



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

TEMA:

“Análisis y procedimiento para el mantenimiento preventivo y correctivo en una subestación de transmisión para un autotransformador de potencia de 33.3 MVA de 138/69kv mediante pruebas eléctricas químicas y teóricas”

AUTOR:

Iván Fernando Poveda Chiriboga

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
Ingeniero en eléctrico mecánica con mención en gestión empresarial
industrial

TUTOR:

Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo

Guayaquil, Ecuador

2019



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por **Iván Fernando Poveda Chiriboga**, como requerimiento para la obtención del Título de **Ingeniero Eléctrico Mecánico** con mención en gestión empresarial industrial.

TUTOR

Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo, MSc.

DIRECTOR DE LA CARRERA

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando MSc.



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, POVEDA CHIRIBOGA IVÁN FERNANDO

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Análisis y procedimiento para el mantenimiento preventivo y correctivo en una subestación de transmisión para un autotransformador de potencia de 33.3 MVA de 138/69kv mediante pruebas eléctricas químicas y teóricas**, previo a la obtención del Título de **Ingeniería Eléctrico-Mecánica**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

EL AUTOR

Iván Fernando Poveda Chiriboga



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA MECÁNICA**

AUTORIZACIÓN

Yo, **Iván Fernando Poveda Chiriboga**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **Análisis y procedimiento para el mantenimiento preventivo y correctivo en una subestación de transmisión para un autotransformador de potencia de 33.3 MVA de 138/69kv mediante pruebas eléctricas químicas y teóricas**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

EL AUTOR:

Iván Fernando Poveda Chiriboga

REPORTE DE URKUND

UCSG – Universidad Católica de... Correo - efrain.suarez@cu.ucsg... D48232284 - IVAN POVEDA TESIS...
https://secure.orkund.com/view/47103546-140960-865574#DcQxDoMwEEXBu7h+inYXG+/nKIGKCCWRi9BQu4OU...
URKUND

Documento: IVAN POVEDA TESIS.docx (D48232284)
Presentado: 2019-02-22 13:54 (-05:00)
Presentado por: efrain_suarez@hotmail.com
Recibido: efrain.suarez.ucsg@analysis.orkund.com
Mensaje: analisis de tesis [Mostrar el mensaje completo](#)
3% de estas 49 páginas, se componen de texto presente en 10 fuentes.

Lista de fuentes Bloques

- https://www.partesdel.com/partes_y_funcion_de_un_trans...
- <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2762>
- <http://jdelectricos.com.co/tiios-de-subestaciones-electricas/>
- <https://coqaroman.blogspot.com/2014/09/motores-electric...>
- <http://eltransformadorelectrico.blogspot.com/2016/06/per...>
- <http://imseingenieria.blogspot.com/2017/01/ensayos-diele...>
- <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1379>

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL

TEMA: "Análisis y procedimiento para el mantenimiento preventivo y correctivo en una subestación de transmisión para un autotransformador de potencia de 33.3 MVA de 138/69kv mediante pruebas eléctricas químicas y teóricas"

AUTOR: Iván Fernando Poveda Chiriboga

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de INGENIERO EN ELÉCTRICO MECÁNICA

TUTOR: Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo

Guayaquil, Ecuador de marzo del 2019

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL

CERTIFICACIÓN

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad con Poveda Chiriboga Iván Fernando, se adjunta documento de reporte de URKUND de la revisión final en medio digital. Porcentaje de coincidencia final 3% como requerimiento para la obtención del Título de INGENIERO ELÉCTRICO-MECÁNICO.

Atentamente

Ing. Suarez Murillo Efraín Oswaldo, MSc.

AGRADECIMIENTO

El presente trabajo primeramente agradezco a Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño anhelado.

A la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil por darme la oportunidad de estudiar y ser un profesional.

También me gustaría agradecer a mis profesores durante toda mi carrera profesional porque todos han portado con su conocimiento para mi formación como profesional y persona.

De igual manera agradecer a mi profesor de Investigación y del trabajo de titulación de Grado, Ing. Efraín Suarez por su visión crítica de muchos aspectos cotidianos de la vida, por su rectitud en su profesión como docente, por sus consejos que ayudan a formarte como persona e investigador.

Son muchas las personas que han formado parte de mi vida profesional a las que me encantaría agradecerles su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en los momentos más difíciles de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en mi corazón, sin importar donde estén quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por toda su bendición.

Para ellos: Muchas gracias y que Dios los bendiga.

Iván Fernando Poveda Chiriboga

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado a Dios, a mis padres y hermanos, mis hijos y esposa, que estuvieron ayudándome día tras días en este proceso académico, con su amor incondicional, a mis familiares y amigos que con sus experiencias siempre aportaron un conocimiento adicional a todo este proceso.

Iván Fernando Poveda Chiriboga.



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA MECÁNICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. Heras Sánchez, Miguel Armando MSc.
DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Pilco Asqui, Luís Orlando MSc.
COORDINADOR DE TITULACIÓN

Ing. Romero Rosero, Carlos Bolívar MSc.
OPONENTE

ABREVIATURAS

KV	Kilo voltio
KVA	Potencia reactiva
KVAR	Potencia aparente
KW	Potencia activa
V	Voltaje
VCD	Voltaje de corriente continua
VCA	voltaje de corriente alterna
PCU	Pérdidas en el cobre
Amp	Amperios
FP	Factor de potencia
In	Intensidad nominal
TC	Transformador de corriente
DST	Descargador de sobretensión
BCU	Unidad controladora de bahía
IHM	Interfaz hombre máquina
TTR	Equipo de relación de transformación
ATQ	Autotransformador
52-102	Disyuntor
89-101-3	Seccionador
89- 104	Seccionador puesta a tierra

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS	IX
ÍNDICE GENERAL.....	X
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
CAPÍTULO 1. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.1 Introducción.....	2
1.2 Planteamiento de problema	2
1.3 Justificación de la investigación	3
1.4 Objetivos	3
1.4.1 Objetivo general.....	3
1.4.2 Objetivos específicos	3
1.5 Hipótesis	3
1.6 Metodología de la investigación	4
CAPÍTULO 2. MARCO TEORICO	5
2.1 Subestaciones eléctricas.....	5
2.2 Tipo de subestaciones eléctricas	5
2.2.1 Subestaciones eléctricas elevadoras:.....	5
2.2.2 Subestaciones eléctricas reductoras:	6
2.2.3 Subestaciones eléctricas de enlace:.....	6
2.2.4 Subestaciones eléctricas en anillo:	6
2.2.5 Subestaciones radiales:.....	6
2.2.6 Subestaciones eléctricas de suitcheo:.....	6
2.2.7 La subestación aérea o tipo poste:	6
2.2.8 Subestación de piso:	8
2.2.9 Elementos que constituyen una subestación eléctrica	9
2.3 Niveles de voltajes de subestaciones eléctricas	10
2.3.1 Niveles de Voltaje: (rangos en Ecuador)	10
2.4 Equipos de subestaciones	10
2.4.1 Casa de control.....	11
2.4.2 El patio de transformadores:.....	11

2.4.3 Transformador de potencia	11
2.5 Interruptor de potencia	13
2.6 Seccionador	14
2.7 Transformadores de corriente (TC) medición.....	16
2.8 Descargadores de sobretensión (DST)	17
2.9 Trampa de onda	18
2.10 Niveles de control de subestaciones	19
2.10.1 Nivel 0.....	19
2.10.2 Nivel 1	19
2.10.3 Nivel 2.....	21
2.11 Transformadores.....	22
2.11.1 Tipos de transformadores	23
2.11.2 Transformadores de medida.....	24
2.11.3 Elevador/Reductor de voltaje.....	24
2.11.4 Autotransformador	24
2.11.5 Ventajas del autotransformador.....	27
2.11.6 Desventajas del autotransformador	28
2.11.7 Diferencias de un autotransformador y un transformador.....	28
2.12 El transformador ideal	29
2.13 Polaridad del transformador	30
2.14 Tipos de conexiones de autotransformadores	30
2.15 Grupos vectoriales de los autotransformadores.....	32
2.16 Partes y componentes de autotransformadores.....	33
2.17 Normas aplicables.....	36
2.18 Aislamiento de los autotransformadores	37
2.18.1 Materiales aislantes del autotransformador	37
2.19.2 Tipos de aislamientos de los autotransformadores.....	38
2.19.3 Factores que influyen adversamente en los aislantes:	39
2.20 Cambiadores de tomas del autotransformador	39
2.21 Ley de Faraday	40

2.22 Tipos de conexiones de transformadores	41
2.22.1 Conexión en estrella	41
2.22.2 Conexión en delta.....	42
2.22.3 Conexión en doble delta	42
2.22.4 Conexión en doble estrella	44
2.23 Curvas de transformadores.....	45
2.23.1 Cálculos para transformadores	46
2.24 Normas IEEE para mantenimiento de transformadores de poder	47
2.25 Tipos de mantenimientos en subestaciones eléctricas de potencia	47
2.25.1 Mantenimientos preventivos	48
2.25.2 Mantenimientos correctivos	49
2.26 Normas de seguridad de equipos energizados a 138KV	51
2.26.1 Equipos de protección personal para trabajos en equipos energizados	53
CAPITULO 3. ANÁLISIS Y PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO DEL AUTOTRANSFORMADOR MEDIANTE UN CONJUNTO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS QUÍMICAS Y TEÓRICAS	55
3.1 Pruebas eléctricas.....	56
3.2 Pruebas Físicas	60
3.3 Medición de las pérdidas y corrientes de excitación	60
3.4 Medición de tensión de cortocircuito y pérdidas en el cobre	61
3.5 Tensión aplicada a frecuencia industrial	62
3.6 Pruebas Especiales	63
3.7 Cortocircuito	63
3.8 Pruebas de Campo	64
3.9 Medición de la relación de transformación (TTR).....	65
3.10 Resistencia de los devanados.....	66
3.11 Resistencia de Aislamiento (Megger).....	67
3.12 Factor de potencia del aislamiento (doble).....	68

