro del contexto de los dispositivos de conversión de energía, Fitzgerald (2009) considera de suma importancia a los materiales magnéticos. A través del uso de estos materiales es posible obtener altas densidades de flujo magnético con relativamente bajos niveles de fuerzas magnetizaste. Ya que las fuerzas magnéticas y la densidad de energía aumentan con el incremento de la densidad de flujo, este efecto desempeña una parte importante en el funcionamiento de los dispositivos de conversión de energía.

7.5. Campo magnético

Es un conjunto de líneas de fuerza que tienen magnitud y dirección (sentido). Es decir, conforman un campo vectorial y fluyen desde un polo norte hacia un polo sur y retornan nuevamente hacia el polo norte a través del material como se muestra en la figura 4. Si dos imanes permanentes de polos opuestos se acercan uno al otro, las líneas de flujo actuaran generando una fuerza de atracción entre ellos, si se acercan dos polos iguales se generará una fuerza de repulsión entre los polos.

El flujo magnético se mide en webers en el sistema internacional de medidas (SI) y tiene asignado el símbolo “ Φ ”.

Figura 4. **Líneas de campos magnéticos**

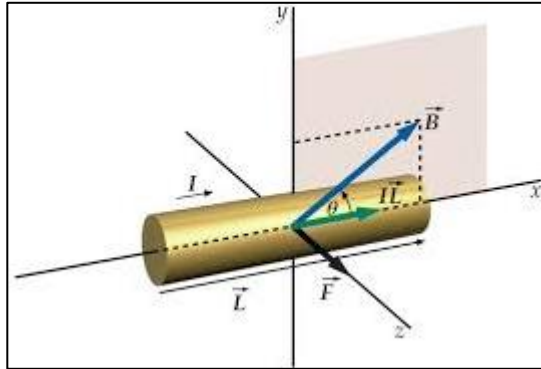


Fuente: Pérez, Miret, Caballero, y Espinosa. (2009). *Campo Magnético*. Consultado el 20 de septiembre de 2020. Recuperado de: <http://rua.ua.es/dspace/handle/10045/16576#vpreview>

En todo conductor siempre se generará un campo magnético, toda vez circule una corriente eléctrica a través de él como afirman Hyat y Buck (2012):

Supongamos una corriente I que fluye en un diferencial de longitud vectorial $d\mathbf{L}$ del filamento. La ley de Biot-Savart establece que en cualquier punto P la magnitud de la intensidad de campo magnético que produce el elemento diferencial es proporcional al producto de la corriente, la magnitud del diferencial de longitud y el seno del ángulo formado entre el filamento y la línea que lo conecta con el punto P en donde se busca el campo. (p.58)

Figura 5. **Campo magnético generado a través de un dL con I**



Fuente: Purcell (2005) *Electricidad y Magnetismo*. Consultado el 3 de septiembre de 2020.

Recuperado de

https://books.google.com.gt/books?hl=es&lr=&id=zAHCeKH4RYUC&oi=fnd&pg=PR5&dq=electricidad+y+magnetismo&ots=sZ0RTVRazy&sig=ym9ftfgBPmhDOFWAkD4AupL5bzU&redir_esc=y#v=onepage&q=electricidad%20y%20magnetismo&f=false

7.6. Densidad de flujos magnéticos

Se define como la cantidad de líneas de flujo magnético por unidad de área y está representada en el sistema internacional de medida (SI) en teslas y generalmente representado por la letra B , su magnitud está determinada por la siguiente ecuación:

$$B = \frac{\Phi}{A}$$

Donde:

B = Teslas

Φ = Webers (Wb)

A = área en metros cuadrados.

7.7. Transformador real y sus fenómenos físicos

Cuando se conecta a una fuente alterna de voltaje un transformador, se logra identificar la existencia de consumo de potencia, aunque no exista carga conectada en el secundario del transformador. Este fenómeno físico se debe a la conocida corriente de vacío " I_0 ", la cual está considerada entre el valor 0.6 y el 0.8 % de la corriente nominal I_N . Es decir que la corriente de vacío es la necesaria que debe implementarse en el transformador ferromagnético y se desglosa de la siguiente manera:

I_m e I_{h+e} , siendo I_m la corriente de magnetización definida como la corriente necesaria para la producción de un flujo en el núcleo magnético del transformador e I_{h+e} se define como la corriente de pérdidas en el núcleo del transformador. Esta se encuentra generada por pérdidas por corrientes parásitas o de Foucault y por las pérdidas generadas por las propiedades del núcleo ferromagnético, es decir pérdidas por histéresis.

Al aparecer una corriente en el transformador también aparece un flujo magnético conocido como flujo de magnetización que está determinado por el número de espiras del bobinado primario y el voltaje aplicado en sus terminales.

La relación que se crea del flujo de magnetización y la corriente de magnetización tiene unas características principales, las cuales son:

- La corriente de magnetización del transformador esta distorsionada, es decir, no es senoidal. Esto se debe a que la curva de saturación magnética del núcleo del transformador es no lineal. Cuando se alcanza el punto de saturación magnética un mínimo cambio en la intensidad de flujo produce cambios elevados en la corriente pico de magnetización.

