



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA UN DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO
ÓPTIMO PARA UN BANCO DE AUTOTRANSFORMACIÓN 230/69/13.8 KV 150 MVA DE
UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PROPIEDAD DE TRECESA**

Ismael Timoteo López Miranda

Asesorado por el Maestro Ing. Adolfo René Hernández Hernández

Guatemala, abril de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA UN DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO
ÓPTIMO PARA UN BANCO DE AUTOTRANSFORMACIÓN 230/69/13.8 KV 150 MVA DE
UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PROPIEDAD DE TRECESA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ISMAEL TIMOTEO LÓPEZ MIRANDA

ASESORADO POR EL MAESTRO ING. ADOLFO RENÉ HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ

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. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADORA	Inga. Ingrid Salomé Rodríguez de Loukota
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 UN DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO
ÓPTIMO PARA UN BANCO DE AUTOTRANSFORMACIÓN 230/69/13.8 KV 150 MVA DE
UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PROPIEDAD DE TRECESA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 10 de noviembre de 2020.

Ismael Timoteo López Miranda

Ref. EEPFI-1382-2020
Guatemala, 10 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: DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO ÓPTIMO PARA UN BANCO DE AUTOTRANSFORMACIÓN 230/69/13.8 KV 150 MVA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PROPIEDAD DE TRECSA**, presentado por el estudiante **Ismael Timoteo López Miranda** carné número **199811388**, 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.

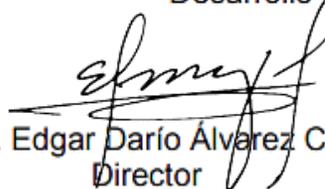
Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para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

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


INGENIERO
Adolfo René Hernández Hernández
ING. ELECTRICISTA
Colegiado No. 6366
Mtro. Adolfo René Hernández Hernández
Asesor


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
ESCUELA DE POSTGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA
DE GUATEMALA
Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Área
Desarrollo Socio-Ambiental y Energético


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCIÓN
ESCUELA DE POSTGRADO
Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



EEP-EIME-027-2020

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: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO ÓPTIMO PARA UN BANCO DE AUTOTRANSFORMACIÓN 230/69/13.8 KV 150 MVA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PROPIEDAD DE TRECSA**, presentado por el estudiante universitario Ismael Timoteo López Miranda, 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

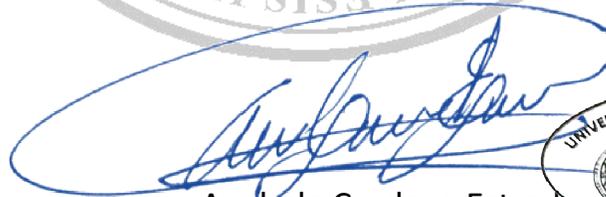


Guatemala, noviembre de 2020

DTG. 155-2021

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 en Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA UN DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO ÓPTIMO PARA UN BANCO DE AUTOTRANSFORMACIÓN 230/69/13.8 KV 150 MVA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PROPIEDAD DETRECSA**, presentado por el estudiante universitario: **Ismael Timoteo López Miranda**, 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 ser la fuente inagotable de sabiduría, amor, fidelidad y misericordia al permitir alcanzar este triunfo importante en mi vida.

Mis padres

Timoteo David López Orozco y Rogelia Ricarda Miranda Godínez, por creer en mí y haberme dado la oportunidad de seguir este sueño. Gracias por ser fuente de amor, comprensión y motivación incondicional.

Mis abuelos

Con eterno agradecimiento y oraciones en su memoria.

Mis hermanos

Samuel, Moisés y Rogelia López, muchas gracias por su motivación, apoyo y cariño.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por todas las bendiciones en mi vida.
Mi familia	Por el cariño, los consejos y el apoyo incondicional.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser mi casa de estudios en donde tuve la oportunidad de formarme académicamente.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme los conocimientos que me han permitido realizar este trabajo de graduación.
Escuela de Estudios de Postgrado	Por permitirme obtener mi carrera de pregrado.
Mis amigos	Por los momentos de alegría, tristeza, dificultades y logros compartidos.
Mi novia	Sildi Ordoñez, por su motivación apoyo y cariño.
Grupo Transformados	Por su cariño y apoyo incondicional.

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 pregunta central	8
3.4. Preguntas auxiliares	9
3.5. Delimitación del problema.....	9
4. JUSTIFICACIÓN	11
5. OBJETIVOS	13
5.1. General	13
5.2. Específicos.....	13
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE LA SOLUCIÓN.....	15

7.	MARCO TEÓRICO	17
7.1.	Fundamentos básicos y generalidades de transformadores o autotransformadores de potencia	18
7.1.1.	Transformador de potencia	18
7.1.2.	Principios básicos de operación	21
7.1.2.1.	Transformador elemental	21
7.1.2.2.	La relación de transformación	23
7.1.2.3.	El Transformador ideal en carga	23
7.1.2.4.	El transformador real en carga	24
7.1.3.	Clasificación de los transformadores.....	25
7.1.3.1.	Operación.....	25
7.1.3.2.	Utilización	25
7.1.3.3.	Número de fases	26
7.1.3.4.	Número de devanados	28
7.1.3.5.	Conexiones	28
7.1.4.	Diferencia entre transformador de potencia y autotransformador de potencia.....	28
7.2.	Tipos de mantenimiento	29
7.2.1.	Mantenimiento predictivo.....	30
7.2.2.	Mantenimiento preventivo	31
7.2.3.	Mantenimiento correctivo	31
7.3.	Factores involucrados en los mantenimientos de los transformadores de potencia y que repercuten en el buen o mal estado del equipo	31
7.3.1.	Cromatografía de gases.....	32
7.3.2.	Termografía infrarroja.....	33
7.3.3.	Detección y medición de descargas parciales.....	33
7.3.4.	Pruebas físicas, químicas y eléctricas en aceites aislantes	34

7.3.5.	Pruebas de resistencia de aislamiento en transformadores de potencia	35
7.3.6.	Pruebas de factor de potencia a transformadores de potencia	36
7.3.7.	Pruebas de corriente de excitación en transformadores de potencia	36
7.3.8.	Pruebas de boquillas	36
7.3.9.	Pruebas de relación de transformación y polaridad en transformadores de potencia	37
7.3.10.	Mantenimiento correctivo.....	37
	7.3.10.1. Secado de aislamiento	37
	7.3.10.2. Equipo para desgasificación y deshidratación de aceite aislante.....	38
7.4.	Procedimientos y protocolos	38
7.5.	Resultado del diseño de un plan de mantenimiento óptimo.....	39
8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	41
9.	METODOLOGÍA.....	43
9.1.	Características del estudio.....	43
	9.1.1. Diseño	43
	9.1.2. Enfoque	43
	9.1.3. Alcance.....	44
9.2.	Unidad de análisis.....	44
9.3.	Variables.....	44
9.4.	Fases del estudio.....	47
	9.4.1. Fase 1: revisión documental	47
	9.4.2. Fase 2: recolección de datos	48
	9.4.3. Fase 3: definición de parámetros.....	48

9.4.4.	Fase 4: desarrollo de estructura para análisis.....	48
9.4.5.	Fase 5: análisis de resultados	48
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	51
11.	CRONOGRAMA	53
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO.....	55
13.	REFERENCIAS	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Árbol de problemas	8
2.	Cronograma del trabajo de investigación	53

TABLAS

I.	Variables	45
II.	Factores involucrados	45
III.	Procedimientos óptimos	46
IV.	Protocolos óptimos.....	46
V.	Impacto del mantenimiento	47
VI.	Presupuesto para realizar la investigación	55

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
N1	Cantidad de espiras primarias
N2	Cantidad de espiras secundarias
e1	f.e.m instantánea primaria
e2	f.e.m instantánea secundaria
Φ_o	Flujo magnético
F	Frecuencia
F	Fuerza magnetomotriz
Hz	Hercio
kV	Kilovoltio
MVA	Megavoltiamperio
R	Resistencia magnética
E1	Valor eficaz de la f.e.m primaria
E2	Valor eficaz de la f.e.m secundaria
$t\partial\Phi/\partial t$	Variación del flujo con el tiempo

GLOSARIO

Aceite dieléctrico	Es un lubricante de bases minerales que, por sus características químicas, es ideal para la transmisión y el aislamiento de la electricidad.
Aislamiento	Es un material cuyas cargas eléctricas internas no pueden moverse causando una escasa magnitud de corriente bajo la influencia de un campo eléctrico
Arqueo	Descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa
Cromatografía de gases	Es una técnica cromatográfica en la que la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de un mechero de una columna cromatográfica.
Efecto corona	Es un fenómeno eléctrico que se produce por la ionización del gas que rodea a un conductor cargado.
Mantenimiento	Acciones que tienen como objetivo preservar un artículo o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo alguna función requerida.
SIN	Sistema Nacional Interconectado.