3.13 Análisis del Aceite	69
3.13 Pruebas Físico-químicas:.....	70
3.12.1 Contenido de Humedad	71
3.12.2 Tensión Interfacial	72
3.12.3 Número de Neutralización	72
3.14 Pruebas Eléctricas: Tensión de Ruptura, Factor de Potencia	73
3.14.1 Factor de Potencia.....	74
3.15 Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite.....	75
3.16.1 Color y Aspecto	77
3.17 Inspección termográfica	77
3.17.1 Ventajas de la termografía.....	78
3.17.2 Termografía y su uso en sistemas electromecánicos	79
3.17.3 Termografía a autotransformadores	79
3.18 Maniobras	84
3.18.1 Entrega de mantenimiento del autotransformador	85
3.19 Equipos de pruebas	86
3.19.1 Prueba de rigidez eléctrica	87
3.19.2 Prueba de resistencia de aislamiento (MEGGER).....	89
3.19.3 Pruebas teórica de relación de transformación.....	92
3.19.4 Prueba de relación de transformación del autotransformador	92
3.19.5 Prueba teórica de cortocircuito	94
3.19.6 Prueba de medición de resistencia óhmica de devanados transformadores de potencia 1-3 Ø	97
CONCLUSIONES	98
RECOMENDACIONES.....	99
BIBLIOGRAFÍA.....	100
ANEXO	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Subestación Eléctrica	5
Figura 2.2 Subestación aérea	7
Figura 2.3 Subestación tipo patio.....	8
Figura 2.4 Autotransformador de Potencia	12
Figura 2.5 Interruptor de Potencia	13
Figura 2.6 Seccionador	15
Figura 2.7 Seccionador de apertura central.....	15
Figura 2.8 Seccionador de apertura Lateral.....	16
Figura 2.9 Transformadores de corriente.....	16
Figura 2.10 Descargadores de sobretensión	18
Figura 2. 11 Trampa de onda.....	19
Figura 2.12 Conjunto de armarios control y protección.....	20
Figura 2.13 Armario de control y protección de línea AT	21
Figura 2.14 Sistema SCADA.....	22
Figura 2.15 Transformador	23
Figura 2.16 Transformadores de medida.....	24
Figura 2.17 Autotransformador Monofásico	25
Figura 2.18 Autotransformador de Potencia	26
Figura 2.19 Autotransformador reductor (relación de vueltas $N_s / N_p < 1$)..	26
Figura 2.20 Autotransformador elevador (relación de vueltas $N_s / N_p > 1$) .	27
Figura 2.21 Transformador y autotransformador	29
Figura 2.22 Polaridad del transformador.....	30
Figura 2.23 Conexión triángulo	31
Figura 2.24 Conexión estrella	31
Figura 2.25 Conexión zig-zag	32
Figura 2.26 Grupos vectoriales de los transformadores	33
Figura 2.27 Armazón del transformador	34
Figura 2.28 Ley de Faraday voltaje generado	40
Figura 2.29 Ley de Faraday	41
Figura 2.30 Conexión en estrella	42
Figura 2.31 Conexión en delta	42
Figura 2.32 Conexión en doble delta	43
Figura 2.33 Conexiones de motor eléctrico en Estrella.....	43

Figura 2.34 Sistema para identificar terminales en conexión estrella	44
Figura 2.35 Conexiones de motor eléctrico en Estrella.....	44
Figura 2.36 Comparación de la curva de vacío en diferentes condiciones de operación lateral	45
Figura 2.37 Comparación de la curva de vacío en diferentes condiciones de operación central	45
Figura 2.38 Formula de transformadores.....	46
Figura 2.39 Formulas de transformadores	46
Figura 2.40 Equipos de protección personal para trabajos en equipos energizados	54
Figura 3.1 Pruebas de resistencia eléctrica	56
Figura 3.2 Diagrama de las pruebas de corto circuito.....	57
Figura 3.3 Respiraderos del autotransformador.....	57
Figura 3.4 Prueba de aislamiento	58
Figura 3.5 Prueba de aceite dieléctrico.....	59
Figura 3.6 Prueba de factor de potencia	59
Figura 3.7 Color del aceite dieléctrico.....	60
Figura 3.8 Medición de corriente de excitación.....	61
Figura 3.9 Medición de tensión de cortocircuito en pérdida en el cobre	62
Figura 3.10 Tensión de ondas recortadas en 3	64
Figura 3.11 Relación de transformación (TTR)	66
Figura 3.12 Resistencia de los devanados	67
Figura 3.13 Factor de Potencia.....	69
Figura 3.14 Pruebas que se realizan el aceite dieléctrico.....	70
Figura 3.15 Saturación de Temperatura del aceite en servicio	71
Figura 3.16 Curva del comportamiento interfacial con los años de servicio del aceite.	72
Figura 3.17 Gráfica de la clasificación de los aceites en función del número de neutralización y tensión interfacial	73
Figura 3.18 Variación de la tensión de ruptura con el contenido de humedad	74
Figura 3.19 Gráfica del factor de potencia para aceites inhibidos.....	75
Figura 3.20 Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite	76

Figura 3.21 Gráfica de la guía para evaluar aceites para transformadores .	76
Figura 3.22 Gráfica de la relación que existe entre los años de servicio y el color del aceite.....	77
Figura 3.23 razones de puntos calientes	79
Figura 3.24 Termografía a autotransformadores	80
Figura 3.25 Vista general del pórtico de llegada de la bahía ATQ 138 Kv...	82
Figura 3.26 vista general autotransformador ATQ 138/69/13,8 kv lado de alta tensión	82
Figura 3.27 Vista general autotransformador ATQ 138/69/13,8 Kv lado de media tensión.....	83
Figura 3.28 Vista general autotransformador ATQ 138/69/13,8 Kv Lado del Terciario.....	83
Figura 3.29 Área delimitada del autotransformador de potencia	86
Figura 3.30 Equipo de prueba de rigidez	87
Figura 3.31 Dispositivo Megger	90
Figura 3.32 Equipo de relación de transformación.....	93
Figura 3.33 Dispositivo de control de prueba.....	94
Figura 3.34 Flujo magnético	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Potencias nominales d transformadores en subestaciones de patio	9
Tabla 2. 2 Rangos especificados por el concejo nacional de electricidad ...	10
Tabla 3.1 Tensiones soportadas asignadas para arrollamientos de transformador con tensión más elevada	63
Tabla 3.2 Especificaciones de Cámara Termográfica FLIR T460.....	81
Tabla 3.3 Descripción de maniobras.....	84
Tabla 3.4 Prueba de rigidez dieléctrica.....	88
Tabla 3.5 Prueba de relación de transformación	93
Tabla 3.6 Parámetros de transformadores	96
Tabla 3.7 Resultados prueba de medición de resistencia de aislamiento....	91
Tabla 3.8 Medición de resistencia óhmica	97

Resumen

El presente proyecto tiene como finalidad ser una guía para los estudiantes e ingenieros graduados de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil en la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo en la Carrera de Ingeniería Eléctrico-Mecánica, la misma que se utiliza para realizar un mantenimiento predictivo y correctivo a transformadores y autotransformadores de potencia eléctrica basándose en normas IEEE de operación, realizando las diferentes pruebas químicas físicas y teóricas. Este trabajo de titulación va asegurar una operación libre de inconvenientes bien elaborada. Las inspecciones diarias y periódicas podrán detectar condiciones anormales de un autotransformador o de sus partes antes que ellas causen perjuicios mayores. Este manual mostrará instrucciones, describe los métodos de inspección y mantenimiento para mantener los autotransformadores en óptimas condiciones.

Palabras Claves: AUTOTRANSFORMADORES, TRANSFORMADORES, DIELECTRICO MANTENIMIENTO, PREDICTIVO, PRUEBAS QUIMICAS FISICAS, GUÍA DE PRÁCTICA, MEDICIONES.

Abstract

The purpose of this project is to be a guide for graduate students and engineers of the Catholic University of Santiago de Guayaquil in the Faculty of Technical Education for Development in the Electrical-Mechanical Engineering Career, which is used for maintenance predictive and corrective to transformers and autotransformers of electric power based on IEEE standards of operation, performing the different physical and theoretical chemical tests. This titling work will ensure a trouble-free operation well prepared. Daily and periodic inspections may detect abnormal conditions of an autotransformer or its parts before they cause greater damage. This manual will show instructions, describe the methods of inspection and maintenance to keep the autotransformers in optimal conditions.

Keywords: AUTOTRANSFORMERS, TRANSFORMERS, MAINTENANCE, DIELECTRIC, PREDICTIVE, PHYSICAL CHEMICAL TESTS, PRACTICE GUIDE, MEASUREMENTS

CAPÍTULO 1. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

La planificación de mantenimientos preventivos ayuda a mejorar la vida útil del autotransformador haciendo referencia a criterio técnico de fábrica en el cual se detalla parámetros necesarios para su fácil y adecuado mantenimiento y la prolongación de vida útil del equipo, esto se debe a los diferentes aspectos ambientales y de trabajo que deterioran una máquina inerte que trabaja todos los días del año con una carga entre el 60% u 80% de su capacidad. En la Corporación Eléctrica del país, esta planificación permite detectar fallas conservando los equipos en condiciones óptimas de operación, detectando anomalías a tiempo en periodos iniciales y corrigiéndola en momentos adecuados.

El presente trabajo proyecta ser una guía para los ingenieros eléctrico mecánico con los conocimientos necesarios puedan realizar un mantenimiento preventivo correctivo en una subestación a un autotransformador de potencia, dando la confiabilidad en el sistema eléctrico teniendo una mejor organización en el levantamiento de información de los equipos para la operación de las Subestaciones Eléctricas.

1.2 Planteamiento de problema

Con la repotenciación de la matriz energética del Ecuador, y la construcción de nuevas subestaciones, es necesario que se cuente con una normativa en mantenimiento por parte del ente regulador del Ecuador CENACE; el mantener la parte más importante de una subestación eléctrica, como es el transformador de potencia y que su confiabilidad este dentro de los parámetros necesarios durante su tiempo de vida útil es lo que nos lleva a analizar y crear un procedimiento que sirva de guía para el mantenimiento preventivo y correctivo en subestaciones de transmisiones para autotransformadores de potencia, para así evitar cortes de energías en importantes partes del Ecuador sin justificación.

1.3 Justificación de la investigación

Este trabajo de titulación tiene como propósito mejorar la confiabilidad del sistema interconectado del país dando a conocer la importancia de un mantenimiento oportuno que se debe dar al autotransformador en las subestaciones de potencia eléctrica. Las pruebas que se investigarán serán de vital importancia para la vida útil del autotransformador y será un aporte investigativo para los estudiantes de la universidad católica de Santiago de Guayaquil e ingenieros eléctricos mecánicos recién graduados, que quieran investigar al fondo sobre el mantenimiento y pruebas que se realizan a los autotransformadores de potencia llevando un registro y control por medios de tablas que detallen los resultados obtenidos.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Analizar y revisar un procedimiento para el mantenimiento preventivo y correctivo en una subestación de transmisión para un autotransformador de potencia de 33.3 MVA de 138/69KV mediante un conjunto de pruebas eléctricas químicas y teóricas

1.4.2 Objetivos específicos

- Determinar las pruebas necesarias para cada tipo de mantenimiento de autotransformadores
- Generar tablas que detallen los resultados encontrados y observados para el propietario del autotransformador de potencia de 33.3 MVA, que sirvan de guía para el ente regulador nacional
- Elaborar un análisis de los resultados obtenidos en las pruebas eléctricas realizadas al autotransformador de 33.3 MVA

1.5 Hipótesis

En los últimos tiempos, los autotransformadores de potencia se fabrican con mayor capacidad para suplir el incremento en la demanda de la energía eléctrica, cualquier corte de energía de emergencia o inesperado debido a los problemas de los autotransformadores tiene como consecuencia una gran pérdida en la producción o generar grandes inconvenientes.

1.6 Metodología de la investigación

La investigación que se realizara es de tipo documental, al estar basado en investigaciones, libros, revistas, archivos, entre otras fuentes de información. También se aplica la investigación de tipo descriptivo en el análisis de los elementos más importantes de un autotransformador. De modo parcial se realizará una investigación de campo por las necesidades, de conocer las pruebas relacionadas con el autotransformador.