- El voltaje aplicado al transformador estará 90° adelantado respecto a la componente fundamental de la corriente de magnetización.
- El valor de voltaje que se aplica a un transformador aparecerá 90° adelantado respecto a la componente fundamental de la corriente de magnetización.
- Cuando el núcleo del transformador alcance su punto de saturación, las componentes armónicas de la corriente de magnetización aumentarán su tamaño. La amplitud de estas corrientes, al crecer, tendrán una amplitud similar a la corriente necesaria para la magnetización del núcleo más conocido como la corriente de magnetización.

7.8. El transformador y su circuito equivalente

Para hacer más simple el contexto de todos los fenómenos físicos producidos dentro de un transformador en funcionamiento, debe sustituirse por un circuito equivalente en donde se puede expresar matemáticamente los fenómenos que ocurren. Esto lleva a una modelación de un circuito eléctrico y en donde se podrá determinar las pérdidas del transformador.

Tal como expresa Mora (2013)

El desarrollo del circuito equivalente se inicia al reducir ambos devanados al mismo número de espiras. Generalmente se reduce del secundario al primario, lo que quiere decir que se sustituye el transformador original por otro que tiene el mismo número de espiras con N_1 y un nuevo secundario con N_2' igual a N_1 . Para que este nuevo transformador sea equivalente al

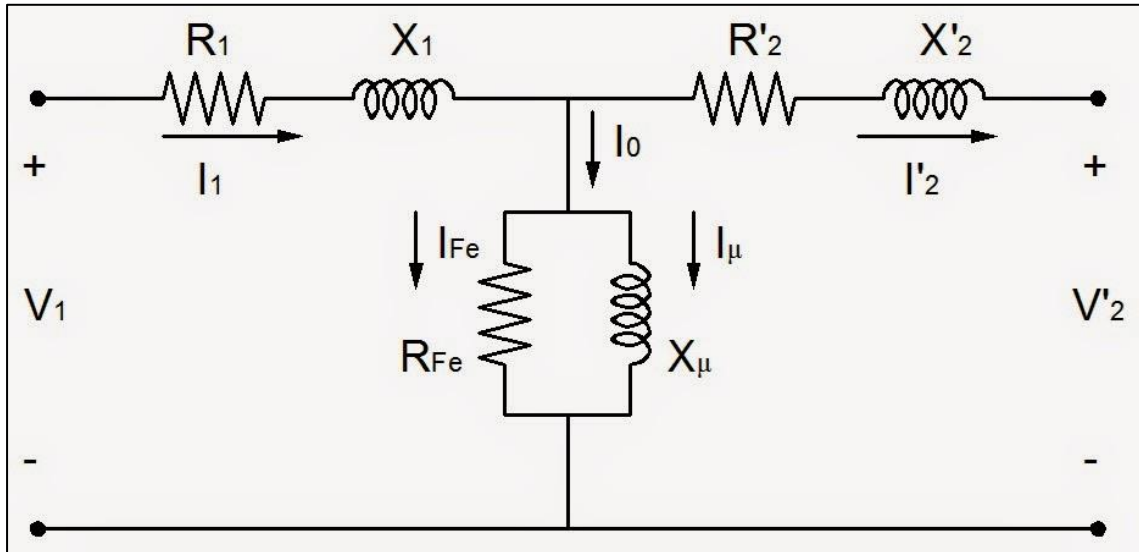
original, deben conservarse las condiciones energéticas de la máquina, es decir, las potencias activas y reactiva y su distribución entre los diversos elementos del circuito secundario. (p. 155)

Así las principales variables que el circuito equivalente toma en cuenta para su análisis matemático son las pérdidas por efecto Joule en el cobre (I^2R), cuyo efecto se da debido a la resistividad que presentan los bobinados primario y secundario del transformador, estas pérdidas en el cobre son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente que circula por cada uno de los bobinados. También pueden darse pérdidas por histéresis en el ciclo de magnetización del núcleo, esta energía es absorbida y no devuelta a la fuente y se disipa en forma de calor en el núcleo debido al reacomodamiento de sus dominios magnéticos, esta es una función que no es lineal y depende del voltaje aplicado.

Otra variable son las pérdidas por corrientes parásitas o corrientes de Foucault, estas se deben a las fuerzas contra electromotrices f.e.m.s que aparecen en el núcleo, inducidas por la corriente que circula a través de la bobina, las cuales originan corrientes circulantes en el mismo. Y también está la variable de flujos de dispersión, estos flujos son los que saltan de las bobinas a través del aire, los cuales a su vez producen inductancias en los bobinados primario y secundario.

Estos fenómenos se representan gráficamente en la figura 6.