Sistema eléctrico	Conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.
Subestación eléctrica	Es una instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica.
TRECSA	Empresa Transportadora de Energía de Centro América, S.A.

RESUMEN

Actualmente, el sistema eléctrico de Guatemala está formado por la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, para que el sistema sea robusto, confiable y seguro, es necesario que toda la infraestructura esté en buen estado, ante lo anterior es necesario que los diseños de los mantenimientos de las líneas y subestaciones sean lo óptimas.

El presente diseño de investigación tiene como finalidad diseñar un plan de mantenimiento óptimo a un banco de autotransformación propiedad de TRECSA; para, de esa manera, garantizar que los activos de la empresa TRECSA sean confiables, seguros y robustos; adicionalmente, se pretende dar una buena imagen de la empresa.

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, en el sistema eléctrico son necesarios los transformadores, en la generación, transmisión y distribución; la razón por la cual son importantes estos equipos es porque pueden transformar niveles de tensión y con ello brindar y fortalecer la red de alta, media y baja tensión.

Las subestaciones eléctricas de alta tensión tienen entre sus principales equipos eléctricos de potencia a los transformadores de potencia, ya que estos son el corazón de una subestación con transformación.

Los transformadores de potencia son sometidos a una serie de mantenimientos durante su operación por las empresas propietarias de estos equipos, entre los cuales están los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos, algunos de estos mantenimientos son deficientes, lo cual repercute en sobre costo y tiempo, lo cual no lo tiene considerado la empresa; también, repercute en mala imagen para la empresa, ya que tienen que realizar otros mantenimientos que no están considerados dentro de la planificación anual, por lo que es de interés realizar esta investigación para conocer las causas y efectos y de esa manera diseñar un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECESA.

Actualmente, en Guatemala no hay una tesis integral que plantee el diseño de un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación con las características 230/69/13.8 kV 150 MVA de una

subestación eléctrica, por lo que será tema de interés realizar esta investigación para la empresa TRECESA y para el personal involucrado en el sector eléctrico.

En el presente estudio se habla la mayormente de transformadores de potencia, aunque los equipos en estudio son autotransformadores de potencia; lo anterior es debido a que los autotransformadores representan una clasificación de los transformadores de potencia.

2. ANTECEDENTES

Desde el punto de vista del mantenimiento de los sistemas eléctricos de generación, transmisión y distribución, existen necesidades detectadas para un gran número de empresas del sector; en la presente investigación se quiere diseñar un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECSA y de esa manera ayudar en algunos casos en los planes de mantenimientos deficientes que se tienen.

Actualmente, en Guatemala hay subestaciones con transformación y/o autotransformación y hay proyectos a futuro en los cuales son necesarios los transformadores y/o autotransformadores de potencia; por lo anterior es necesario dar a conocer algunos aportes para la investigación a través de la revisión de algunos documentos de estudio.

Actualmente, los mantenimientos se realizan de acuerdo con los lineamientos y protocolos establecidos; Tello y Gijon (2016) desarrollaron una metodología para la predicción de posibles fallas en un transformador de potencia con lo cual se empleará la cromatografía de gases en el aceite dieléctrico.

Tello y Gijon (2016) dan a conocer las principales fallas en los transformadores de potencia por los gases disueltos: arqueo, descargas parciales, efecto corona, falla eléctrica, falla térmica, sobrecargas y se da a conocer los métodos de la cromatografía de gases, técnicas para la predicción

de fallas en los gases, metodología para la predicción de fallas en los transformadores.

Cano y Sevilla (2015), en su trabajo doctoral, enfatizan en proteger a los transformadores de potencia ante las corrientes *inrush*, para ello utiliza interruptores de potencia con relé de mando sincronizado o relés de maniobra controlada.

Montané, Dorrbercker y Hernández (2011), en *El mantenimiento a los transformadores de potencia*, en su análisis en el caso de una central termoeléctrica cubana. El artículo está dirigido a la exposición del proceso de mantenimiento a los transformadores de potencia, el mantenimiento preventivo, las normativas de mantenimiento y las pruebas a transformadores de potencia, el mantenimiento predictivo, el análisis de gases disueltos en el aceite de transformadores.

De acuerdo con CITE energía (2019) hace uso del relé de mando sincronizado. El artículo analiza los efectos de la energización de un transformador de potencia ubicada en la S.E San José de 500kV, en particular, se muestra el efecto de la corriente *inrush* de energización del transformador sobre la onda de tensión en el momento de la energización, con y sin relé de mando sincronizado para el cierre del interruptor. Para las simulaciones de energización del transformador de potencia se utilizará el software de transitorios electromagnéticos ATP Draw V5.6 en el cual se pueden modelar detalladamente los parámetros eléctricos de la red en estudio.

La energización de grandes transformadores de potencia en un sistema eléctrico puede causar efectos negativos:

- La actuación indebida de la protección diferencial del transformador, deterioro del aislamiento y la estructura mecánica de soporte.
- Activar fenómenos de ferresonancia en determinadas condiciones topológicas de la red.
- Desconexión de cargas sensibles a las variaciones transitorias de tensión.

Es así como al no haber un equipo que limite la corriente *inrush*, la energización de un transformador de potencia puede ocurrir en cualquier punto de la onda de tensión, lo cual podría producir grandes corrientes *inrush*. La corriente *inrush* es también dependiente del flujo residual en el transformador en el momento de la energización. Existen varios métodos para reducir la corriente *inrush* de los transformadores durante la energización, en el Perú se tienen implementadas las resistencias de preinserción y los relés de mando sincronizado.

En su informe Enel, CODENSA (2004) establece los requisitos generales para diseño, fabricación, pruebas, transporte, montaje, pruebas en sitio durante la puesta en servicio e instrucciones para la operación y mantenimiento de transformadores de potencia a ser suministrados a CODENSA S.A ESP; la especificación técnica es la misma para transformadores o autotransformadores y en consecuencia estos términos deben entenderse como sinónimos.

Jiménez, Pérez y Santos (2009) desarrollan una técnica sistematizada en donde establece las pruebas y métodos de prueba para extender la vida útil de los transformadores de potencia. Como resumen de la información se tiene:

- Principios de funcionamiento
- Normatividad
- Metodología del mantenimiento preventivo
- Especificaciones de la prueba de campo

León (1999) realiza un estudio de los procedimientos y tareas que se deben cumplir en el transporte, la instalación, la puesta en servicio y el mantenimiento de los transformadores de potencia. Se analizarán las recomendaciones de los fabricantes y los suministradores de los equipos y se asociará con los procedimientos que se realizan por parte del personal técnico de las instituciones del sector eléctrico. Además, se pretende dar a conocer las normas o los procedimientos establecidos por la entidad rectora de la normalización en este país: el INEN en lo que respecta a las pruebas que se deben realizar en dichos transformadores.