CAPÍTULO 2. MARCO TEORICO

2.1 Subestaciones eléctricas

Una subestación de distribución o centro de transformación es el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos encargado de realizar la transformación de niveles de alta, media o baja tensión a niveles adecuados para la distribución de energía eléctrica, operadores de Red utilizan las siguientes relaciones de transformación en nuestro país las cuales son: 500-230,0 Kv, 230-69,0 Kv, 230-138,0 Kv, 138-69,0 Kv, 69-13.2 Kv, 13,2-220/110 Kv.

Se puede notar la utilización de tensión del 11.4Kv, la cual está reservada en las zonas ubicadas en alturas superiores de 1000 m,s,n,m y la tensión de unos 13.2Kv, en alturas inferiores.

2.2 Tipo de subestaciones eléctricas

Los tipos de subestaciones eléctricas se deben clasificar por el nivel de voltaje independientemente de la potencia que se maneje, los objetivos y el tipo de servicio que se puede brindar. (Villagran, 2018, pág. 56)



Figura 2.1 Subestación Eléctrica

Obtenido de: <http://jdelectricos.com.co/tipos-de-subestaciones-electricas/>

2.2.1 Subestaciones eléctricas elevadoras:

Estas permiten elevar la tensión que pueden entregar los generadores eléctricos, esto ayuda a tener más facilidades en la transmisión que se realiza en el sistema nacional de electricidad de una ciudad.

2.2.2 Subestaciones eléctricas reductoras:

Estas subestaciones reciben la tensión de la transmisión, la cual se eleva por la anterior y se reduce a un nivel, esto permite que la entrega de servicio al sistema de distribución, industrial o residencial dependiendo del caso planteado, se pueden manejar diferentes niveles de tensión.

2.2.3 Subestaciones eléctricas de enlace:

Es un sistema de interconexión se hacen necesarios en la obtención de una flexibilidad y confiabilidad en el servicio, esto permite la ejecución de maniobras de conexión y apertura de circuitos, los cuales dependen de las necesidades que se requieran en el servicio.

2.2.4 Subestaciones eléctricas en anillo:

Se utilizan para la interconexión de diferentes subestaciones, básicamente en los sistemas de distribución.

2.2.5 Subestaciones radiales:

Son las que tienen un solo punto de alimentación, las cuales no se encuentran interconectadas.

2.2.6 Subestaciones eléctricas de suitcheo:

Su mismo nombre lo indica se la implementa para realizar una apertura y cierre de circuitos.

Las subestaciones de distribución se pueden clasificar según su ubicación en:

- Subestación aérea
- Subestación de piso
- Subestación subterránea

En el cual a continuación solo discutiremos de la subestación aérea y la subestación de piso.

2.2.7 La subestación aérea o tipo poste:

Se emplea en zonas como las rurales, urbanas, para brindar un servicio a los usuarios industriales o residentes de estratos entre 1,2 y 3. La subestación

aérea está compuesta por un transformador de distribución, la cual está acompañada por su respectiva protección contra la sobretensión, esta ayuda a los descargadores de sobretensión también llamados DST y protegen contra la sobre corriente, o cortacircuitos, ciertos accesorios son indispensables, en la realización del montaje para apoyar los aisladores y herrajes. (Castaño, 2004, págs. 122,123)

Los transformadores que se utilizan en este tipo de subestaciones pueden ser monofásicos o trifásicos y los fabricantes pueden ofrecer transformadores de distribución con potencias nominales, las cuales no deberán exceder la potencia mínima de 150 KVA, cuando la potencia nominal exceda los 120.5 KVA o el peso del transformador instalado sobrepasa el peso de 650Kg, o requiere utilizar una instalación con una estructura tipo H. La estructura tipo H se compone de dos apoyos, esto quiere decir dos postes.

La alimentación de energía de los transformadores se conforma de una subestación aérea que se puede hacer por una red aérea o subterránea.



Figura 2.2 Subestación aérea

Obtenido de:

<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2tsubestaciones25.php>

Los niveles de tensión que tienen estos tipos de redes públicas, se encuentran definidos por la norma ICONTEC NTC 1340, son tensiones normales que está en el rango de los 60 Hz. En cuanto a las potencias nominales de los transformadores se instalan en subestación aérea o tipo de poste.

2.2.8 Subestación de piso:

La subestación de piso se suelen implementar en zonas urbanas, el cual se presta para los usuarios industriales, comerciales, alumbrado público y residencial. Este tipo de subestaciones presentan diferentes variantes que determinan su calificación, las cuales son: (Saavedra, 2008, pág. 12)

- Subestación tipo patio,
- Subestación tipo pedestal o pad mounted y subestación capsulada.

En el presente trabajo solo discutiremos la subestación tipo patio.

2.2.8.1 Subestación tipo patio:

Las subestaciones de tipo patio son implementadas en la intemperie en ciertas industrias, habitualmente se alimentan por redes subterráneas de 34KV y en el lado de baja tensión se maneja en niveles de tensión, dependiendo de las necesidades requeridas por el usuario. (Blanco, 2004, pág. 234)



Figura 2.3 Subestación tipo patio

Obtenido de:

<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2tsubestaciones25.php>

Las potencias nominales se utilizan en los transformadores monofásicos o trifásicos, estas conforman subestaciones de patio urbano, las cuales son las siguientes:

Tabla 2.1 Potencias nominales d transformadores en subestaciones de patio

TRIFASICOS			MONOFASICOS	
34,5 – 0.440/0.254 kV ó 480/277 V	34,5 – 11,4 kV	11,4 – 0.208/0.120 kV	11,4 – 0.120/0.240 kV	6,6 – 0.120/0.240 kV
225 kVA	500 kVA	15 kVA	10 kVA	10 kVA
300 kVA	630 kVA	30 kVA	15 kVA	15 kVA
400 kVA	750 kVA	45 kVA	25 kVA	25 kVA
500 kVA	800 kVA	75 kVA	37,5 kVA	37,5 kVA
630 kVA	1 000 kVA	112,5 kVA	50 kVA	50 kVA
750 kVA	1 250 kVA	150 kVA		
800 kVA	1 600 kVA	225 kVA		
1 000 kVA	2 000 kVA	300 kVA		
1 250 kVA	2 500 kVA	400 kVA		
		500 kVA		
		630 kVA (Uso Dedicado)		
		750 kVA (Uso Dedicado)		
		800 kVA (Uso Dedicado)		

Obtenido de:

<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2tsubestaciones25.php>

2.2.9 Elementos que constituyen una subestación eléctrica

- Transformador, elevador o reductor según el caso
- Reja de protección
- Cuchilla o seccionador desconectador
- Dispensor de apartarrayos
- Dispensor o red de tierras
- Transformador de corriente
- Transformador de potencial
- Tablero de instrumentos
- Ducto de ventilación
- Descarga de aceite
- Capacitores de acoplamiento
- Filtros de línea
- Barras y líneas de conexión

2.3 Niveles de voltajes de subestaciones eléctricas

En los países de Latinoamérica, la cual está incluida Ecuador. El voltaje estándar es un máximo de 120 V, las cuales tienen una frecuencia de 60 Hz, siendo estas características eléctricas diseñadas para los aparatos eléctricos.

2.3.1 Niveles de Voltaje: (rangos en Ecuador)

Tabla 2. 2 Rangos especificados por el concejo nacional de electricidad

EXTRA ALTA TENSION	500 Kv
ALTA TENSION	69Kv 138Kv 230Kv
MEDIA TENSION	600V-40Kv
BAJA TENSION	120V-600V

Obtenido de: <https://es.scribd.com/doc/100560701/1-Niveles-de-Voltaje>

En las subestaciones del Ecuador se puede encontrar valores de voltajes entre los 500KV y 69KV", este tipo de voltajes están generados por las subestaciones de subtransmisión, los cuales toman los grandes voltajes en la transformación del voltaje, destinados en las subestaciones de la distribución.

Este tipo de voltajes se generan a través de transformadores que existen en el sistema nacional interconectado, los mismo que son llevados a la regional, esto lo transforman en voltajes operables, siendo aplicado en el sector urbano o rural. En los sectores eléctricos ecuatorianos se distribuyen la disponibilidad de los siguientes rangos, los cuales son los siguientes: 34,50Kv; 22,86Kv; 22,00Kv; 13,80Kv; 13,20KV; 6,30Kv; 4,16 Kv.

2.4 Equipos de subestaciones

Las subestaciones de potencias se conforman por tres grandes componentes, las cuales son:

2.4.1 Casa de control

Este se encuentra alojado en los tableros que son parte del control y medida, entre otros elementos como el tablero de protección y servicios auxiliares, tablero de comunicaciones, tablero de medidores de energía, cargadores, baterías e inversores.

2.4.2 El patio de transformadores:

Es la zona de subestación, en la cual se encuentran los transformadores de potencias con sus respectivos accesorios. En el área de conexiones se encuentran grupos de interruptores, seleccionadores, transformadores de corriente y de potencia, descargadores de sobretensión, trampas de ondas, entre otras.

2.4.3 Transformador de potencia

El transformador de potencia es un componente principal en una subestación de potencia, es un equipo encargado para la transferencia de energía eléctrica de un circuito a otro, en algunos casos los niveles de tensión son diferentes, las potencias nominales serían superiores de los 500kVA, el transformador cuenta con diferentes accesorios que son necesarios para la operación y mantenimiento, entre estos se encuentran: (Julián Pérez Porto y María Merino, 2015, pág. 45)

Las partes más importantes del transformador de potencia son las que detallaremos a continuación.

2.4.3.1 Tanque conservador

Es un tanque en el cual se encuentra ubicado en la parte superior del transformador, el cual recibe el aceite cuando se realiza un cambio de temperatura para el aumento de carga.

2.4.3.2 Boquillas

Es un aislador que se encuentra en la tapa del transformador, el cual se comunica con los terminales de baja y alta tensión del transformador con el exterior

2.4.3.3 Válvulas

Son unidades que inyectan o extraen el aceite de un transformador para el mantenimiento.

2.4.3.4 Tablero

Es un compartimiento que se encuentra ubicado en los controles y protecciones de los ventiladores en los motores de las bombas de aceite entre otras.

2.4.3.5 Conectores a tierra:

Son elementos unen un tanque de transformador con una malla de puesta de tierra.

2.4.3.6 Placa característica:

Estas se encuentran consignados en los datos del transformador más relevante, siendo la tensión nominal de la primaria y secundaria, de la potencia nominal, diagrama de conexiones, frecuencia, número de serie y datos de fabricación, entre otros.



Figura 2.4 Autotransformador de Potencia
Fuente: Autor

2.4.3.7 Relé buchholz

También llamado relé de gas o de presión ubicado en el tanque conservador y conectado con el tanque principal, su función principal es proteger de fallas dieléctricas.

En la siguiente parte conoceremos los equipos externos que sirven para la desenergización del autotransformador y protección del mismo.

2.5 Interruptor de potencia

El interruptor de potencia es un equipo que se encarga de proteger las líneas, equipos o circuitos en las que se realizan diferentes maniobras para realzar el mantenimiento, de las cuales se tiene: corrientes de falla, la conexión o desconexión, esta se realiza por el interruptor de la misma manera en un tiempo corto para así poder evitar que afecte el sincronismo del sistema (Jordá, 2007, pág. 89).