Figura 6. **Circuito equivalente del transformador real**



Fuente: Fravedsa. (2014). *Circuito equivalente del transformador*. Consultado el 6 de septiembre de 2020. Recuperado de <http://ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com/2014/12/circuito-equivalente-transformador.htm>

7.9. Principales componentes de un transformador eléctrico

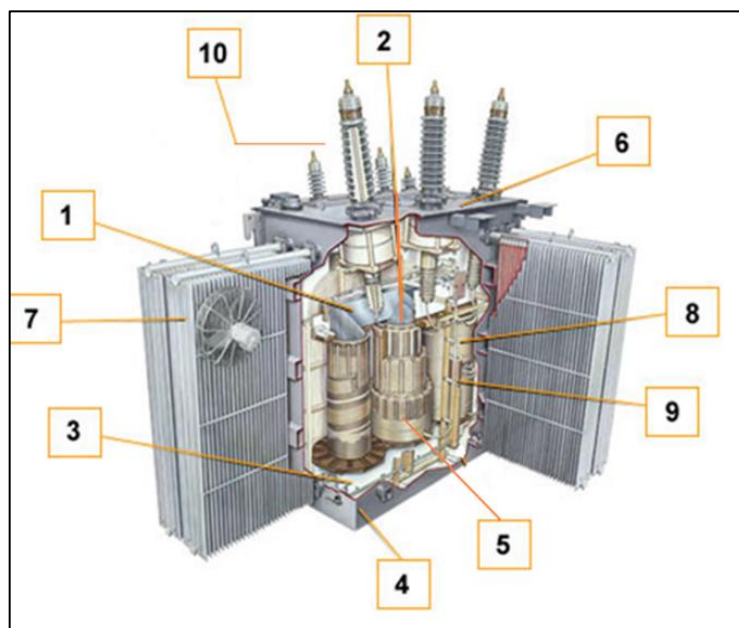
Depende de la función para la cual será diseñado el transformador, así serán las características constructivas para tomar en cuenta, para el caso de los transformadores para sistemas de potencia se necesitan máquinas robustas de que posean un gran rendimiento, baja regulación de tensión y una alta rigidez dieléctrica. Con estas características se tiene que tomar en cuenta que la capacidad térmica de la máquina juega un factor primordial que determina los aspectos físicos de la máquina.

Los transformadores sumergidos en aceite están formados por una parte activa y una parte pasiva, siendo los principales componentes de la activa el

núcleo, los devanados, en algunos casos, el cambiador de tomas bajo carga y Bushing's o bujes de baja y alta tensión.

La parte pasiva está conformada por el tanque o cuba en donde se aloja la parte activa. El tanque debe ser robusto y hermético ya que debe soportar esfuerzos mecánicos grandes. En esta parte están soportados los radiadores, enfriadores por bombas y ventiladores

Figura 7. Partes de un transformador de potencia



1. Núcleo	7. Radiadores
2. Bobinas Baja Tensión	8. Conexiones
3. Bridas del Núcleo	9. Conmutador para operación sin carga
4. Parte inferior de la cuba	10. Bujes
5. Bobinas de alta tensión	
6. Tapa superior	

Fuente: ABB Group. (2015). *Curso Básico de Transformadores*. Consultado el 8 de septiembre de 2020. Recuperado de <https://global.abb/group/en>.

7.10. Mantenimiento de transformadores de potencia

El mantenimiento es el conjunto de técnicas y acciones que nos permiten conservar los activos e instalaciones en óptimas condiciones de operación para así poder alargar su vida útil durante el mayor tiempo posible.

Para aplicar las técnicas de mantenimiento a instalaciones eléctricas se debe tener muy claro que tiempos de mantenimiento se van a usar y porque se aplicara, ya que su mayor objetivo es evitar a toda costa la salida de servicio de los activos.

De acuerdo con Álvarez y Del Pozo (2007) la vida útil de los transformadores depende fuertemente del estado de su aislamiento. Al controlar su estado en lapsos regulares o bien ocasiones especiales, que puedan predecir fallas incipientes se evitará de esta manera consecuencias catastróficas. En otras palabras, con un programa de mantenimiento adecuado es posible incrementar la confiabilidad del transformador, y con ello la del sistema en el que se encuentra conectado.

Existen tres métodos de mantenimiento que son los más comunes y se han desarrollan para que se complementen entre sí, esto son: Mantenimiento Preventivo, mantenimiento Predictivo y mantenimiento correctivo.

7.10.1. Mantenimiento predictivo

El objetivo principal de este mantenimiento es predecir una posible anomalía dentro de los activos de la subestación, este se aplica por ejemplo al realizar inspecciones visuales de los equipos, inspecciones termográficas, con pruebas de laboratorio del estado del aceite dieléctrico de los transformadores.

En cuanto a la finalidad de este procedimiento, García (2010) la resume como dar a conocer e informar permanentemente del estado y operabilidad de las instalaciones mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, representativas del estado de la operabilidad. Para aplicar este tipo de mantenimiento es necesario identificar variables físicas (temperatura, vibración, cargabilidad, entre otros) cuya variación sea indicativa de problemas que puedan estar apareciendo en el equipo.

7.10.2. Mantenimiento preventivo

El objetivo principal de este mantenimiento es conservar los equipos e instalaciones en función operativa que previene así las interrupciones y fallas mediante la revisión periódica de sus componentes, esto hace que sea de costos elevados pues se necesita realizar inspecciones que en algunos casos suelen ser invasivas a los sistemas.