Luego de la revisión de las bibliografías se puede resumir lo siguiente:

La mayoría de las investigaciones se enfocan a problemas de los transformadores de potencia, pero solamente específicamente en ciertos aspectos, la importancia de hacer esta investigación es para dar a conocer los inconvenientes del porque fallan estos equipos y hacer las correcciones debidas, ya sea en mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

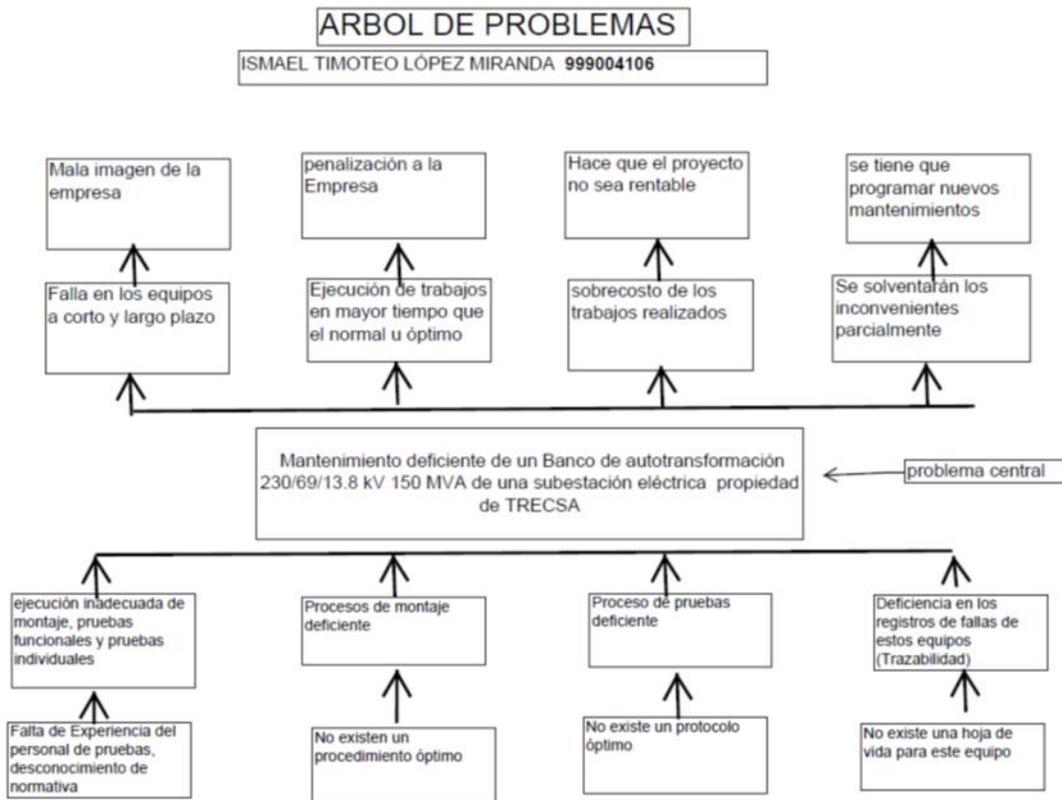
3.1. Contexto general

Actualmente, en el proyecto pet-1-2009 existen 3 bancos (3 unidades + 1 unidad de reserva) de autotransformadores de potencia de las características técnicas 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECOSA, los cuales están en operación y mantenimiento; esporádicamente estos equipos son sometidos a mantenimientos programados durante el año por la empresa y algunos no programados debido a inconvenientes o a fallas; el plan que se tiene actualmente de los mantenimientos no son del todo óptimos, lo cual repercute en tiempo y sobrecosto para la empresa; estos inconvenientes se han dado desde el momento en que fueron puesto en operación en el año 2015, ante lo anterior es necesario diseñar un plan de mantenimiento óptimo para estos equipos de potencia.

3.2. Descripción del problema

Lo que actualmente quiere resolverse es el mantenimiento deficiente en los autotransformadores de potencia; la posible causa es que no se tenga procedimientos y protocolos óptimos, otra posible causa es debido a que no se tenga una trazabilidad o registro de cada uno de estos equipos, otra posible causa es la inexperiencia del personal que contrate la empresa para realizar estos trabajos; todo lo anterior repercute en que a corto o mediano plazo los equipos fallen; también, repercute en que los proyectos no sean rentables debido a los sobrecostos y tiempos para reprogramar trabajos no realizados correctamente y a tiempo.

Figura 1. **Árbol de problemas**



Fuente: elaboración propia.

3.3. Formulación del problema pregunta central

- ¿Cómo mejorar el mantenimiento deficiente de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECSA?

3.4. Preguntas auxiliares

- ¿Qué factores están involucrados en el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA?
- ¿Cuáles son los procedimientos óptimos que se debe tener durante el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA?
- ¿Cuáles son los protocolos óptimos que se debe tener durante el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA?
- ¿Cuál es el impacto del mantenimiento óptimo de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA?

3.5. Delimitación del problema

Actualmente, los autotransformadores de potencia del sistema nacional interconectado en Guatemala son de varias clases y de varios tipos; para el presente estudio se realizará para un banco (3 unidades) de autotransformadores monofásicos con las características técnicas 230/69/13,8 kV 50 MVA + 1 de reserva con características técnicas similares a los 3 anteriores y que son propiedad de TRECSA.

4. JUSTIFICACIÓN

La línea de investigación de la maestría para el presente estudio es:

Nuevas tecnologías para generación y transmisión de energía eléctrica. Específicamente en: diseño, operación y regulación de proyectos energéticos con recursos no renovables.

Los equipos están compuestos de tecnología de punta y se utilizan actualmente en la parte de transmisión; se eligió el inciso b) porque los problemas de mantenimiento deficiente generan problemas en la etapa de operación y es debido a que no existe un diseño de un plan de mantenimiento óptimo.

En este caso el presente estudio estriba en: diseño de un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECSA.

Hay varias razones por las cuales es importante realizar el estudio dentro de la cuales se destaca lo siguiente: para no tener que reprogramar mantenimientos no considerados en la programación general, para no tener sobrecostos en los proyectos, para no dañar la imagen de la empresa, para no tener eventos a nivel nacional que repercuten con apagones en toda la ciudad de Guatemala y que sean producidos por los autotransformadores de potencia, para optimizar todos los recursos disponibles en el mantenimiento, para tener una hoja de vida de estos equipos y con ello facilitar el mantenimiento.

El resultado que se tendría es que contaría con equipos: confiables, seguros y robustos, los cuales vienen a dar seguridad al sistema nacional interconectado, buena imagen a la empresa, no se tendrían sobrecostos en los proyectos y no se darían fallas no deseadas.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Elaborar un diseño óptimo de mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECSA.

5.2. Específicos

- Identificar los factores involucrados en el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA.
- Definir los procedimientos óptimos que se debe tener durante el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA.
- Definir los protocolos óptimos que se debe tener durante el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA.
- Identificar el impacto del mantenimiento óptimo de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE LA SOLUCIÓN

Solución al mantenimiento deficiente de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECESA.

Satisface las siguientes necesidades:

- Mantener equipos en buen estado durante su operación, el cual mantiene el sistema nacional interconectado robusto, estable, confiable y seguro.
- Permitir un suministro estable de voltaje de alta tensión en 230 kV, en 69 kV y en 13.8 kV para los servicios propios (servicios auxiliares).
- Cumplir con los mantenimientos programados durante cada año.
- Buena imagen para la empresa.
- Hace que los proyectos sean rentables al optimizar costos y tiempo en los mantenimientos.
- Tener una trazabilidad de cada equipo de acuerdo con los registros de control (protocolos) de cada equipo.

En cuanto al esquema de solución, primero se identificará el problema que se estudiará; luego, se realizará la propuesta de métodos de análisis del problema en estudio; después, la realización del estudio propuesto; a continuación, la identificación y presentación de resultados, para finalmente identificar y presentar las recomendaciones.

7. MARCO TEÓRICO

La temática que se desea tratar en el estudio es el diseño de un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECESA, es fundamental realizar un buen mantenimiento bajo los criterios, las normas y los estándares de calidad; también, se desea abarcar aspectos fundamentales y específicos que podrán ser de mucha utilidad y esclarecimiento para la determinación y presentación de los resultados esperados, conclusiones y recomendaciones; no solo para el investigador, sino también para los lectores y para los interesados en realizar o saber de los planes de mantenimientos.

Se presentan cinco temáticas fundamentales para la introducción teórica del estudio propuesto, en las que no podría faltar la conceptualización de los transformadores de potencia; también, la descripción de cada uno de los diferentes tipos de mantenimientos para su entendimiento y análisis, seguido de los factores que intervienen en los mantenimientos, seguido de la verificación de los procedimientos y protocolos que intervienen durante la operación y los mantenimientos, finalmente se presenta el impacto del mantenimiento óptimo con respecto a tiempo y costo.