Figura 2.5 Interruptor de Potencia
Fuente: Autor

El interruptor de potencia se puede clasificar por medio de su extinción del arco eléctrico, como en interruptores de aire, interruptor de aceite e

interruptores de gas (SF₆), esto cuenta con un depósito de cámara de extinción, en esta se encuentra el elemento que se emplea para la extinción, del interruptor que puede ser de la cámara simple o cámara doble.

El tiempo de desconexión en el interruptor después de detectada por una falla según la resolución CREG 025 del año de 1995, esto no puede exceder un mínimo de 80ms en 500 KV, 100ms para 220 KV y 120ms en las tensiones menores a 220 kV.

2.6 Seccionador

Este elemento mecánico es una apertura de múltiples funciones entre ellas se destacan las siguientes:

- Pone fuera de servicio equipos como los interruptores, transformadores, generadores o líneas para su respectiva limpieza o mantenimiento.
- En caso de fallo en algún equipo o línea, el seleccionar es aplicado para realizar un bypass, esto permitirá la prestación continua del servicio.
- En las líneas de transmisión, barrajes, bancos de transformadores o bancos de condensadores, facilita a la desenergización en el momento de su limpieza o mantenimiento.
- Apertura de cierre de circuitos bajo carga, generadores, reactores o capacitores.
- Aterrizar los equipos que son energizados en la subestación en las fallas que no son maniobrables con facilidad.

Estos seleccionadores pueden clasificarse en la adecuación del medio de la activación de acuerdo a la operación.

El seccionador se puede activar en la manera manual, por medio de una pértiga o un medio motorizado, en la selección de un seccionador es de gran importancia para conocer si la operación se realiza sin carga o bajo carga, en el caso de contar una cámara apagada de chispas (Myeel, 2018, pág. 134).



Figura 2.6 Seccionador
Fuente: Autor

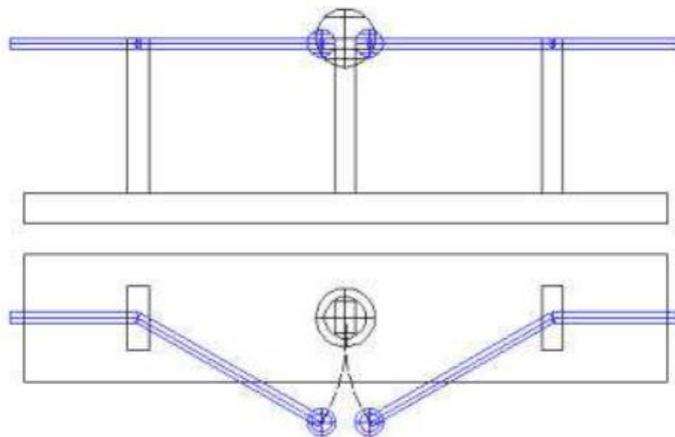


Figura 2.7 Seccionador de apertura central
Obtenido de: <http://www.amvediciones.com/subelect.htm>

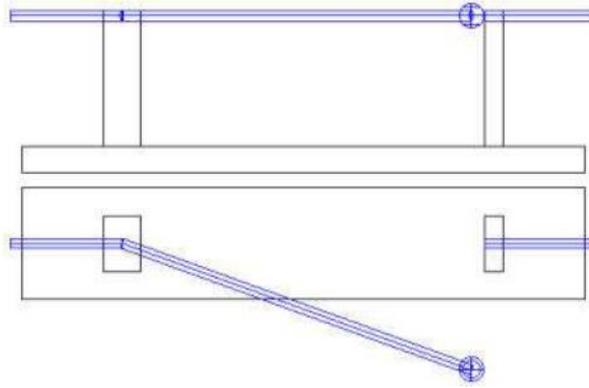


Figura 2.8 Seccionador de apertura Lateral
Obtenido de: <http://www.amvediciones.com/subelect.htm>

2.7 Transformadores de corriente (TC) medición

Un transformador de corriente es un instrumento que puede reducir la corriente eléctrica de una red con valores manejables que no será peligroso para la utilización de equipos que puedan medir, estos pueden ser instalados en la intemperie o en interiores. La función principal que cumple es alimentar equipos de medida, a su vez dando protección y control como los contadores, voltímetros y amperímetros. (Alvarez, 2017, pág. 156)

El devanado primario del propio transformador de corriente se conecta en serie con un circuito al que se le desea realizar una medición y un devanado secundario de los equipos de medida.

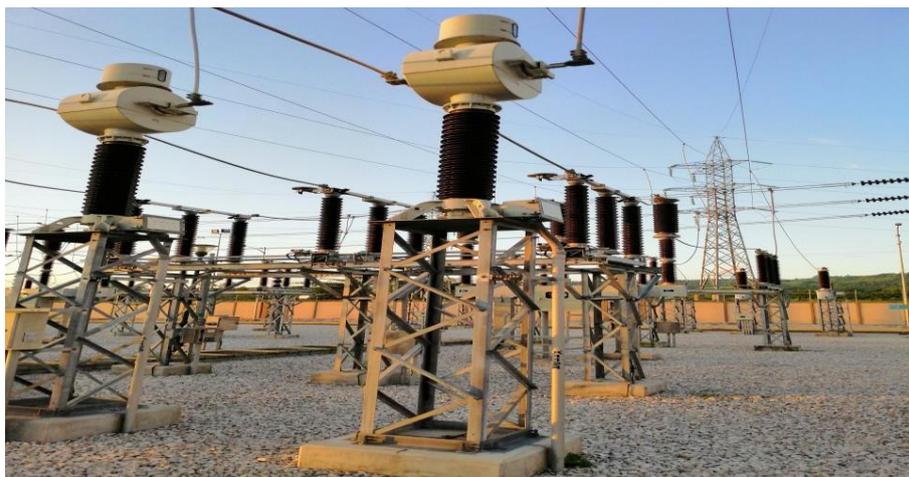


Figura 2.9 Transformadores de corriente
Fuente: Autor

Este tipo de transformadores de corriente se clasifican por su construcción y su conexión eléctrica, las cuales son las siguientes:

Tipo Barra: Es un devanado primario que conduce un tipo de barra y atraviesa la ventana del núcleo.

Tipo Ventana: Este tipo carece de devanado primario y secundario, la cual recubre el núcleo, por esto posee una abertura atravesada por un conductor, la misma que forma un circuito primario

Según la conexión eléctrica, se conforman diferentes tipos de transformadores de corriente tipo ventana, cuyos principales son los siguientes:

Primario Simple: Este tipo de transformador tiene un único devanado primario.

Primario Serie-Paralelo: Este transformador cuyo devanado primario se divide en dos secciones iguales, la cual es una conexión entre los que se debe realizar una serie en paralelo para variar la capacidad de corriente.

Secundario Múltiple: Es un devanado secundario que tiene varias derivaciones o taps, esto permite el manejo diferente de niveles de corriente.

2.8 Descargadores de sobretensión (DST)

El descargador de sobretension es un dispositivo que se encarga de proteger el transformador de sobretensiones externas, las cuales surgen por descargas atmosféricas teniendo en cuenta un impulso de 1,2/50mseg, e incluso de sobretensiones de maniobra que se presenta por la operación de los interruptores de potencia, por medio de un impulso de 250/2.500mseg, el descargador de sobretensión limita la tensión que llega a los bornes del transformador, la cual es enviada por tierra la sobretensión, el cual se conecta en paralelo con un equipo para protegerlo y entra en funcionamiento , se aplica

por medio de una tensión superior a la nominal e inferior a la tensión que puede soportar el equipo que se está protegiendo (Harper, 2011, pág. 234).



Figura 2.10 Descargadores de sobretensión
Fuente: Autor

2.9 Trampa de onda

La trampa de onda es un elemento que se utiliza para evadir la suma de armónicos en la señal que se transmite, esto puede causar ciertas perturbaciones, esto conforma una bobina por la cual transita la corriente en una frecuencia industrial a unos (60 Hz) en una línea de transmisión, esta es paralela encontrando un equipo sintonizador por el cual se ofrece una alta impedancia, la misma está constituida por los condensadores, inductancias y resistencias, en paralelo a la bobina en el equipo que está el sintonizador, la cual se encuentra en el equipo de protección, esto a su vez protege la trampa de onda de contra sobretensiones transitorias que puedan ocurrir en este. (Azpeitia, 2015, pág. 276)



Figura 2. 11 Trampa de onda

Fuente: Autor

2.10 Niveles de control de subestaciones

2.10.1 Nivel 0

El nivel 0 está compuesto por equipos primarios tales como: seleccionadores, interruptores y transformadores de corriente y tensión, esto se denomina nivel de campo.

El control en este nivel tiene un mando de interruptor seleccionador y en la lógica del control que se implementa en el propio gabinete de mando. En este nivel se puede encontrar los canales de comunicación encargados de restablecer el intercambio de datos y ordenes de control digital en los equipos de alta tensión.

Estos son canales que están formados por cables de cobre multiconductores, en estos se puede dar una orden de señal o medida circular por un diferente conductor. Esto es necesario para la instalación de un gran número de multiconductores de cobre en una subestación.

2.10.2 Nivel 1

El primer nivel también conocido como nivel de control de posición. Está conformado por los armarios de control y protección, esto se compone a su vez de las BCU, las cuales son unidades de control digital o de control convencional mediante los selectores, pulsadores y relés auxiliares, dependiendo de la tecnología de control que se emplea), las protecciones y

todos los elementos que se emplean son encargados de las funciones que se asocian al conjunto de la posición.

Existen diversos casos en que los equipos son empleados para la posición, siendo equipos independientes. Estos tienen una función las cuales son: control, protección, medida, osciloperturbografos, paneles de alarma independientes, entre otras. Esto se puede emplear incluso en uno o varios equipos de protección para cubrir las exigencias que se requieren en la posición. Por ende, lo más habitual es la instalación de equipos multifunción que incluya todas o varias funciones que se mencionan anteriormente.

Este nivel se encarga de interactuar directamente con el nivel de campo, la cual de obtienen los datos mediante entradas y salidas analógicas y digitales.

Se instala en un armario de control y protección en cada una de las posiciones de la subestación. En la actualidad las celdas de MT, llevan el armario de control y protección, los cuales integran una misma celda.



Figura 2.12 Conjunto de armarios control y protección
Fuente: Autor



Figura 2.13 Armario de control y protección de línea AT
Fuente: Autor

La unidad de control, al igual que los relés de protección o equipos de multifunción como el controlar y proteger, la cual cuenta con facilidades de comunicación la cual permite implementar las redes de comunicación, en el intercambio de la información de la unidad de control de la subestación. Cada fabricante aplica un protocolo en la comunicación diferente, por lo cual se instalan equipos de varios fabricantes, las cuales obligan a poner conversores de protocolos.

2.10.3 Nivel 2

El segundo nivel de la subestación es un nivel de control de la subestación, la cual está compuesta por la IHM, siendo esta la unidad de control de subestación. Desde la plataforma se pueden realizar tareas de supervisión, maniobra y control de un conjunto de toda la subestación, esto incluye las posiciones de alta y media tensión. La realización de esto se procede a través de equipos IHM, las cuales utilizan un software SCADA local para la subestación.