García (2019) también destaca que debe realizarse un análisis costo efectivo con la programación las correcciones de los puntos vulnerables en el momento más oportuno con el fin de optimizar las salidas por reparaciones programadas que al final pueden afectar los indicadores de disponibilidad de los equipos.

7.10.3. Mantenimiento correctivo

Según García, (2019) es una agrupación de tareas que tienen como objetivo corregir algún defecto presentado por equipos. Estos defectos, para ser corregidos, deberán ser comunicados al departamento de mantenimiento.

A su vez, Enríquez (2016) considera que el objetivo principal es reparar defectos generales. Este deberá realizarse cada vez que se presente algún daño. El realizar un mantenimiento correctivo no es necesariamente malo, puesto que existen equipos que, debido a su estrategia de mantenimiento, es mejor este tipo. En algunos casos, el mantenimiento incluso puede ser aplicado en etapas iniciales, cuando las fallas aún no son críticas. Con esto, se logra que el equipo nunca deje de funcionar.

7.11. Mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM

Esta metodología tiene su origen en la industria de la aeronáutica con la necesidad de mejorar la confiabilidad de los aviones, con el objetivo de salvaguardar la vida de las personas, esta metodología por su efectividad se abrió paso en otras industrias para mejorar la confiabilidad de la maquinas que cada vez son más complejas.

En palabras de Mobray (2004) “el mantenimiento centrado en confiabilidad es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúa haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operación actual”. (p. 30)

Por su parte Cela. y Taco. (2006) indica que el proceso de mantenimiento es “una serie ordenada y lógica de pasos sistemáticamente orientados a identificar las funciones de los equipos, sus fallas funcionales, los modos y causas de fallas dominantes y sus efectos”. (p. 103)

Con el cambio generacional que experimentan muchas empresas y los avances tecnológicos da la capacidad de mejora la ingeniería del mantenimiento

para tomar decisiones que ayuden a optimizar los costos para las empresas dueñas de los activos se espera que la vida útil de los equipos se alargue de tal manera que sean mucho más efectivos y confiables.

7.11.1. Metodología RCM las 7 preguntas básicas

Esta metodología aplica 7 preguntas que considera básicas para poder aplicarse a cualquier activo, las cuales son:

- “¿Cuáles son las funciones y los parámetros de las de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?”
- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- ¿En qué sentido es importante cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?”
(Moubray, 2004, p.42).

Al aplicar estas preguntas a un activo podemos tener una matriz que nos da las tareas óptimas y la frecuencia para realizarlas con el fin de prevenir fallos en el equipo.

7.11.2. Fallas Funcionales

Respecto a este tema, Moubray (2004) considera que:

El único hecho que puede hacer que un activo no pueda desempeñarse conforme a los parámetros requeridos por sus usuarios es alguna clase de falla. Esto sugiere que el mantenimiento cumple con objetivos al adoptar una política apropiada del manejo de una falla, sin embargo, antes de poder aplicar una combinación adecuada a identificar que fallas pueden ocurrir, debemos cuestionar según la metodología RCM identificar las circunstancias de que llevaron al equipo a la falla y que eventos pueden causar que el activo falle. (p. 128)

Prosiguiendo con Moubray (2004), señala que “el mundo del mantenimiento basado en confiabilidad, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ocurren cuando un activo no puede cumplir una función de acuerdo con el parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable”. (p. 129)

Es conveniente aclarar que esta definición de lo que es una falla funcional abarca todo tipo de fallas es decir incluso una falla en donde el equipo sigue funcionando, pero con un nivel de operación por debajo de los estándares esperados por los usuarios.

7.12. Análisis de costos de los transformadores en sistemas eléctricos

Los transformadores juegan un papel importante dentro de un sistema de potencia, el cual lleva consigo gastos de operacionales, no vamos a abordar los

costos de diseño y de fabricación debido a que no es el punto de interés, nos enfocaremos en los costos de operación y mantenimiento.

Desde el punto de vista de la M.I.T. (2004), es posible bosquejar y discutir los elementos generales del costo que interviene en empleo de los transformadores. Un transformador que es propiedad de una empresa que transporta energía eléctrica puede generar gastos tales como costos fijos en los que se puede mencionar interés, impuestos, seguro, depreciación, operación y costos variables que dependen de las condiciones de utilización como por ejemplo pérdidas de energía por efecto joule, costos por consumo de energía para funcionamiento, gastos de mantenimiento.

Es precisamente en los costos de mantenimiento en donde se ve una ventana para poder optimizarlos, realizando un análisis de la criticidad del transformador para así asignar tareas específicas dependiendo en que zona de la gráfica de criticidad se encuentre el transformador permitiendo así la mejora de la gestión del activo optimizando los costos y haciendo más eficiente el proceso de mantenimiento.