Según Mejía (2003), “los módulos de conexión a transformadores o autotransformadores pueden variar y depende de la topografía del terreno y de la distancia entre los patios de conexión” (p. 3).

7.1. Fundamentos básicos y generalidades de transformadores o autotransformadores de potencia

El principio básico de funcionamiento de un transformador es que una corriente variable en el devanado primario crea un flujo magnético variable en el núcleo del transformador y, por lo tanto, un flujo magnético variable en el devanado secundario.

7.1.1. Transformador de potencia

Los transformadores son esenciales en el sector eléctrico ya que son utilizados en la parte de generación, transmisión y distribución, para el caso de los transformadores utilizados en generación y transmisión son denominados transformadores de potencia, para el caso de la distribución son denominados transformadores de distribución.

El transformador es una máquina estática que por acoplamiento electromagnético entre dos o más arrollamiento permite efectuar una transferencia de energía entre estos, variando en general sus parámetros de entrada y salida a potencia aproximadamente constante.

Según Chapman (2000):

Un transformado es un dispositivo que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas no están (usualmente) conectadas en forma

directa. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo (p. 61).

Un transformador es un dispositivo de transformación de energía que transforma corriente (CA) o tensión en un nivel a CA y voltaje a otro nivel.

Un transformador puede convertir económicamente voltaje o corriente de niveles bajos a altos, o de niveles altos a bajos. El transformador generalmente consiste en dos o más bobinados aislados en un núcleo de hierro común. En aplicaciones industriales y comerciales, los transformadores se utilizan para reducir los voltajes de la tensión de servicio de servicios públicos a niveles de tensión de distribución más bajos o voltajes de utilización más bajos que pueden ser para una instalación o una planta.

Los transformadores son dispositivos muy fiables y pueden proporcionar servicio durante mucho tiempo si se mantiene y se mantiene con regularidad. Transformador costosas reparaciones y largo tiempo de inactividad. El mejor seguro contra transformador es asegurarse de que están correctamente instalados y mantenidos.

Un transformador es un sistema complejo en el cual se producen una gran variedad de fenómenos diferentes en forma simultánea, cuyos efectos interactúan entre sí.

Entre estos se enlistan:

- Eléctricos: se trata de una máquina de elevada eficiencia, cuyo objetivo final es la transformación de energía, que modifica para ello sus

parámetros eléctricos. Su circuito equivalente se puede resolver fácilmente mediante el empleo de ecuaciones simples de electrotecnia.

- Magnéticos: la transferencia de energía se realiza a partir del acoplamiento electromagnético entre dos o más arrollamientos, a partir de la existencia de un flujo magnético de magnitud variable en el tiempo.
- Hidráulicos: el interior del transformador consiste en un sistema hidráulico complejo cuyo compartimiento se rige por las leyes tradicionales de la mecánica de los fluidos. En este, según las condiciones operativas, se producen fluctuaciones de volumen del dieléctrico líquido relacionadas con sus cambios de temperatura y desplazamientos de este por convección, normalmente según un régimen laminar, pero que eventualmente puede llegar a alcanzar un régimen turbulento.
- Electrodinámicos: aunque se trata de una máquina eminentemente estática, los transformadores son dimensionales para soportar adecuadamente sin aflojamientos no deformaciones los esfuerzos mecánicos a los que son sometidos durante su operación y ante la ocurrencia de cortocircuitos pasantes de origen externo.
- Térmicos: los transformadores están diseñados para erogar su potencia nominal de diseño durante su ciclo de vida sin superar las temperaturas límites admisibles, producirá el envejecimiento acelerado de su sistema de aislamiento.
- Fisicoquímicos: durante su operación a lo largo de su ciclo de vida, el sistema de aislamiento papel-aceite se ve sometido a un envejecimiento

'normal' sin menoscabo de su vida útil prevista. Este envejecimiento puede verse acelerado por la influencia de factores tales como la temperatura, el agua y el oxígeno, los cuales aceleran el proceso de degradación fisicoquímica del sistema aislante.

Según Martín (1987), "Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas. Se puede considerar formado por tres partes principales: parte activa, parte pasiva y accesorios" (p. 13).

7.1.2. Principios básicos de operación

A continuación, se dan a conocer los principios básicos de operación de los transformadores de potencia.

7.1.2.1. Transformador elemental

El principio elemental de funcionamiento de los transformadores eléctricos se basa en un fenómeno electromagnético, consistente en la interacción de una bobina dentro de un campo magnético variable en el tiempo, lo cual genera una diferencia de potencial eléctrico en cada una de sus espiras, el cual induce en consecuencia una tensión entre sus bornes externos, proporcional al número de espiras.

Al aplicar tensión alterna sobre un arrollamiento con una cantidad de espiras N_1 , circulará por este una corriente I_0 (denominada corriente magnetizante), que creará una fuerza magnetomotriz o tensión magnética $F = N_1 \times I_0$.

Lo provoca un flujo Φ_0 también variable en el tiempo denominado flujo magnetizante (Ec. 1). La magnitud de este flujo Φ_0 dependerá de la reluctancia o resistencia magnética R del circuito magnético a atravesar, según $\Phi_0 = F_{mm}/R$.

El flujo interactúa sobre ambos arrollamientos generando fuerzas electromotrices (f.e.m) proporcionales a su número de espiras N1 y N2 con los cual sus valores instantáneos son:

$$e_1 = N_1 \times \partial\Phi/\partial t \text{ y } e_2 = N_2 \times \partial\Phi/\partial t \quad \text{Ec. 1}$$

Por aplicación de la ley de Faraday, el valor eficaz de estas fuerzas electromotrices será:

$$E_1 = 2 \times \frac{\pi}{\sqrt{2}} \times f \times N_1 \times \Phi_0 = 4,44 \times f \times N_1 \times \Phi_0 \quad \text{Ec. 2}$$

$$E_2 = 2 \times \frac{\pi}{\sqrt{2}} \times f \times N_2 \times \Phi_0 = 4,44 \times f \times N_2 \times \Phi_0 \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

- Φ_0 : flujo magnetizante
- e_1 : f.e.m instantánea primaria
- E_1 : valor eficaz de la f.e.m primaria
- N_1 : cantidad de espiras primarias
- f : frecuencia
- $\partial\Phi/\partial t$: variación del flujo en el tiempo t
- e_2 : f.e.m instantánea secundaria
- E_2 : valor eficaz de la f.e.m secundaria

- N2: cantidad de espiras secundarias

7.1.2.2. La relación de transformación

En un transformador ideal, dado que $E_1 = 4,44 \times f \times N_1 \times \Phi_0$ y $E_2 = 4,44 \times f \times N_2 \times \Phi_0$, en vacío se tendrá que:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = r_t \quad \text{Ec. 4}$$

La relación de transformación r_t está dada por la relación de las fuerzas electromotrices inducidas por el flujo magnético variable Φ_0 en los arrollamientos primario y secundario del transformador, principio básico en el cual se basa el funcionamiento del transformador. Se elige adecuadamente la relación entre el número de espiras de los arrollamientos primario y secundario, puede obtenerse en el secundario la tensión deseada, a partir de una tensión dada en el primario.

7.1.2.3. El transformador ideal en carga

Se asume arrollamientos sin resistencia ($r = 0$), núcleos sin pérdidas ($P_{fe} = 0$), permeabilidad relativa del núcleo infinita ($\mu_{Fe} = \infty$).

Al no tener resistencia los arrollamientos, en estos no se produce caídas de tensión y las fuerzas electromotrices E resultan iguales a las tensiones U en los bornes.

Al no tener resistencia los arrollamientos, es que en los mismos no se producirán pérdidas por efecto Joule, también denominadas pérdidas en el cobre P_{cu} .

Como no hay pérdidas en núcleo, también denominadas pérdidas en el hierro P_{Fe} , el transformador ideal no tiene pérdidas de ningún tipo y la potencia de salida P_2 es igual a la de entrada P_1 o sea que su rendimiento es del 100 %.