Figura 2.14 Sistema SCADA

Fuente: Autor

Para la realización del control de la subestación desde los centros remotos, la cual es el centro de control de las compañías eléctricas, se utilizan una interfaz de comunicaciones hacia los niveles superiores (Gateway). Esto permite la transferencia de estados, mediciones contadores y archivos como los SCADA, local de la subestación y el centro del control remoto.

La utilización de varios conjuntos de swiches y conexiones, por lo general aplicado a la fibra óptica, se puede confeccionar redes de área local (LAN), siendo el intercambio de datos a nivel de una subestación. Estas redes son generalmente de tipo estrella, la cual también se emplea en el esquema de anillo entre las BCU y el CCS.

2.11 Transformadores

Los transformadores de voltaje tienen la función de elevar o bajar la tensión, esto se da con un acuerdo de necesidades específicas de una instalación eléctrica. Esto se conoce también como los transformadores eléctricos de corriente. (Pauzhi, 2009, pág. 74)

El transformador de tensión es el equipo que se utiliza en la conversión, cambio y ajuste de los voltajes con los que se alimenta el embobinado o devanado primario normalmente en una alta tensión aproximado de (13,000

volts, 25,000 volts o 32,000 volts), en cuestión de diferentes valores más bajos de voltaje de salida en el devanado secundario.

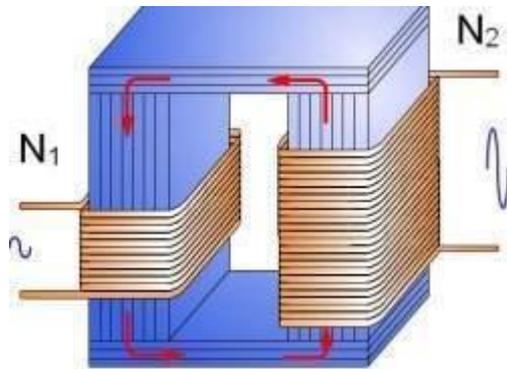


Figura 2.15 Transformador
Obtenido de: <https://www.ecured.cu/Transformador>

2.11.1 Tipos de transformadores

- Por su fase (monofásico, trifásico)
- Impedancia
- Potencia
- Comunicaciones
- Medida
- Elevador/reductor de voltaje
- Aislamiento
- Autotransformador
- Alimentación
- Con diodo dividido
- Frecuencia variable
- Pulsos
- De línea o flyback
- Híbrido
- Balun

En nuestro estudio solo revisaremos de los transformadores de medida, elevador reductor de voltaje y del autotransformador.

2.11.2 Transformadores de medida

Los transformadores de medida pueden permitir un aislamiento en los dispositivos de medición y protección en la alta tensión. Estos trabajan con corrientes o tensiones proporcionales, siendo estas como objeto de monitoreo, los cuales consiguen evitar perturbaciones en los campos magnéticos, los mismos pueden producir sobre los instrumentos de medición.



Figura 2.16 Transformadores de medida

Obtenido de: <http://www.ingmecafenix.com/electricidad-industrial/tipos-de-transformadores/>

2.11.3 Elevador/Reductor de voltaje

Los transformadores reductores y elevadores permiten elevar o disminuir el voltaje y la tensión eléctrica (VCA), manteniendo constante la potencia del transformador, esto significa que la potencia que se entrega a la entrada de un transformador tiene que ser igual a la potencia de salida.

2.11.4 Autotransformador

El autotransformador se debe considerar simultáneamente como un caso en particular de un transformador o del bobinado de un núcleo de hierro. Estos tienen como un solo bobinado arrollado sobre un núcleo, el cual dispone de cuatro bornes, dos para cada circuito, por ende se presentan puntos en común con el transformador.

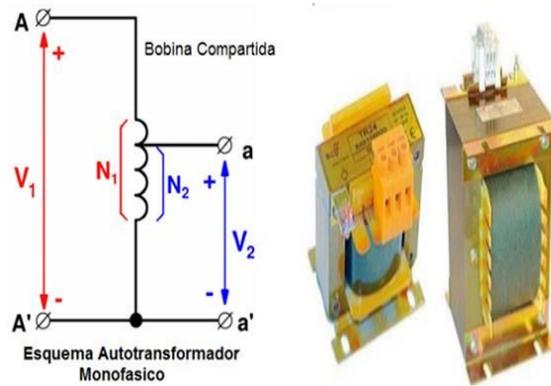


Figura 2.17 Autotransformador Monofásico

Obtenido de: <http://www.ingmecafenix.com/electricidad-industrial/tipos-de-transformadores/>

Las tasas de eficiencia están por encima del 99%, la cual se obtiene como utilización las aleaciones especiales como el acero para poder acoplarlo en los campos magnéticos, siendo inducidos entre las bobinas primarias y secundarias.

El autotransformador es una maquina la cual funciona como un transformador común, esta tiene algunas diferencias en su construcción, por tener un solo bobinado y se caracteriza por tener una alta gama de ventajas. (Siavichay, 2010, pág. 37)

La transferencia de potencia que tienen entre varios circuitos que están conectados en un autotransformador, la cual se realiza a través de los fenómenos, la cuales son: el acoplamiento magnético en la conexión galvánica, en las que están entre dos circuitos, de la misma manera, el transformador incrementara su capacidad de transferencia en la potencia por estar conectado en un autotransformador.

2.11.4.1 Tipos de autotransformadores

Los tipos de autotransformadores tenemos:

- Autotransformador de potencia,
- Autotransformador elevador
- Autotransformador reductor

Autotransformador de potencia

Son utilizados en las subestaciones y transformaciones de energía en alta y mediana tensión. Estos son dispositivos de grandes tamaños, estos transformadores de potencia, deberán ser eficientes y disipar la menor cantidad posible de energía que produce el calor durante el proceso de transformación.



Figura 2.18 Autotransformador de Potencia
Fuente: Autor

Autotransformador reductor

Se aplica una tensión alterna entre los puntos A y B, y se mide la tensión de salida entre los puntos C y D, se indica que el autotransformador es reductor de tensión.

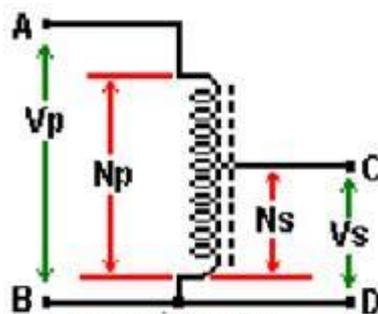


Figura 2.19 Autotransformador reductor (relación de vueltas $N_s / N_p < 1$)
Obtenido de: <http://www.sectorelectricidad.com/11001/el-autotransformador-ventajas-y-desventajas/>

Autotransformador elevador

Esto aplica una tensión alterna entre los puntos C y D, y se mide la tensión de salida entre los puntos A y B, se dice que el autotransformador es un elevador de tensión.

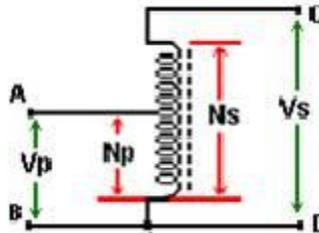


Figura 2.20 Autotransformador elevador (relación de vueltas $N_s / N_p > 1$)

Obtenido de: <http://www.sectorelectricidad.com/11001/el-autotransformador-ventajas-y-desventajas/>

2.11.5 Ventajas del autotransformador

- Solo un porcentaje de la energía se transmite por inducción
- El autotransformador por sus características se viene a ser de menor tamaño por lo que ocuparía menor espacio
- Existe menor flujo del campo y menor tamaño del núcleo de hierro.
- Se obtienen autotransformadores más livianos.
- El autotransformador lleva un solo bobinado
- Menores caídas de tensión
- Menor intensidad de vacío
- Es más fácil de construir y requiere menos cobre.
- Es más económico.
- Parte de la energía del autotransformador se transmite eléctricamente.
- Las pérdidas eléctricas siempre son menores que las pérdidas magnéticas
- El autotransformador tiene mayor rendimiento
- El autotransformador genera más potencia que un transformador normal de especificaciones similares
- Tiene una tensión de cortocircuito pequeña lo que plantea el inconveniente de que la corriente en caso de corto circuito es elevada
- Transfiere más potencia que un transformador normal

2.11.6 Desventajas del autotransformador

- La principal desventaja de los autotransformadores es que a diferencia de los transformadores ordinarios hay una conexión física directa entre el circuito primario y el secundario, por lo que se pierde el aislamiento eléctrico en ambos lados.
- Peligro del corte de una espira, lo que produciría que el secundario quede sometida a la tensión del primario
- Conducción galvánica entre el primario y secundario
- Baja regulación de tensión debido a su baja impedancia equivalente
- Debido a la construcción eléctrica del dispositivos, la impedancia de entrada del autotransformador es menor que de un transformador común. Esto no es ningún problema durante el funcionamiento normal de la máquina, pero si por alguna razón se produce un cortocircuito a la salida
- La salida del transformador no está aislada con la entrada, este se vuelve inseguro para la persona que lo opera.
- No tienen aislamientos en los primarios y secundario

2.11.7 Diferencias de un autotransformador y un transformador

Un autotransformador es un equipo especial, en el cual se tiene utilizado cada una de sus fases, siendo el único devanado que actúa como primario y secundario.

Al utilizar un solo devanado para ambas partes el primario como en la utilización secundario de un autotransformador que tiene en menos pérdidas, lo que esto se sobreentiende en una mejora en el rendimiento del mismo.

El inconveniente es que en un autotransformador no existe un aislamiento en los circuitos primarios y secundarios en cada una de sus fases, esto se define como la falta de existencia de separación galvánica.

En el transformador normal de dos devanados que entran en una fase, las cuales están aisladas entre sí. Los cuales están ligados a través del campo magnético, pero eléctricamente se encuentran separados.

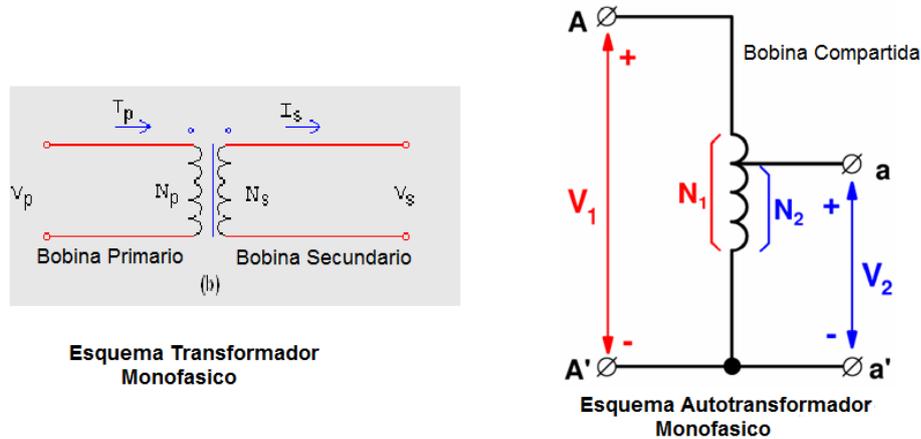


Figura 2.21 Transformador y autotransformador
Obtenido de: alquilerdetransformadores.blogspot.pe

Mientras que en un autotransformador no existe este aislamiento, esto se trata del mismo devanado, el cual actúa de forma primaria y secundaria. En definición los autotransformadores permite el aumento de disminución de la tensión en los lugares en donde se preside el aislamiento de la red.