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

OBJETIVOS

INTRODUCCIÓN

1. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO

1.1. Historia del transformador

1.2. Principios de funcionamiento

1.2.1. Campos magnéticos

1.2.2. Densidad de flujos

1.2.3. Permeabilidad

1.2.4. Reluctancia

1.2.5. Ley de ohm para circuitos magnéticos

1.2.6. Fuerzas magnetomotrices

1.2.7. Ley de circuitos de ampere

1.3. Transformador ideal

1.4. Circuito equivalente del transformador

1.5. Importancia de los transformadores eléctricos en sistemas eléctricos de potencia

1.6. Aspectos constructivos

1.6.1. Propiedades generales de las bobinas con núcleos de hierro

1.6.2. Construcción de devanados en forma de núcleo

- 1.6.2.1. Estilo de capas
- 1.6.2.2. Estilo de discos
- 1.6.3. Sistemas de aislamiento de transformadores
 - 1.6.3.1. Teoría dieléctrica
 - 1.6.3.2. Aislamiento del devanado
 - 1.6.3.2.1. Fuerzas magnetomotrices de restricción
 - 1.6.3.2.2. Características térmicas
- 1.6.4. Refrigeración y aislamiento
 - 1.6.4.1. Refrigeración por aire
 - 1.6.4.2. Refrigeración por aceite
 - 1.6.4.2.1. Aceites minerales aislantes
 - 1.6.4.2.2. Antecedentes históricos de aceite en transformadores
- 1.6.5. Transformadores con cambiador de derivaciones (oltc)

2. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO Y MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- 2.1. Mantenimiento predictivo
- 2.2. Mantenimiento preventivo
- 2.3. Mantenimiento correctivo
- 2.4. Inspección visual
- 2.5. Mantenimiento basado en condición de equipos
- 2.6. Pruebas eléctricas de diagnóstico
 - 2.6.1. Prueba de resistencia de aislamiento en el transformador
 - 2.6.2. Prueba de relación de transformación
 - 2.6.3. Prueba de resistencia óhmica de devanados
 - 2.6.4. Prueba de factor de potencia

- 2.6.4.1. Factor de potencia en Bushing's
- 2.6.4.2. Factor de potencia en los devanados
- 2.6.5. Prueba de barrido de frecuencia (sfra)
- 2.6.6. Pruebas fisicoquímicas del aceite
 - 2.6.6.1. Humedad en el aceite
 - 2.6.6.2. Cromatografía de gases disueltos en el aceite
 - 2.6.6.3. Rigidez dieléctrica del aceite
 - 2.6.6.4. Factor de potencia del aislamiento líquido
 - 2.6.6.5. Número de neutralización
 - 2.6.6.6. Densidad relativa
 - 2.6.6.7. Apreciación visual del aceite
 - 2.6.6.8. Prueba de capacitancia de Bushing's del transformador
- 2.6.7. Prueba dirana (humedad)
- 2.6.8. Desmagnetización del núcleo

3. DETERMINACION DE LAS TAREAS FUNCIONALES Y ACCIONES RCM APLICADAS AL TRANSFORMADOR

- 3.1. Metodología rcm aplicado al transformador de potencia
 - 3.1.1. Describiendo las funciones del transformador
 - 3.1.1.1. Determinación de estándares de funcionamiento
 - 3.1.1.2. Determinación de fallas funcionales del transformador
 - 3.1.2. Análisis de modos de fallas y sus efectos en el transformador
 - 3.1.3. Determinación de las consecuencias de falla

- 3.1.4. Aplicación de la matriz de decisión para determinar las acciones correctivas
 - 3.1.5. Aplicación de la curva p-f para determinar la periodicidad de las tareas.
 - 3.2. Propuesta de un sistema de planeamiento y control de mantenimiento aplicado al transformador.

- 4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA RCM A UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA (CASO EJEMPLO)
 - 4.1. Costos del transformador
 - 4.1.1. Costos de instalación
 - 4.1.2. Costos de operación
 - 4.1.3. Costos de mantenimiento
 - 4.1.3.1. Costos de pruebas eléctricas al transformador
 - 4.1.3.2. Costos de la salida de servicio programada
 - 4.1.3.3. Cálculo del presupuesto de operación y mantenimiento derivado del CAT anual del activo
 - 4.2. Costos de fallas en el transformador
 - 4.2.1. Costos de energía no suministrada (ens)
 - 4.2.2. Costos de reparación en sitio
 - 4.3. Cálculo de costo de realizar las tareas según la metodología rcm
 - 4.3.1. Cálculo del índice de indisponibilidad anual programada y no programadas.
 - 4.3.2. Cálculo del costo por indisponibilidades no programadas anuales
 - 4.4. Comparación de resultados

5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

Esta investigación es de carácter cuantitativo, tiene como principal objetivo el establecimiento de un plan de mantenimiento a transformadores eléctricos de potencia, a través de la aplicación de la metodología de mantenimiento basada en confiabilidad RCM, generando una optimización y eficientización en costos.

9.1. Características del estudio

El enfoque del estudio propuesto es mixto ya que se aplicarán las cualidades de la metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad y se realizara un análisis económico de la aplicación de esta metodología al transformador eléctrico de potencia.

El alcance es correlacional debido a que se implementarán técnicas predictivas, se explicarán relaciones entre variables y las mismas se asociarán entre sí mediante un patrón. Asimismo, el alcance también es explicativo ya que, con los análisis obtenidos, se podrán establecer causas de las fallas en transformadores de potencia y estos generarán un sentido de entendimiento.