Se supone que, en el transformador ideal, el flujo generado por el arrollamiento primario es totalmente concatenado por el arrollamiento secundario, por lo cual no existe flujo disperso.

7.1.2.4. El transformador real en carga

Las diferencias entre los transformadores ideales y los reales nos son muy grandes, y en algunos casos particulares, a estos últimos se los puede considerar como casi ideales (sobre todo para el caso de los transformadores de potencia, por tratarse de máquinas de muy elevada eficiencia).

Para el análisis del transformador en régimen de carga se realizará en el desarrollo de la tesis.

En subestaciones exteriores al planificar el diseño de un transformador, hay que considerar una serie de requisitos. Se considera que todos los transformadores de potencia que contienen aceite BS 148 o IEC 60296 representan un riesgo potencial de incendio y la conciencia de esto debe ser una consideración primordial al diseñar una subestación transformadora. Deben ubicarse de tal manera que, en caso de que un transformador inicie un incendio, este se limitará al propio transformador y sus equipos auxiliares inmediatos y no

involucrará ninguna otra unidad o equipo, cableado o servicios asociados con cualquier otra unidad.

7.1.3. Clasificación de los transformadores

A continuación, se realiza una clasificación de los transformadores de acuerdo con su operación, utilización, número de fases, número de devanados y conexiones.

7.1.3.1. Operación

Se refiere a la energía que manejan dentro del sistema eléctrico y se clasifican en:

- Transformadores de distribución: los que tienen capacidad desde 3 kVA y voltajes hasta 34.5 kV.
- transformadores de potencia: los que tienen capacidad superior a 500 KVA y voltajes hasta 400 kV

7.1.3.2. Utilización

De acuerdo con la posición que ocupan dentro del sistema eléctrico, tenemos lo siguiente:

- Transformador para generador: son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador en el cual se eleva el voltaje producido por este para enviar la energía a través de las líneas de transmisión.

- Transformador de subestación: son transformadores de potencia que se conectan en diferentes puntos de las líneas de transmisión para reducir el voltaje a niveles requeridos por la red eléctrica (subtransmisión).
- Transformador de distribución: estos reducen el voltaje de subtransmisión a valores utilizables en zonas de consumo comercial y doméstico.
- Transformadores especiales: son transformadores de potencia de distribución diseñados para aplicaciones no incluidas en las anteriores, estas pueden ser: transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico o de inducción, transformadores desfasadores, transformadores para la industria minera, autotransformadores, reguladores de voltaje, rectificadores limitadores de corriente y otros.

7.1.3.3. Número de fases

Depende de las características del sistema al que se conectarán, pueden ser:

- Monofásicos: transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y a neutro o tierra. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión. Se representan por el símbolo 1Φ .
- Trifásicos: transformadores de potencia o de distribución que son conectados a tres líneas o fases y pueden estar o no conectados a

neutro o tierra común. Tienen tres devanados de alta tensión y tres devanados de baja tensión. Se representan por el símbolo 3Φ .

Según Mora (2003), la transformación de tensiones y corrientes en los sistemas trifásicos puede realizarse de dos maneras distintas. La primera de ellas consiste en emplear un transformador monofásico cada una de las tres fases, de tal manera que se formen circuitos magnéticos independientes (p. 18).

Aspectos de limitaciones dimensionales y de peso en el lugar, restricciones de transporte y accesibilidad, costos de componentes y confiabilidad principalmente, determinan la elección de un transformador trifásico o un banco de unidades monofásicas.

Como aproximación general, un banco trifásico conformador por tres transformadores monofásicos cuesta alrededor de $1 \frac{1}{2}$ veces el valor de un transformador trifásico para la misma potencia expresadas en MVA.

Por motivos económicos generales, la mayoría de las estaciones transformadoras de hasta 500 kV suelen emplear normalmente transformadores trifásicos.

Transformadores monofásicos pueden ser especificados para centrales hidráulicas por restricciones de transporte y limitaciones de espacio en el lugar. En grandes centrales nucleares, por determinaciones de riesgo generalmente se opta por el uso de transformadores monofásicos.

El reemplazo de una unidad monofásica fallada toma mucho menos tiempo que el que se demandaría para el caso de un transformador trifásico,

reduce tiempos de indisponibilidad del sistema y ahorra costos y recursos asociados considerables.

Los transformadores de muy alta tensión (750, 1000kV) son monofásicos porque en unidades trifásicas no resulta sencillo alcanzar las distancias libres en aire requeridas.

7.1.3.4. Número de devanados

A continuación, la clasificación de acuerdo con el número de devanados: Un devanado (autotransformador), dos devanados (transformador) y tres o más devanados.

7.1.3.5. Conexiones

A continuación, la clasificación de acuerdo con las conexiones entre alta, baja y terciario según sea el caso: conexión estrella-estrella, conexión estrella-estrella con terciario, conexión delta-delta, conexión delta-estrella, conexión estrella-delta, conexión T-T, conexión Zig-Zag y autotransformador.

7.1.4. Diferencia entre transformador de potencia y autotransformador de potencia

Un autotransformador es un transformador especial que para cada fase tiene un único devanado que actúa a la vez de primario y secundario.

Al tener un solo devanado para el primario y el secundario un autotransformador tiene menos pérdidas, lo que supone un mejor rendimiento.

El principal inconveniente de un autotransformador es que no existe aislamiento entre los circuitos primario y secundario de cada fase, es decir, no existe separación galvánica.

En un transformador normal los dos devanados de una fase están aislados entre sí. Son circuitos que están ligados a través de un campo magnético, pero eléctricamente están separados.

Sin embargo, en un autotransformador este aislamiento no existe; pues se trata del mismo devanado que actúa a la vez como primario y secundario.

En definitiva, los autotransformadores permiten aumentar o disminuir la tensión en lugares donde no se precise el aislamiento de la red.

La idea de dar a conocer la diferencia de un autotransformador y de un Transformador es porque el presente estudio se hace referencia a un banco de autotransformadores con las características técnicas 230/69/13.8 KV 150 MVA.

7.2. Tipos de mantenimiento

Las pérdidas financieras por procesos productivos interrumpidos debido a la falla de un transformador en un sistema eléctrico tienen consecuencias muy costosas.

Para garantizar la continuidad y la confiabilidad en la operación de un transformador de un sistema eléctrico se debe: predecir-prevenir y corregir.

Por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica de su aceite. Sin embargo, se sabe ahora que

pruebas como eléctricas de campo, pruebas SFRA, DFR, análisis físico químico y cromatográfico del aceite, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador.

Recientemente, el análisis de gases generados en el interior del transformador mediante cromatografía de gases se ha constituido en una herramienta útil a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación.

Un transformador con su sistema de mantenimiento adecuado será capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobrevoltajes debido a maniobras o a descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros.

7.2.1. Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento (preventivo y correctivo) para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Esto exige técnicas de revisión y pruebas más avanzadas para determinar con mejor certeza la condición del equipo y control más riguroso para lograr la planeación correcta y efectuar las revisiones verdaderamente necesarias.

7.2.2. Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, al mismo tiempo que prolongar los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo.

En general, logra su objetivo, pero actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados.

7.2.3. Mantenimiento correctivo

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que todo el trabajo es hecho sobre una base de emergencia la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra y en excesivas interrupciones.

7.3. Factores involucrados en los mantenimientos de los transformadores de potencia y que repercuten en el buen o mal estado del equipo

Las fallas a transformadores se dan por dos razones principales:

- Calidad del aislamiento: componente contaminado que provoca descargas, calentamiento.
 - Contaminación, corrosión humedad

- Integridad física: algo deformador que no opera dentro de las especificaciones consecuentemente fallado.
 - Deformado, en corto

Según Gill (2009), los factores que deben tenerse claramente en cuenta al ubicar los transformadores de tipo seco son la accesibilidad, la ventilación y las condiciones atmosféricas. Los transformadores ventilados de tipo seco normalmente están diseñados para aplicaciones en interiores en lugares secos. Funcionarán con éxito donde la humedad pueda ser alta, pero en esta condición puede ser necesario tomar precauciones para mantenerlos secos si se apagan durante períodos apreciables. Deben evitarse los lugares donde gotea agua. Si esto no es posible, se debe proporcionar protección adecuada para evitar que entre agua en la caja del transformador (p. 45).