2.12 El transformador ideal

El transformador eléctrico ideal es un dispositivo que se encarga de transformar el voltaje de corriente alterna conocido con las siglas VAC, el cual este voltaje llega a la entrada del bobinado primario, convirtiendo esta energía en diferentes voltajes de corriente alterna con diferentes amplitudes que se entrega a la salida del bobinado secundario.

Este se compone de un núcleo de hierro sobre el cual se han arrollado varias espiras de alambre conductor. Los cuales se llaman bobinas y se conocen como:

Bobina primaria o "primario" a aquella que recibe el voltaje de entrada y bobina secundaria o "secundario" a aquella que entrega el voltaje transformado.

2.13 Polaridad del transformador

Las bobinas secundarias de los transformadores monofásicos se arrollan en el mismo sentido de la bobina primaria o en el sentido opuesto, esto según el criterio de cada fabricante. Esto a su vez la intensidad de la corriente eléctrica circula en un mismo sentido u opuesto. (González, 2004)

En la determinación de la polaridad del transformador, se la coloca en el puente entre las diferentes terminales de un lado izquierdo del transformador y se la coloca en un voltímetro entre los terminales del lado derecho del mismo, esta se alimenta por medio de la bobina primaria con un valor de voltaje (V_X).

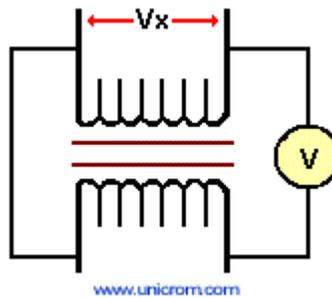


Figura 2.22 Polaridad del transformador

Obtenido de: <https://unicrom.com/polaridad-de-un-transformador-electrico/>

2.14 Tipos de conexiones de autotransformadores

En el primario y secundario, independientemente se pueden conectar de diferentes maneras las cuales son las siguientes:

Triangulo: Esta se la conoce también como conexión Delta. En cada terminal de una fase se conecta en un terminal de fase adyacente, formado de un diagrama cerrado. La tensión entre las fases de medida en los extremos de cada bobinado.

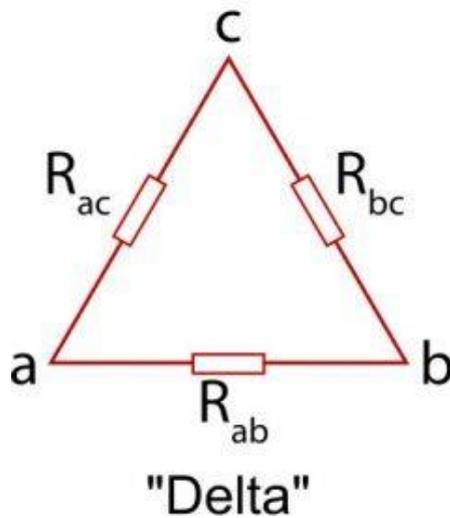


Figura 2.23 Conexión triángulo

Obtenido de: <https://unicrom.com/polaridad-de-un-transformador-electrico/>

Estrella: Los bobinados se conectan en un punto en común que opera como un neutro, en el otro extremo de cada una de las fases se conectan a la red. Esto permite la obtención de tensiones entre dos fases, o cada fase y el neutro

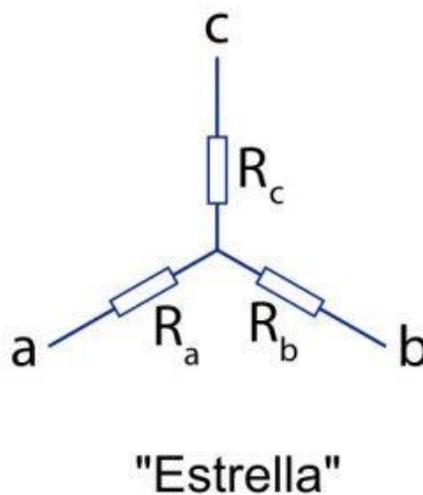


Figura 2.24 Conexión estrella

Obtenido de: <https://unicrom.com/polaridad-de-un-transformador-electrico/>

Zig-Zag: Es una configuración que se utiliza cuando un bobinado tiene una columna dividida en dos sub arrollados. En cada una está conectado en serie, no por el arrollado siguiente sino estará conectado en la misma columna.

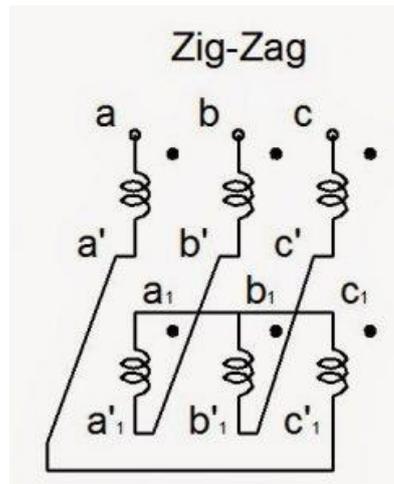


Figura 2.25 Conexión zig-zag

Obtenido de: <https://unicrom.com/polaridad-de-un-transformador-electrico/>

2.15 Grupos vectoriales de los autotransformadores

Los devanados internos se pueden conectar en forma de estrella, en triángulo o zig-zag. Por esto la modalidad de conexión del sistema de tensión inducida en el lado de baja tensión, el cual queda desfasada en la tensión de media con los ángulos múltiples de 30° . En cuestión de la modalidad de conexión de los devanados se identifican mediante 3 letras primarias y secundarias:

- Y – conexión en estrella
- D – conexión en triángulo
- Z – conexión en zig-zag

Asociados a estas letras se identifican números que representan el desfase, los cuales se dividen en 4 grupos:

- Grupo 0 – desfase nulo
- Grupo 11 – 330°
- Grupo 6 – 180°
- Grupo 5 – 150°

La selección del grupo de inserción de un autotransformador es un factor importante para poder determinar el régimen en diferentes funciones de la carga. En las condiciones ideales se puede producir cuando la carga es equilibrada en las diversas fases, por ende esta condición es casi imposible

de obtener. Siendo el motivo, el cual es importante para conocer el desfase entre las fases tanto primario y secundario.

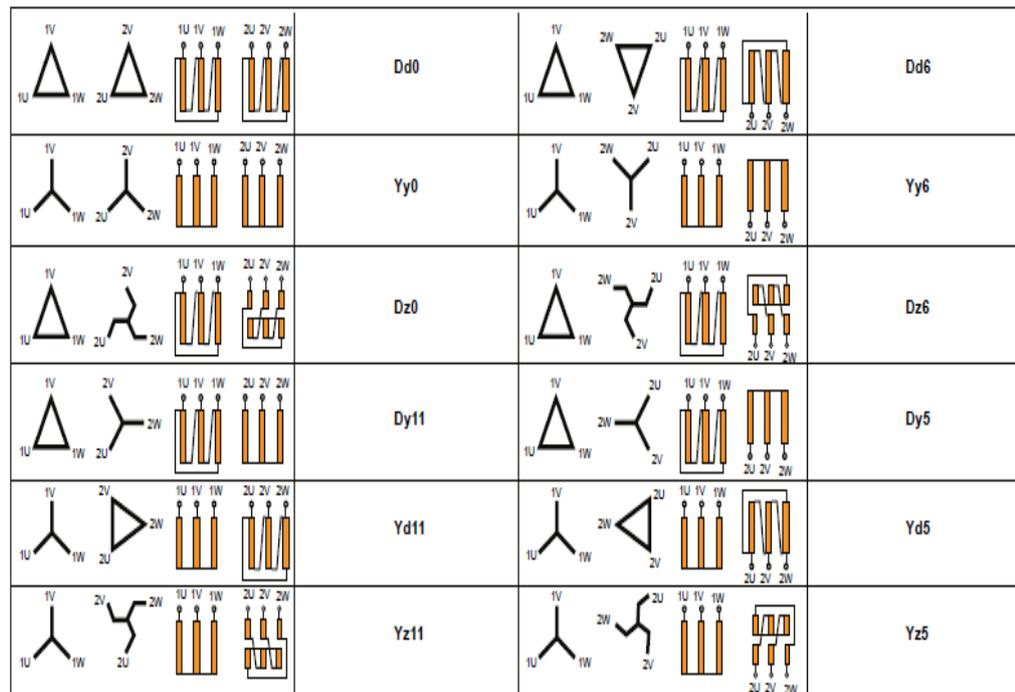


Figura 2.26 Grupos vectoriales de los transformadores

Obtenido de:

https://www.legrand.cl/catalogos/nuevos/Guia_Tecnica_Transformadores_Zucchini/files/assets/common/downloads/page0037.pdf

2.16 Partes y componentes de autotransformadores

Armazón: Conocida como el núcleo magnético, por ser el armazón fabricado con un material magnético, se crea en un circuito cerrado. En sus patas o columnas se encuentran los devanados.



Figura 2.27 Armazón del transformador

Obtenido de: https://www.partesdel.com/partes_y_funcion_de_un_transformador.html

Bornes de alta y baja tensión: Estas se ejecutan por las conexiones entre las diferentes líneas de entrada como de salida del autotransformador. Las cuales se elaboran de un material conductor y posteriormente recubierto con el material aislante.

Los mismos se encargan de llevar la electricidad en la entrada y salida en el autotransformador en donde se deja la parte externa del aislamiento. En cuestión de tamaño y cantidad que se utiliza en el aislamiento que recubre para distinguir un borne en la baja tensión a uno de alta tensión.

Medio refrigerante: Este se encarga de mantener una temperatura de nivel aceptable en el autotransformador, producida por las pérdidas que se forman por el calor del mismo.

Núcleo de material magnético: Esta consta de un circuito magnético que esta enrollada en los devanados, en el cual se genera un flujo magnético alterno.

Boquillas terminales: Es un componente del autotransformador en la que se implementa un conductor para poder atravesar el bushing de alta tensión, la cual se utiliza en la superficie aterrizada. La misma tiene como capacidad de llevar las corrientes de los equipos dentro del régimen de sobrecarga y nominal.

Devanados: Esta es conocida también como enrollamiento, siendo un devanado conectado en la fuente de energía alterna, en segundo y tercer caso, la cual tiene la energía eléctrica de cargas. Esta se encuentra conectada en la fuente de potencia en la toma del nombre en el devanado tanto primario como de entrada, la misma se encuentra conectada en la carga denominada en el devanado secundario o de salida.

Bobinas: Son unos alambres elaborados de cobre que van enrollados a las piernas del núcleo.

Tanque o cubierta: Esto es elaborado por las formas lisas, con aletas, con radiadores y con ondulaciones, el cual dependerá directamente en el medio de refrigeración y el tipo de aceite que se aplica.

El cual es presentado en una caja de forma rectangular, esta se encuentra seleccionada en dos compartimentos, la misma posee una serie de núcleos y bobinas entre conexiones y terminales de los cables.

Cambiador de taps: Se trata de un dispositivo mecánico que con el giro manual, cambia la relación de transformación en el autotransformador.