El diseño optado será no experimental, ya que la información obtenida de pruebas realizadas a los transformadores de potencia brindará datos que podrán ser analizados de manera no invasiva, obteniendo como resultado las mejoras a implementar en el proceso.

Al finalizar el estudio, se espera obtener datos de los costos anuales de las tareas aplicadas al transformador con base en la metodología (RCM),

obteniendo así un plan de tareas que efficienten el costo de las operaciones y mejoren la confiabilidad del transformador.

También se podrá establecer con base a la gestión de activos un plan de sustitución que permita tener un stock de materiales almacenados con una periodicidad eficiente para optimizar gastos de almacenaje y gastos por fallas en equipos secundarios que no se tengan en el stock de materiales.

9.2. Unidades de análisis

Con el objetivo de generar data que permita analizar el comportamiento actual de los transformadores de potencia, se llevará a cabo un análisis de las variables de las pruebas obtenidas en estudios realizados al transformador de potencia, la criticidad de este, el tiempo de vida esperado por el fabricante, los costos de las tareas implementadas por mantenimiento preventivo, correctivo e indisponibilidades dentro del sistema.

9.3. Variables

Esta investigación tiene varias variables que ayudarán a identificar el funcionamiento de los componentes del transformador y su importancia para el correcto funcionamiento del mismo, las cuales se describen a continuación.

Tabla I. **Definición teórica y operativa de variables**

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Número de funciones del transformador y sus componentes	Determinar el total de las funciones que el usuario espera que el transformador y sus componentes cumplan	Se obtendrá el número total de las funciones del transformador y sus componentes
Probabilidad de ocurrencia de fallas	El porcentaje de probabilidad que ocurra una falla en los componentes del transformador	Se obtendrá el valor en porcentaje, según el estado de los equipos.
Costos asociados a fallas o indisponibilidades	Egresos no planificados generados en una reparación al equipo	Se obtendrá calculando el valor de la energía no suministrada en Mwh/\$
Pérdidas de energía por indisponibilidad del transformador	Cantidad de energía no suministrada	Se obtendrá del cálculo del tiempo que estuvo indisponible MWH
Número de tareas de mantenimiento	Será el número de tareas a aplicar al transformador según su probabilidad de ocurrencia de falla	Se obtendrá un listado de tareas aplicables al transformador medible en cantidad
Periodicidad de las tareas	Frecuencia de aplicación de las tareas de mantenimiento según su criticidad	Se obtendrá la frecuencia de tareas de mantenimiento medible en unidad de tiempo
Costo anual	Distribución de los costos generados por tareas de mantenimiento	Se calculará la anualidad de los costos en USD \$

Fuente: elaboración propia.

Tabla II. **Clasificación de las variables**

Variable	Propiedad	Uso	Nivel de medición
Número de funciones	Numérica continua	Dependiente	Intervalo
Probabilidad de ocurrencia de fallas	Numérica continua	Dependiente	Razón
Costos asociados a fallas o indisponibilidades	Numérica continua	Dependiente	Intervalo
Pérdidas de energía por indisponibilidad del transformador	Numérica continua	Dependiente	Razón
Número de tareas de mantenimiento	Numérica continua	Dependiente	Intervalo
Periodicidad de las tareas	Numérica continua	Dependiente	Intervalo
Costo anual	Numérica continua	Dependiente	Intervalo

Fuente: elaboración propia.

9.4. Fases del estudio

A continuación, se desglosan las fases investigativas implementadas en el estudio técnico-económico.

9.4.1. Fase I: revisión de literatura

Evaluación de los componentes principales del transformador y caracterización de las técnicas usadas para determinar las fallas, mediante en campo de enfoque cualitativo.

Extracción de la información de las bases de datos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), realización comparativa entre las fallas ocurridas por componentes secundarios del transformador que pudieron ser evitadas con un mantenimiento adecuado

9.4.2. Fase II: gestión o recolección de la información

Se realizará la recolección de la información de las pruebas realizadas a los transformadores en los últimos años, con el fin de determinar la criticidad y el estado físico que cada uno de ellos presenta.

Se recolectará información sobre fallas a los transformadores y su causa raíz, se clasificarán según la gravedad y tiempo de indisponibilidad de cada una de ellas, se obtendrá información sobre la normativa técnica de la calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS) la cual se encuentra en el sitio web de la comisión nacional de energía eléctrica (CNNE) dentro del marco legal en la sección de normativa técnica.

9.4.3. Fase III: determinación de los costos

Determinación de los costos de las tareas que se deriven de la matriz de decisión, elaboración de matriz de prioridades de las tareas según los riesgos que conlleve cada una de ellas.

Establecer un gráfico de criticidad con el objetivo de identificar la periodicidad adecuada con la que cada tarea del componente debe ser aplicada al transformador de potencia, en esta parte intervienen variables específicas del transformador tales como el tiempo de vida, la cargabilidad a la que está

sometido, la tendencia de las pruebas realizadas, la criticidad de la carga que alimenta, el impacto de una falla dentro del sistema.