Para el caso de los autotransformadores de potencia 230/69/13.8 kV que serán parte de la presente investigación, están fabricados e instalados en la intemperie, estos bancos de autotransformación pertenecen a la subestación eléctrica San Agustí, Morales e Izabal, los cuales están ubicados en el departamento de Izabal.

7.3.1. Cromatografía de gases

Actualmente, los mantenimientos se realizan de acuerdo con lineamientos y protocolos establecidos, Tello y Gijon (2016) desarrollan una metodología para la predicción de posibles fallas en un transformador de potencia se emplea la Cromatografía de gases en el aceite dieléctrico.

Tello y Gijon (2016), en su trabajo de graduación, dan a conocer las principales fallas en los transformadores de potencia por los gases disueltos de lo que se puede indicar: arqueo, descargas parciales, efecto corona, falla eléctrica, falla térmica, sobrecargas y se da a conocer los métodos de la cromatografía de gases, técnicas para la predicción de fallas en los gases, metodología para la predicción de fallas en los transformadores.

7.3.2. Termografía infrarroja

La termografía está basada en que todos los cuerpos radian energía, cuya longitud de onda está ubicada en el espectro infrarrojo y el equipo de termovisión es capaz de transformar las radiaciones emitidas por los cuerpos, en imágenes semejantes al de una televisión.

7.3.3. Detección y medición de descargas parciales

En la generalidad de los casos, la falla severa de un dispositivo va asociada a una falla de sus aislamientos, aun cuando la tecnología actual de los materiales, los procesos de fabricación y las pruebas a nivel laboratorio han mejorado los márgenes de seguridad en los productos.

Las descargas parciales son descargas eléctricas que ocurren dentro del sistema de aislamiento (sólido, líquido, gaseoso o compuesto) de los equipos eléctricos de manera que solamente puentea parcialmente el aislamiento entre los electrodos.

Las descargas parciales se pueden clasificar en tres grandes grupos que son: descargas parciales internas, descargas parciales superficiales y descargas parciales por corona.

7.3.4. Pruebas físicas, químicas y eléctricas en aceites aislantes

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender qué se mide y qué criterio seguir con los resultados obtenidos. La finalidad de un aceite aislante usado en el equipo eléctrico de transformadores es la de proveer un aislamiento eléctrico adecuado y un medio refrigerante, o sea, disipar el calor generado en el equipo. Como aislante eléctrico tiene la finalidad de evitar la fuga de electrones desde los conductores ya que se caracteriza por la escasez de electrones libres en su estructura química.

Según Dominelli (2019), un nuevo enfoque de la interpretación de DGA, el análisis de gas en aceite disuelto (DGA) es la técnica de diagnóstico más utilizada para transformadores de potencia. Se ha convertido en el estándar de la industria y lo aplican la mayoría de las empresas de servicios públicos en todo el mundo. La interpretación de los resultados de las pruebas generalmente sigue las pautas de IEEE, IEC o CIGRE. Estas pautas se utilizan para evaluar el tipo y la gravedad de una falla bien desarrollada. El procedimiento a veces falla si se utilizan métodos de relación, y hay dificultades sustanciales si existe más de una falla en una unidad.

También existe la necesidad de utilizar los datos de monóxido de carbono, dióxido de carbono y contenido de humedad de manera más eficaz. Este enfoque reconoce que los gases disueltos resultan de la acción combinada de una o más condiciones de falla durante un período de tiempo. Se ha podido calcular los niveles de cinco condiciones de falla a partir de los datos DGA utilizando un algoritmo patentado (vector). Esto se ha logrado a partir de definir

cuidadosamente las condiciones de falla y sus características de evolución del gas.

Los tipos de fallas en la versión actual de vector son arco eléctrico, descargas parciales, pirólisis de metal / aceite, aceite y celulosa sobrecalentados. La gravedad de cada condición de falla se puede evaluar al utilizar tablas de nivel DGA en IEEE C57.104 o algún otro estándar. Esto facilita la identificación de los principales tipos de fallas, su contribución y gravedad para todos los resultados de DGA.

Estos nuevos niveles de condición se grafican fácilmente para mostrar tendencias a largo plazo y pueden ayudar a evaluar la confiabilidad del aislamiento. Se ha aplicado con éxito esta técnica a varios transformadores en el sistema BC Hydro y se ha validado los resultados con interpretaciones de expertos e inspecciones reales de equipos retirados del servicio. Este nuevo enfoque también se ha probado con una gran cantidad de historias de casos publicados. Se presentan algunos ejemplos nuevos para demostrar el valor de este enfoque.

Algunas de las pruebas realizadas a los aceites son la siguientes: análisis fisicoquímico, contenedor de inhibidor, análisis de gases disueltos (cromatografía de gases), furanos y grado de polimerización

7.3.5. Pruebas de resistencia de aislamiento en transformadores de potencia

Al igual que la prueba de factor de potencia, este ensayo sirve para determinar la calidad del aislamiento de los transformadores, en este caso se inyecta al transformador una tensión DC la cual se sostiene por un periodo de

tiempo de entre 1 y 10 minutos para así determinar los índices de polarización y absorción los cuales son indicadores de la presencia de humedad y/o partículas contaminantes en el aislamiento.

7.3.6. Pruebas de factor de potencia a transformadores de potencia

Los valores arrojados por esta prueba deben ser conservados y tomarse como referencia para determinar la humedad y el envejecimiento de los aislamientos con el transcurso del tiempo. Debe registrarse también la temperatura a la cual fue realizada la medición. Es recomendable realizar prueba de factor de potencia de aislamiento al aceite aislante.

7.3.7. Pruebas de corriente de excitación en transformadores de potencia

En esta sección se dará a conocer las pruebas de corriente de excitación en transformadores de potencia.

7.3.8. Pruebas de boquillas

En el documento de la Comisión Federal de Electricidad (2001) *Falla en boquilla de transformador* debido a una falla ocurrida en la boquilla de la fase C, con las mediciones del espectro impedancia de dispersión e impedancia a 60 Hz. El método de análisis con respecto a la frecuencia se realiza al aplicar señales de tensión y corriente constante para lo cual se varia la frecuencia logarítmicamente de 20 HZ a 1 MHz, con lo cual se obtiene con ello los parámetros eléctricos de impedancia, inductancia y reactancia de fuga por

devanado de alta tensión (H1H0, H2H0, H3H0) y baja tensión (x1x2, x2x3, x1x3).

7.3.9. Pruebas de relación de transformación y polaridad en transformadores de potencia

Según ABB TrafoServ Handbook (2018), muchos usuarios de *bushing* hacen que sea una práctica para medir el factor de potencia UST y la capacitancia en el momento de la instalación. Se respalda esta práctica y se discute con más detalle bajo el título de *Mantenimiento*. Cuando se realizará una conexión al grifo de tensión, ya sea para su uso con un dispositivo potencial o para la medición del factor de potencia, abrir la carcasa y quitar la cubierta del grifo. Montar la posible conexión del dispositivo o proceder con la medición del factor de potencia. Una vez completada la medición del factor de potencia y si no hay conexión a un dispositivo potencial, retire la conexión de prueba y cierre la carcasa con lo cual reemplaza la cubierta del grifo. Asegúrese de que la cubierta está apretada.

7.3.10. Mantenimiento correctivo

El objetivo de cualquier empresa es aumentar los niveles de productividad de las maquinarias para ofrecer productos dentro del tiempo de entrega estipulado y satisfacer a la clientela.

7.3.10.1. Secado de aislamiento

Con los nuevos voltajes de transmisión cada vez más elevados, el secado casi perfecto de los transformadores ha tomado una importancia vital para la instalación y operación de estos.

7.3.10.2. Equipo para desgasificación y deshidratación de aceite aislante

Normalmente, se remiten a la planta de regeneración de aceite, lotes de este con diferentes estados de degradación; no obstante, estos se regeneran a niveles de operación confiable tanto en sus características químicas como eléctricas.