Tablero de control: Esta es una parte del autotransformador, la cual posee conexiones eléctricas en el control de señales de las válvulas que indican la sobrepresión, en la que posee el dispositivo en los relés de protección eléctrica.

Relé de sobrepresión: Se refiere a un dispositivo mecánico que se encarga de nivelar el aumento de presión que genera el autotransformador para evitar cualquier posible explosión del mismo.

2.17 Normas aplicables

ARTÍCULO 1.- Aprobar y oficializar con el carácter de Obligatorio la Primera Revisión del siguiente:

**REGLAMENTO TÉCNICO ECUATORIANO RTE
INEN 141 (1R) “REQUISITOS DE SEGURIDAD
Y EFICIENCIA ENERGÉTICA TRANSFORMADORES DISTRIBUCIÓN”**

1.1 Este reglamento requisitos seguridad y eficiencia energética que deben cumplir los transformadores de distribución, previamente a la importación, nacionalización y comercialización del producto nacional e importado, con el objetivo de prevenir los riesgos para la vida y la seguridad de las personas, el medio ambiente, y el empleo de prácticas que pueden inducir a error a los usuarios.

2. CAMPO DE APLICACION

2.1 El presente reglamento técnico, se aplica a los siguientes transformadores de distribución tipo: poste, subestación, pedestal (padmounted), sumergibles y secos, que se comercialicen en el Ecuador, sean de fabricación nacional o importados:

2.1.1 Transformadores monofásicos de distribución tipo poste, subestación, pedestal (padmounted) y sumergibles autoenfriados en líquido aislante y tipo secos, de potencia desde 3 KVA, hasta 167 KVA, clase de aislamiento en medio voltaje (MV) $\leq 34,5$ KV y en bajo voltaje (BV) ≤ 1.2 KV.

2.1.2 Transformadores trifásicos de distribución tipo poste, subestación, pedestal (padmounted) y sumergibles autoenfriados en líquido aislante y tipo secos, de potencia desde 15 KVA, hasta 2000 KVA, clase de aislamiento en medio voltaje (MV) $\leq 34,5$ KV y en bajo voltaje (BV) ≤ 1.2 KV.

2.2 De conformidad con los objetivos legítimos del país, se prohíbe la importación y comercialización de transformadores de distribución usados, remanufacturados, reconstruidos, reparados o repotenciados.

2.3 Los productos contemplados en el presente reglamento técnico se encuentran comprendidos en la siguiente clasificación arancelaria:

2.4 Independientemente de la clasificación arancelaria asignada, si el producto puede ser clasificado como un transformador de distribución, este debe demostrar su conformidad con el presente reglamento técnico.

2.18 Aislamiento de los autotransformadores

El aislamiento se compone por medio de aceite como el de la celulosa. Siendo el aislamiento sólido que se divide en las estructuras e aislamiento tanto principales y secundarios. El sistema de aislamiento principal incluye barreras, separadores y pinzas, mientras que el secundario consiste en el aislamiento de los bobinados.

El aislamiento celulósico para los diversos autotransformadores que cumplen tres funciones. Esto sirve como elemento dieléctrico, el cual almacena la carga eléctrica cuando el autotransformador está energizado y aislando los diferentes componentes del autotransformador a diversos bobinados. También cumple una función mecánica de sostener los bobinados, y contribuye a mejorar el estado térmico del autotransformador al crear conductos de refrigeración para el aceite.

2.18.1 Materiales aislantes del autotransformador

- **Madera:** Conductora por tener sales y humedad. Utilizada frecuentemente en diferentes estructuras y postes.
- **Silicato:** Material aislante, presente fundamentalmente en aisladores. Puede venir como silicato aluminico, como silicato magnésico. En el primer caso es un buen soporte para conductores de caldeo.

- **Arcilla expandida:** Esta se obtiene a partir de la arcilla natural, la cual es utilizada como agregado en los morteros y hormigones, esto mejora la capacidad de aislamiento en diferentes sectores.
- **Cerámicas de óxidos:** Funciona para el aislamiento de bujías, o bien para ser utilizado a altas temperaturas.
- **Vidrio:** aislante de corta y mediana tensión, que no absorbe la humedad pero está propenso a golpes y roturas.
- **Corcho:** Material ligero de poco peso y densidad, lo que permite colocar varias capas mejorando la eficacia del corcho. Es también un aislante muy impermeable.
- **Goma:** La flexibilidad de la goma se da en función grande, porque suele soportar una gran cantidad de deformaciones sin romperse, esto llega nuevamente en la forma primitiva. La goma espuma también es un material aislante, que a la vez funciona como aislante de sonido.
- **Cerámica:** Buen aislante con una baja absorción de humedad y con gran resistencia al impacto. Se utiliza con frecuencia en la industria electrotécnica.
- **Óxido de aluminio:** Utilizado para piezas aislantes a prueba de fuego, y para aislamiento de bujías.
- **Plástico:** Uno de los aislantes mejores por la estrechez de la unión de las partículas que hacen imposible que se liberen los electrones.

2.19.2 Tipos de aislamientos de los autotransformadores

- **El aislamiento líquido:** El aceite dieléctrico se debe tener en buenas propiedades aislantes, las cuales dependen en su totalidad en la que se encuentre libre de impurezas. Este tipo de aceite son cuidadosamente tratados en el momento de ser envasados. El cual

tiene una alta resistencia a la oxidación, lo que permite a su vez la función periódica y prolongada de tiempo. La viscosidad es muy baja, esto facilita a la penetración en la parte activa y la transferencia del calor.

- **El aislamiento sólido:** La función principal es mantener separados eléctricamente todos los elementos que forman parte activa del transformador, esto depende del espesor de la bobina, la cual se deben utilizar por algunos materiales dieléctricos sólidos usados en los transformadores de potencia.

2.19.3 Factores que influyen adversamente en los aislantes:

- La cantidad de materiales en suspensión del aceite (agentes contaminantes)
- El grado de limpieza del vaso de prueba.
- El grado de humedad contenida en el aceite.

Es importante limpiar el recipiente de muestra cuando se va a examinar el contenido de partículas en el aceite según lo descrito en la norma IEC 970.

2.20 Cambiadores de tomas del autotransformador

Los autotransformadores con cambio de tomas contienen un devanado en la que las conexiones pueden realizarse a lo largo de distintos puntos, lo cual permite una regulación discreta de la relación de transformación entre el margen relativamente. Los mismos proporcionan una herramienta sencilla y económica de control de la tensión en los sistemas eléctricos. A su vez se aplica en las redes de transporte como en redes de distribución.

En cuestión de las redes de transporte se debe a la naturaleza mallada en los efectos de autotransformadores en el cambio de tomas sobre las tensiones en los nudos y el flujo de potencia reactiva, el cual depende de la confirmación del sistema. En definitiva el control de la tensión es una parte del sistema que es necesaria para operar de forma coordinada sobre los demás transformadores con el cambio de tomas conectadas en parte del sistema

2.21 Ley de Faraday

El cambio que se produce en el entorno magnético en el que se encuentran bobina de cable, se origina de un “voltaje”, es una fuerza electromotriz inducida en la bobina. El cambio no importa en el punto de cómo se produzca, el voltaje será generado en la bobina. El mismo cambio será producido por la intensidad del campo magnético, en el movimiento de un imán la cual entra y sale del interior de la bobina, esto se mueve en la bobina de adentro hacia afuera en un campo magnético, esto girara la bobina dentro de un campo magnético, entre otras. (Sanchez, 2010, pág. 45)

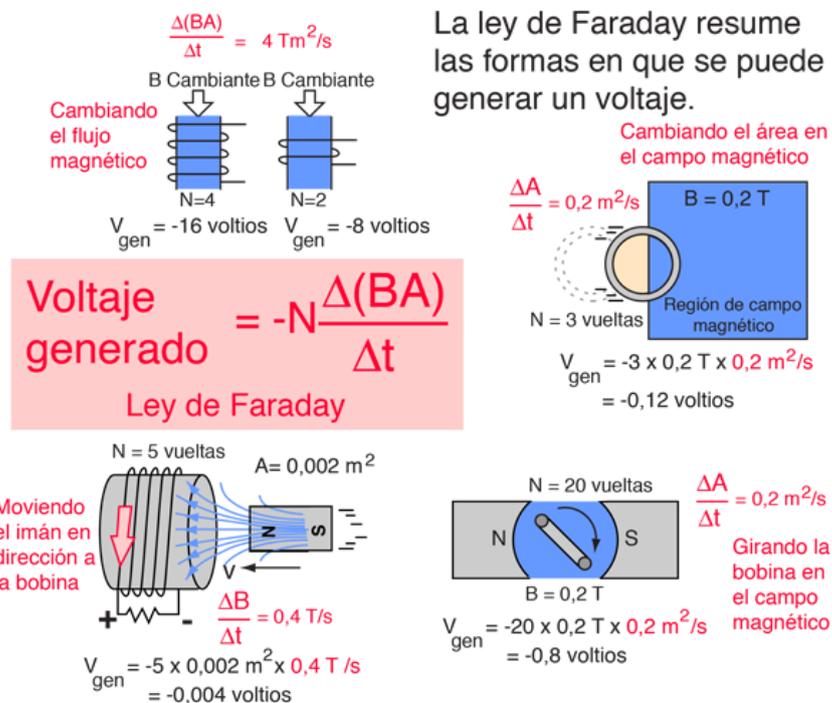


Figura 2.28 Ley de Faraday voltaje generado
 Obtenido de: <http://www.ingmecafenix.com/electricidad-industrial/tipos-de-transformadores/>

La ley de Faraday se define como una relación fundamental, el cual se basa en las ecuaciones de Maxwell. La misma sirve como un resumen, la cual está abreviado en las formas que se genera el voltaje (o fuerza electromotriz), por esta forma se realiza el cambio del entorno magnético.

La fuerza electromotriz es inducida en una bobina, siendo la fórmula igual al negativo de la tasa de cambio en el flujo magnético, la cual es multiplicada

por el número de vueltas, también conocido como espiras de la bobina. Esto implica una interacción para la carga con el campo magnético.