9.4.4. Fase IV: análisis de la Información

Realización de análisis para identificar la efectividad y reducción de costos por indisponibilidades en la aplicación de la metodología RCM implementada en este estudio versus la metodología de mantenimiento basado en tiempo (TBM) implementada con anterioridad en los transformadores eléctricos de potencia.

9.4.5. Fase V: conclusiones del estudio

Presentación de los resultados del estudio, que incluirá, matriz de riesgo del transformador tareas que deben realizarse según su estado y costos del plan de mantenimiento aplicado a el transformador.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

A continuación, se desarrollará el tipo de técnicas de análisis de información que se implementarán en el presente estudio técnico-económico con el objetivo de identificar la información próxima a analizar. Debido a la mezcla bibliográfica y numerativa que este estudio requiere, las técnicas a implementarse serán las siguientes:

10.1. Técnica de investigación bibliográfica

Con el objetivo de recabar información próxima a analizarse y así identificar si el sistema de mantenimiento en transformadores eléctricos de potencia está siendo eficiente, se llevarán a cabo investigaciones en fuentes bibliográficas como libros, estudios, trabajos de tesis y materiales brindados por el fabricante.

Con dichas fuentes bibliográficas, se logrará identificar:

- Trabajos realizados a los transformadores, considerando la bitácora histórica de pruebas realizadas durante los últimos años.
- Tiempo de vida útil promedio de los equipos
- Fallas más comunes en transformadores
- Consecuencias de las fallas más comunes
- Técnicas de mantenimiento a transformadores

10.2. Trabajo en campo

Se llevará a cabo una inspección a un transformador dentro de una subestación eléctrica con el objetivo de identificar el estado de este y su año de fabricación. Esto facilitará la identificación de acciones correctivas a tomar.

Las inspecciones por realizar serán:

- Verificación de funcionamiento al sistema de ventilación, consiste en identificar el buen funcionamiento de los ventiladores del transformador y verificar que estén alineadas a los estándares estipulados de temperatura en cada una de sus etapas.
- Verificación del nivel de nitrógeno en el transformador, consiste en validar que la presión de nitrógeno dentro del transformador se encuentre entre el 2.5 y 3.5 PSI.
- Análisis termográfico del transformador, consiste en identificar los puntos de conexión de alta y baja tensión, el funcionamiento adecuado de los radiadores y el punto de conexión de tierra del transformador.

10.3. Técnicas de análisis

Con base a la información recabada con las técnicas de investigación bibliográfica y trabajo en campo, se hará uso de herramientas computacionales para llevar a cabo cálculos comparativos y análisis probabilísticos. En ellos se lograrán:

- Identificación de acciones correctivas por tomar.
- Implementación de matriz de riesgo.
- Análisis de los componentes secundarios para identificar la adecuada intervención en los transformadores de potencia.
- Interpretación de pruebas realizadas a los transformadores de potencia.
- Revisión de los gastos de mantenimiento a los transformadores de potencia antes y después de la aplicación de la metodología.

11. CRONOGRAMA

A continuación, se presenta el cronograma de actividades propuestas para la correcta elaboración de la presente investigación técnico-económica.

Figura 8. **Cronograma de actividades**

Actividad	Mes 1				Mes 2				Mes 3				Mes 4			
	S 1	S 2	S 3	S 4	S 5	S 6	S 7	S 8	S 9	S1 0	S1 1	S1 2	S1 3	S1 4	S1 5	S1 6
Fase investigativa	■	■														
Recopilación de data			■	■	■											
Análisis de la información						■	■									
Aplicación de la metodología								■	■	■						
Realización de encuestas											■					
Análisis económico de la Aplicación de la metodología												■	■			
Redacción de datos finales														■	■	
Conclusión																■
Presentación																■

Fuente: elaboración propia.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Es factible la realización del trabajo de investigación debido a que se tiene acceso a todos los recursos para llevar a cabo las investigaciones necesarias.

La realización del presente proyecto investigativo pretende la reducción de indisponibilidades del transformador eléctrico de potencia asociada a equipos secundarios y deberá realizarse una implementación que involucre a todo el personal que se encarga de llevar a cabo dichas actividades operativas de mantenimiento.

Los gastos estipulados están conformados por costo de recursos materiales, humanos y financieros. Detallar los aspectos y profundizar, detallar la tabla.

12.1. Recursos materiales

- **Mobiliario y equipo de oficina:**
 - Escritorio
 - Hojas
 - Silla ergonómica
 - Impresora

- **Equipo de cómputo**
 - Computadora personal
 - Mouse
 - Teclado

- Monitor
- Internet
 - Plan mensual de internet residencial Tigo de 15M
 - Plan mensual de internet móvil Claro de 20M
- Material bibliográfico
 - Libro Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM2
- Vehículo
 - Depreciación de vehículo
- Equipo de protección personal
 - Guantes
 - Casco
 - Botas

12.2. Recurso humano

- Asesor de tesis
- Tiempo de investigación, trabajo de campo y análisis

12.3. Recursos financieros

Este trabajo investigativo necesita disponibilidad de recursos económicos para poderse llevar a cabo, los cuales serán aportados por el estudiante con el propósito de desarrollar a totalidad las metas y objetivos señaladas en esta investigación. A continuación, se enlistan en tabla III

Tabla III. **Recursos financieros**

Actividad	Costo total (expresado en Quetzales)
Mobiliario y equipo	Q 5,000.00
Internet	Q 1,000.00
Material bibliográfico	Q 500.00
Equipo de protección personal	Q 500.00
Asesoría	Q 2,500.00
Imprevistos (7%)	Q 655.00
TOTAL	Q10,165.00

Fuente: elaboración propia.