7.4. Procedimientos y protocolos

La idea de tener un procedimiento es para tener claro los pasos a seguir para realizar una actividad, tarea o proceso durante un mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo y de esa manera verificar que no haga falta ningún recurso, ninguna medida de seguridad y se tenga todo claro; a continuación, se describe parte de la información que debe tener un procedimiento.

- Objeto.
- Alcance.
- Definiciones.
- Responsabilidades.
- Equipos y herramientas.
- Elementos de protección personal.
- Señalización.
- Documentos de referencia.
- Ejecución de la actividad (actividades previas, condiciones generales, desmontaje, montaje, pruebas, puesta en servicio de autotransformadores de potencia).
- Controles de seguridad, salud en el trabajo y ambiente.

La idea de tener un protocolo es para que se pueda diligenciar o registrar los valores obtenidos durante la prueba, además se utiliza para tener una trazabilidad específica de cada equipo, también es importante el protocolo ya que en ella están descrito lo valores garantizados de norma, diagrama de la prueba y criterios de aceptación de la prueba a continuación se describe parte de la información que debe tener un protocolo: nombre del protocolo, datos básicos del equipo a ser probado, datos básicos del equipo o equipos que se utilizarán para las pruebas, norma a utilizarse, casillas disponibles para anotar los valores obtenidos, diagrama de la prueba si aplica y firma de las personas responsables.

7.5. Resultado del diseño de un plan de mantenimiento óptimo

En esta sección se da a conocer los resultados del plan de mantenimiento y esto es con base en el diseño o diseños analizados, con base en los costos verificados, con base en el tiempo y finalmente una comparativa de tiempo y costo con relación a los diferentes diseños de planes de mantenimiento.

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y FORMULACIÓN DE PREGUNTAS

ORIENTADORAS

OBJETIVOS E HIPÓTESIS (CUANDO PROCEDA)

RESUMEN DE MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. FUNDAMENTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES DE TRANSFORMADORES
 - 1.1. Antecedentes de los transformadores de potencia
 - 1.2. Principios básicos de operación
 - 1.3. Clasificación de los transformadores de potencia
 - 1.4. Diferencia entre transformador de potencia y autotransformador de potencia.

2. FACTORES Y EVENTOS INVOLUCRADOS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA
 - 2.1. Tipos de mantenimiento
 - 2.1.1. Mantenimiento predictivo
 - 2.1.2. Mantenimiento preventivo
 - 2.1.3. Mantenimiento correctivo

3. PROPUESTA Y ANÁLISIS DE PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS

- 3.1. Procedimiento y protocolos del proceso de montaje de los autotransformadores de potencia.
- 3.2. Procedimiento y protocolo del proceso de pruebas primarias o individuales de los autotransformadores de potencia.
- 3.3. Procedimiento y protocolos de energización y puesta en servicio de los autotransformadores de potencia.
- 3.4. Procedimiento y protocolos de corrección de fallas debido a fallas de los autotransformadores de potencia.

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

9.1. Características del estudio

A continuación, se detallan los elementos metodológicos que se considerarán en el diseño de mantenimiento óptimo.

9.1.1. Diseño

El diseño adoptado será no experimental, pues no se hará manipulación de las variables que forman parte de este estudio, es decir los datos recopilados y la información de los mantenimientos que se ejecutan actualmente por la empresa se analizará en su estado original sin ninguna manipulación; además la información servirá para diseñar el plan de mantenimiento óptimo. También, será transversal pues se estudiará su ocurrencia en un tiempo específico y una única vez.

9.1.2. Enfoque

El enfoque del estudio propuesto está dividido en dos etapas, en una primera etapa será cuantitativo ya que se basará en el análisis del diseño de un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA, para lo cual se verificarán los protocolos y procedimientos que actualmente tiene la empresa TRECSA, es decir el análisis del comportamiento e interacción entre las variables, posteriormente en una segunda etapa tendrá un enfoque cualitativo al verificar

los resultados obtenidos si el diseño del plan de mantenimiento es óptimo debido a la implementación de los procedimientos y protocolos nuevos.

La metodología utilizada será tanto cualitativa como cuantitativa.

9.1.3. Alcance

El alcance es descriptivo analítico, dado que se utilizará información de mantenimientos que se utilizan actualmente por la empresa, y a partir de la información recopilada se analizará; luego, se describirá un diseño de un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECSA.

9.2. Unidad de análisis

La unidad de análisis o población en estudio son las subestaciones eléctricas con las características 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA, dentro de las cuales se tendrá la sub-población que serán los autotransformadores de potencia con las características técnicas 230/69/13.8 kV 150 MVA, de las cuales se extraerán muestras de información documental con relación a los mantenimientos que se realizan actualmente para ser estudiados en su totalidad.

9.3. Variables

Las variables en estudio se describen a continuación:

Tabla I. **Variables**

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Factores involucrados	Se refiere a cada uno de los elementos que influyen en realizar un buen o mal mantenimiento	Numero continuo, relación entre número de factores involucrados y número de fallas
procedimientos	Cantidad de procedimientos involucrados en el plan de mantenimiento	Conteo, número discreto
protocolos	Cantidad de protocolos involucrados en el plan de mantenimiento	Conteo, número discreto
Impactos del mantenimiento	Se refiere a cada uno de los efectos producidos debido a un mantenimiento óptimo	Numero continuo, relación entre costo y tiempo

Fuente: elaboración propia.

- Variables
 - ¿Qué factores están involucrados en el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA?

Tabla II. **Factores involucrados**

	Variable	categórica		Manipulable	Observable	Nivel de medición
		Discreta	Continua			
pregunta1	Factores involucrados		X		X	cantidad
	Número de fallas durante operación		X		X	cantidad

Fuente: elaboración propia.

- ¿Cuáles son los procedimientos óptimos que se debe tener durante el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA?

Tabla III. **Procedimientos óptimos**

	Criterio	Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de medición
	Variable	Discreta	Continua			
pregunta2	Número de procedimientos	X			X	Cantidad
	Equipos en buen estado	X			X	Cantidad

Fuente: elaboración propia.

- ¿Cuáles son los protocolos óptimos que se debe tener durante el mantenimiento de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA?

Tabla IV. **Protocolos óptimos**

	Criterio	Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de medición
	Variable	Discreta	Continua			
pregunta3	Número de protocolos	X		X		Cantidad
	Equipos en buen estado	X		X		Cantidad

Fuente: elaboración propia.

- ¿Cuál es el impacto del mantenimiento óptimo de un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA propiedad de TRECSA?

Tabla V. **Impacto del mantenimiento**

	Variable	Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de medición
		Discreta	Continua			
pregunta4	Impacto del mantenimiento		X		X	observable
	Costo y tiempo		X		X	Cantidad

Fuente: elaboración propia.

9.4. Fases del estudio

Se presentan las fases en las que se realizará el estudio de Diseño de un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECSA.

9.4.1. Fase 1: revisión documental

En esta fase se realizará la recopilación de la información que se tiene actualmente en TRECSA con relación a los mantenimientos que se realizan en los autotransformadores de potencia y de acuerdo con los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos.

9.4.2. Fase 2: recolección de datos

En esta fase se verificará y analizará cada uno de los factores que se ven involucrados en los mantenimientos que realiza TRECSEA y que repercuten en inconvenientes y fallas de los autotransformadores de potencia, con ello se determinará el plan de mantenimiento a diseñar.

9.4.3. Fase 3: definición de parámetros

En una tercera fase se definirán los procedimientos y protocolos que se utilizarán o servirán de guía para diseñar el plan de mantenimiento óptimo.

9.4.4. Fase 4: desarrollo de estructura para análisis

En una cuarta fase se desarrollará el plan de mantenimiento óptimo, para ello tomará en cuenta factores, procedimientos, protocolos, información, de lo cual se ha realizado en las fases 1, 2, y 3.

9.4.5. Fase 5: análisis de resultados

En la fase final se analizará el impacto que se obtiene con respecto a tiempo y costo a la hora de tener un diseño de un plan de mantenimiento óptimo en los autotransformadores de potencia.