12.4. **Imprevistos**

Con el objetivo de poder cubrir cualquier factor emergente fuera de la planificación, se consideró un 7 % del total de recursos financieros a implementar en la investigación.

13. REFERENCIAS

1. ABB. Group (2015) *Curso básico de transformadores de potencia*, Kv. Ludvika, Suecia: Henningsons Tryckeri AB. Recuperado de <https://global.abb/group/en>
2. Cela, R. y Taco, L. (diciembre, 2006) Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) del autotransformador de pomasqui230/138/13.8 kv. *Escuela politécnica Nacional*. Congreso llevado a cabo en Quito, Ecuador. Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9859>
3. E.E STAFF. M.I.T (2004) *Circuitos magnéticos y transformadores*. Massachusetts, Estados Unidos de América: Reverte.
4. Enríquez, G. (2016) *Manual para la implementación de un modelo de gestión de mantenimiento para los equipos principales de generación de energía eléctrica de la central Paute Molino de CELEC EP Hidropaute*. (Tesis de maestría). Cuenca, Ecuador: Universidad del Azuay Recuperado de <http://201.159.222.99/bitstream/datos/6372/1/12538.pdf>
5. Fitzgerald, A., Kingsley, C. y Umans S. (2009) *Máquinas eléctricas*. 6ª edición. Georgia, Estados Unidos de América: MCGraw Hill.

6. Fravedsa. (5 de diciembre, 2014). Circuito equivalente del transformador. [Mensaje en un blog]. Recuperado de <http://ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com/2014/12/circuito-equivalente-transformador.htm>
7. García, S (2010). *Organización y gestión integral del mantenimiento*. Madrid, España: Albasanz.
8. Hyat, W. y Buck, J. (2012) *Teoría electromagnética*. 8ª edición. Georgia, Estados Unidos de América: McGraw Hill.
9. Jiménez, B. (2012) *Mantenimiento de Redes Eléctricas Subterráneas de baja tensión ELEE0109*. Antequera, España: IC Editorial.
10. Nettle, H. (1990). *Constitución y funcionamiento del transformador*. Barcelona, España: Marcombo. Recuperado de <http://www.sidalc.net/cgi-bin/wxis.exe/?IsisScript=BRE.xis&method=post&formato=2&cantidad=1&expresion=mfn=01244>
11. Magaña, A. y Cuamea, G. (2011) Propuesta de una estrategia de mantenimiento utilizando mantenimiento centrado en confiabilidad. *Avances de Investigación en Ingeniería en el Estado de Sonora*, 1(2), 21-24. Recuperado de: http://www.irsitio.com/refbase/documentos/20_MaganaBarajas+CuameaCruz2011.pdf
12. Mora, J. (2003) *Maquinas Eléctricas*. 5ª edición. Madrid, España: McGraw-Hill. Recuperado de

https://www.academia.edu/34821120/Maquinas_Electricas_5ta_Edicion_Jesus_Fraile_Mora

13. Moubray, J. (2004) *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)*. North Carolina, Estados Unidos de América: Aladon LLC.
14. Purcell, E. (2005) *Electricidad y Magnetismo*. Barcelona, España: Editorial Reverté. Recuperado de https://books.google.com.gt/books?hl=es&lr=&id=zAHCeKH4RYUC&oi=fnd&pg=PR5&dq=electricidad+y+magnetismo&ots=sZ0RTVRazy&sig=ym9tftgBPmhDOFWAkD4AupL5bzU&redir_esc=y#v=onepage&q=electricidad%20y%20magnetismo&f=false
15. Ramírez, C. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Bogotá, Colombia: Mejía Villegas S. A.
16. Resolución CNNE No 49-99. (1999) *Normas Técnicas del diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica*. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Guatemala
17. Resolución CNNE No 09-99. (1999). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución*. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Guatemala
18. Rodríguez, M. (2015) *Máquinas Eléctricas I – G862*. Cantabria, España: Universidad de Cantabria. Recuperado de https://ocw.unican.es/pluginfile.php/136/course/section/64/tema_04.pdf

19. Rojas, C. y Vera, N. (Agosto, 2013) ABMS Automatic BLAST for Massive Sequencing (ABMS). II Congreso Colombiano de Biología Computacional y Bioinformática. Congreso llevado a cabo en Manizales, Colombia.

20. Pérez, J., Miret, J., Caballero, M., y Espinosa, J. (2009). *Campo Magnético*. Alicante, España: Universidad de Alicante.
Recuperado de:
<http://rua.ua.es/dspace/handle/10045/16576#vpreview>