Con el cumplimiento de las cinco fases anteriormente descritas se pretende cubrir el alcance propuesto para el diseño de un plan de mantenimiento óptimo para un banco de autotransformación 230/69/13.8 kV 150 MVA de una subestación eléctrica propiedad de TRECSEA y cuyos

resultados permitan establecer la optimización de recursos y que la operación del proyecto PET-1-2009 sea robusto, seguro y confiable.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Las técnicas de análisis que se utilizarán son de tipo descriptivo, análisis de información bibliográfica y que se tiene actualmente, análisis de antecedentes relacionados a la investigación, transcripción y análisis de información obtenida. La información será recopilada, organizada, analizada y presentada de acuerdo con las siguientes herramientas:

- Organización de datos
- Tablas
- Procedimientos
- Protocolos

Para la fase 1, se utilizará la técnica de observación, para listar todos los factores involucrados en los mantenimientos y que se consideran dentro del alcance de esta investigación. Posteriormente, se categorizarán de acuerdo con un análisis de criticidad para hacer una selección de la información.

En la fase 2, se realizarán un análisis para verificar que factores son los que afectan los planes de mantenimientos y de esa manera consolidar la base de datos los autotransformadores de potencia. Esta información se consolidará en una tabla de Microsoft Excel®, la cual será utilizada posteriormente para realizar los planes adecuados.

En la fase 3, se tomará la información obtenida de los análisis de la fase 2 y con base en ellos se establecerán los protocolos y procedimientos de mantenimiento pertinentes para los autotransformadores de potencia. Se

presentarán de forma secuencial de acuerdo con las necesidades, en tablas y formatos identificables para los equipos y a través de un cronograma de trabajo realizado en Excel, para garantizar el plan de cumplimiento de los tiempos en la programación de los mantenimientos.

En la fase 4, se desarrollará la metodología de divulgación, la cual se considera a través de documentos impresos sintetizados que garanticen la agilidad de hacer llegar la información adecuadamente a la empresa TRECSA y a terceros interesados.

11. CRONOGRAMA

Figura 2. **Cronograma del trabajo de investigación**

CRONOGRAMA TRABAJO DE GRADUACIÓN	29/10/2020	2/04/2021
Arprobación de protocolo	29/10/2020	29/10/2020
Fase 1: Revisión Documental	2/11/2020	13/11/2020
Fase 2 Recolección de datos	16/11/2020	16/12/2020
Verificación y análisis de factores		
Fase 3: Definición de Parámetros	17/12/2020	7/01/2021
Fase 4: Desarrollo de estructura para Análisis	8/01/2021	9/02/2021
Fase 5: Análisis de Resultados	10/02/2021	11/03/2021
Presentación de resultados	12/03/2021	18/03/2021
Discusión de resultados	19/03/2021	24/03/2021
Redacción de resultados	25/03/2021	30/03/2021
Redacción de Recomendaciones	31/03/2021	31/03/2021
Redacción del informe final	1/04/2021	2/04/2021

Fuente: elaboración propia.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Para la elaboración del estudio de investigación, es necesario considerar los recursos para llevarla a cabo: el tiempo dedicado para su desarrollo, recurso humano para realización de análisis y procesamiento de información, todo con el fin de contar con la disponibilidad necesaria.

El presupuesto para la investigación se muestra en la tabla VI que detalla el costo por honorarios de asesor, internet, energía eléctrica, entre otros. Cabe mencionar que todos los costos que implica el desarrollo de la investigación serán de financiamiento propio.

Tabla VI. **Presupuesto para realizar la investigación**

FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO					
Descripción	Recurso	Costo	Cantidad	TOTAL	Fuente Financiamiento
Gasolina o Uber	Suministro	Q500.00	1	Q500.00	propia
Honorarios Estudiante	Humano	Q0.00	1	Q0.00	propia
Honorarios Asesor	Humano	Q2,000.00	1	Q2,000.00	propia
varios	Suministro	Q200.00	1	Q200.00	propia
Equipo de computación	Equipo	Q2,000.00	1	Q2,000.00	propia
Internet	Suministro	Q500.00	1	Q500.00	propia
Impresiones	Equipo	Q500.00	1	Q500.00	propia
Resma de Papel	Suministro	Q500.00	1	Q500.00	propia
Energia Eléctrica	Suministro	Q500.00	1	Q500.00	propia
Celular	Equipo	Q1,500.00	1	Q1,500.00	propia
subtotal				Q8,200.00	
IMPREVISTOS 5 %				Q410.00	
TOTAL				Q8,610.00	

Fuente: elaboración propia.

13. REFERENCIAS

1. ABB. *ABB Trafoserv Handbook*. (2018). Zurich, Suiza: Brice Koch. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/394880473/ABB-TrafoServ-Handbook-LOW-Aug06-3-pdf>
2. Anglhuber, M. y Krüger, M. (2014). *Análisis dieléctrico de transformadores de potencia de alta tensión*. Austria:OMICRON. Recuperado de <https://docplayer.es/96843065-Analisis-dielectrico-de-transformadores-de-potencia-de-alta-tension.html>
3. Brambila, D. y C. Gijon, L. (2016). *Predicción de fallas en los transformadores de potencia mediante la técnica de cromatografía de gases*. (Tesis de licenciatura). Instituto Politécnico Nacional, México. Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/21906/Tesis%20completa-07-11-15.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
4. Cano, R. (2015). *Aportaciones a la conexión controlada de transformadores de potencia*. (Tesis de doctorado). Universidad de Sevilla, España. Recuperado de <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/27011/TesisRCG.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
5. Chapman, S. (2000). *Máquinas eléctricas*. México: McGraw-Hill.

6. CITE energía. (15 de junio de 2019). *Análisis de la corriente Inrush del transformador de potencia de la S.E San José 500 kV Lima/Silicon Technology*. [Mensaje de blog]. Recuperado de https://issuu.com/citeenergia/docs/carbajal_jhonatan
7. Comisión Federal de Electricidad. (2001). *Falla en boquilla de transformador*. México: Slideshare. Recuperado de <https://es.slideshare.net/teoriaelectro/falla-en-boquilla-de-transf-principal>
8. Dominelli, N., Lau, M. y Pugh, D. (23 de octubre de 2019). *Análisis de gas disuelto basado en fiabilidad: un nuevo enfoque para DGA*. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://cidet.org.co/analisis-de-gas-disuelto-basado-en-fiabilidad-un-nuevo-enfoque-para-dga/>
9. Enel codensa. (2004). *Especificación técnica transformadores de potencia 500/115 kV*. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/esp%C3%B1ol/2-1-6-normas-tecnicas/especificaciones-tecnicas-para-materiales-y-equipos-de-alta-tension/ET-AT-001.pdf>
10. Gill, P. (2009). *Electrical power equipment maintenance and testing*. Londres: CRC Press Taylor & Francis Group. Recuperado de https://www.academia.edu/33236618/Electrical_Power_Equipment_Maintenance_and_Testing_2nd_Edition

11. Jiménez, J., Pérez J. y Santos, J. (2009). *Metodología para pruebas de campo a transformadores de potencia mayores a 1MVA*. (Tesis de licenciatura). Instituto Politécnico Nacional, México. Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/5477/METODOLOGIAPRUEBAS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
12. León, J. (1999). *Pruebas para instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. (Tesis de licenciatura). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. Recuperado de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6196/1/T1437.pdf>
13. Martin, R. (1987). *Diseño de subestaciones eléctricas*. México: McGraw-Hill, S.A. de C. V.
14. Mejía, S. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Colombia: HMV Ingenieros.
15. Montané, J., Dorrbercker, S., Hernández, O. (2011). El mantenimiento a los transformadores de potencia; su análisis en el caso de una Central termoeléctrica cubana. *Ingeniería Energética*, vol, XXXII(2), pp. 56-64. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/277274189_El_mantenimiento_a_los_transformadores_de_potencia_su_analisis_en_el_caso_de_una_Central_termoelectrica_cubana
16. Mora, J. (2003). *Máquinas eléctricas*. España: McGraw-Hill.

17. Tello, D. (2015). *Predicción de fallas en los transformadores de potencia mediante la técnica de cromatografía de gases*. (Tesis de licenciatura). Instituto Politécnico Nacional, México. Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/21906/Tesis%20completa-07-11-15.pdf?sequence=1&isAllowed=y>