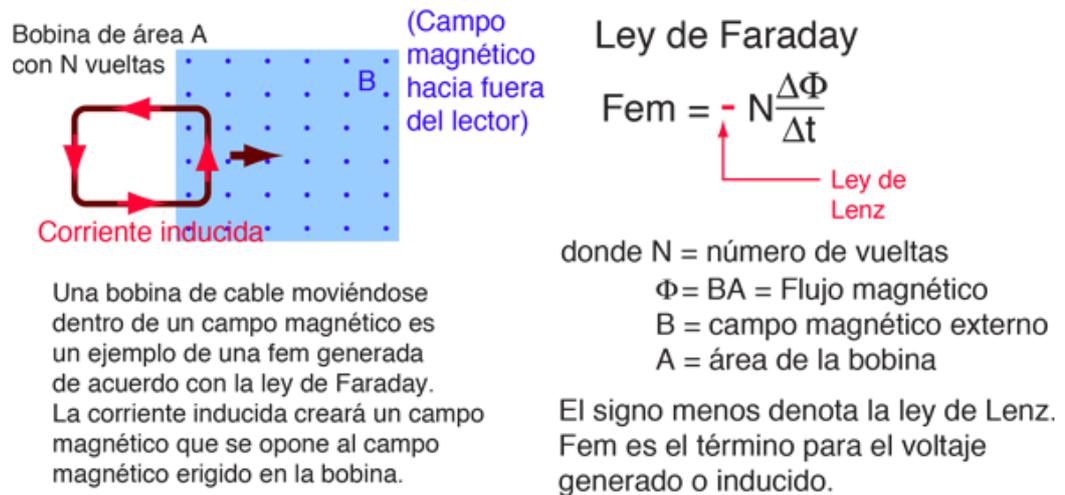


Figura 2.29 Ley de Faraday

Obtenido de: <http://www.ingmecafenix.com/electricidad-industrial/tipos-de-transformadores/>

2.22 Tipos de conexiones de transformadores

Los transformadores eléctricos son elementos de un circuito o una red eléctrica, los cuales son empleados para variar el nivel de voltaje, con un fin, el cual es adaptarlo a los componentes y aparatos eléctricos, es importante la mejora de la distribución de energía, de un transformador para un sola fase, la cual suele ser lo que se usa en circuitos y aparatos domésticos, esta consta de dos arrollados (Daniel Marcelo y Andrade Guerrero, 2008).

El arrollado primario, se conecta a la red eléctrica, la misma proporciona la energía y el secundario, conecta los circuitos que son alimentados, pero solamente en las redes de distribución, la alimentación es normalmente trifásica, esto permite las variaciones en las conexiones, cada una tiene sus características, las cuales son adecuadas en diferentes condiciones de operación.

2.22.1 Conexión en estrella

En una conexión de tipo estrella las bobinas están conectadas en cada una se comportará como si fuera monofásico y se produce un voltaje simple. Estas

tensiones serían U_1 , U_2 y U_3 . La tensión está compuesta entre dos fases. Estas serán U_{12} , U_{13} y U_{23} , de manera que: $U_{12}=U_1-U_2$ (Jose Ribas., 2018).

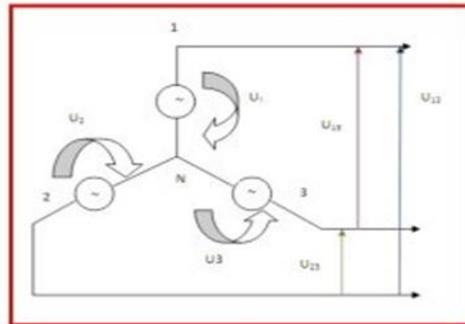


Figura 2.30 Conexión en estrella

Obtenido de: <https://automatismosuets.wordpress.com/conexion-estrella-triangulo/>

2.22.2 Conexión en delta

Es un sistema conectado en la configuración delta, el voltaje de línea V_L , es igual al voltaje en una fase V_F , en lo que la corriente de fase es raíz a 3 veces menor que una corriente de línea. En cuestión del nivel de aislamiento, es mayor por ser el voltaje de línea V_L , siendo igual al voltaje de fase. Este tipo de conexión, es generalmente empleada cuando se quiere un alto toque en el arranque (Roldán-Gamboa., 2002).

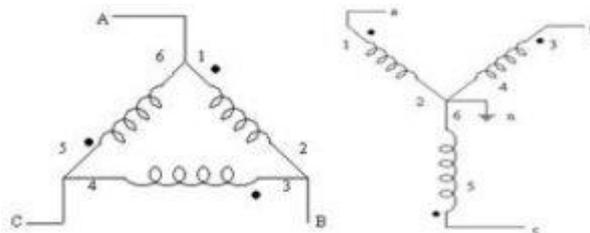


Figura 2.31 Conexión en delta

Obtenido de: <http://www.apcotech.com/BLOG/uncategorized/conexiones-electricas-tipo-estrella-y-delta-que-son-y-para-que-nos-sirven/>

2.22.3 Conexión en doble delta

Este tipo de motores eléctricos trifásicos asíncronos, los cuales están fabricados bajo las normas Estadunidenses de la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos NEMA (**National Electrical Manufacturers Association**), pueden tener en algunos casos más de 12 terminales.

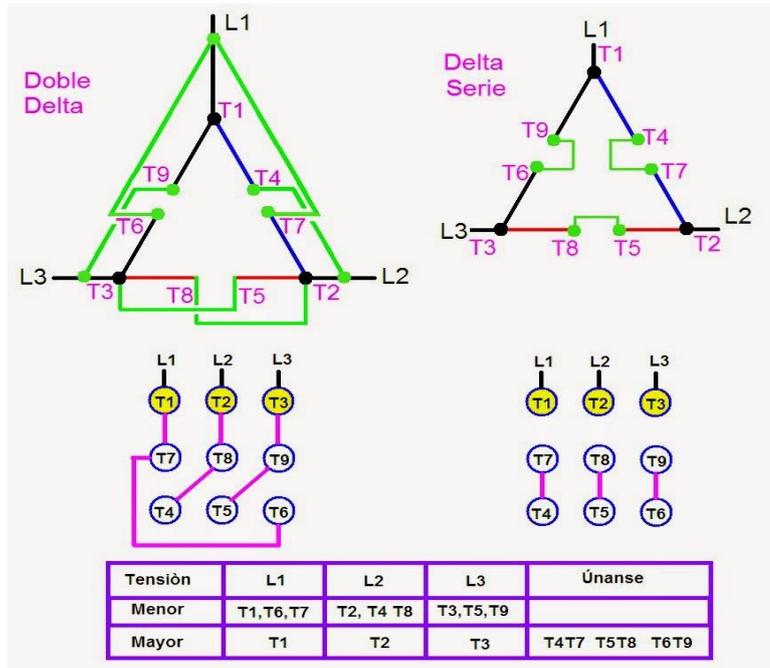


Figura 2.32 Conexión en doble delta

Obtenido de: <https://coparoman.blogspot.com/2014/09/motores-electricos-trifasicos-de-9-y-12.html>

A partir de aquí se complementa el dibujo, para alto voltaje se hace la conexión estrella serie y para bajo voltaje una conexión doble estrella.

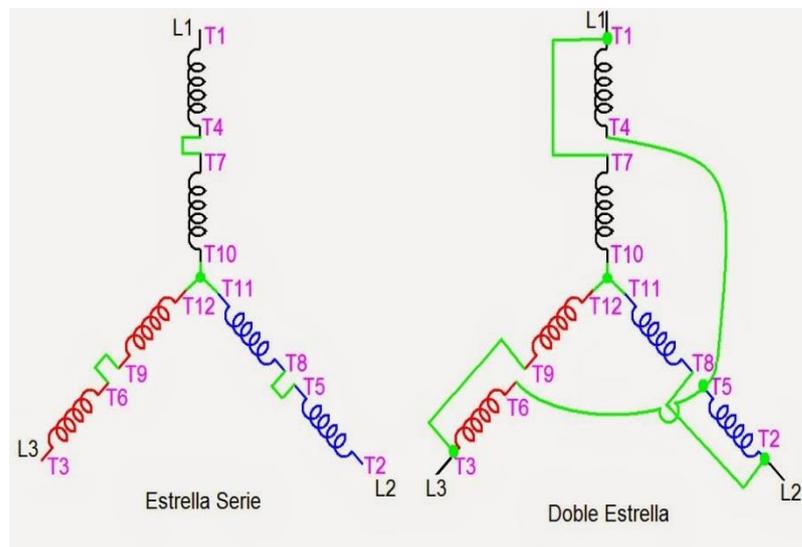


Figura 2.33 Conexiones de motor eléctrico en Estrella

Obtenido de: <https://coparoman.blogspot.com/2014/09/motores-electricos-trifasicos-de-9-y-12.html>

2.22.4 Conexión en doble estrella

Este sistema se utiliza por medio de una determinación secundaria de los números de terminales de un motor trifásico, la cual consiste en dibujar una conexión “Y” invertida con 12 terminales, después enumerar dichas terminales que comienzan en exterior una terminal T1 en la parte superior y siguiendo una espiral hacia la derecha, terminando en el interior.

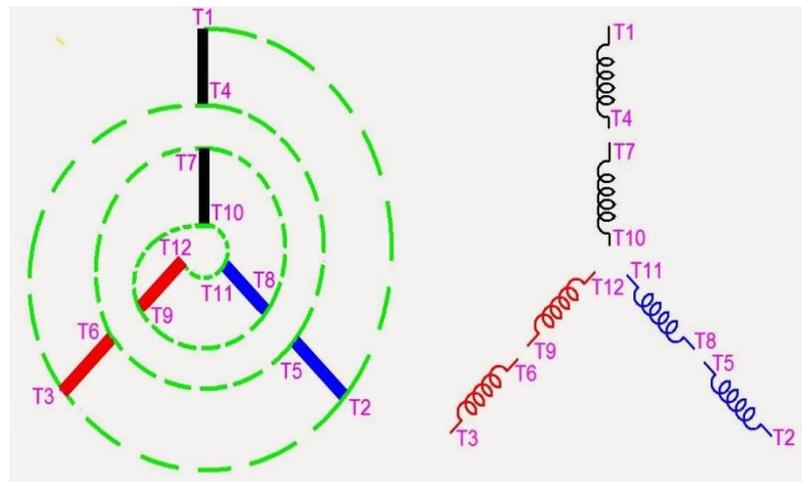


Figura 2.34 Sistema para identificar terminales en conexión estrella

Obtenido de: <https://coparoman.blogspot.com/2014/09/motores-electricos-trifasicos-de-9-y-12.html>

A partir de aquí se complementa el dibujo, para alto voltaje se hace la conexión estrella serie y para bajo voltaje una conexión doble estrella.

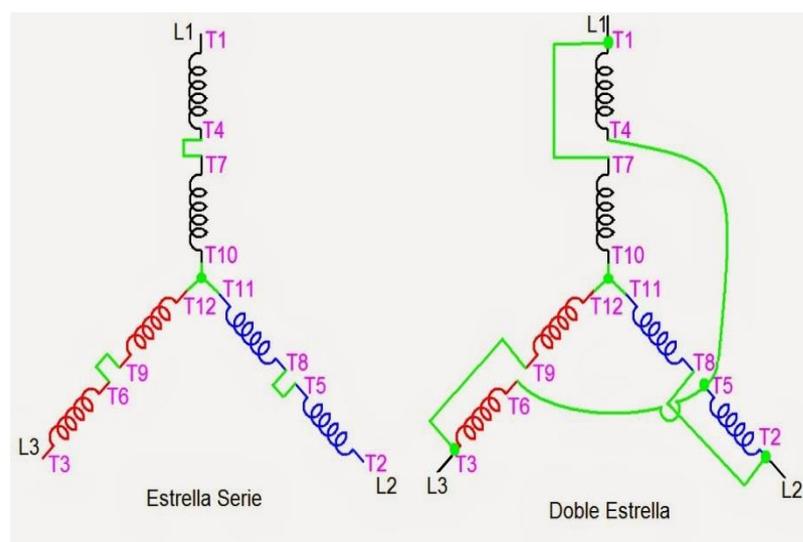


Figura 2.35 Conexiones de motor eléctrico en Estrella

Obtenido de: <https://coparoman.blogspot.com/2014/09/motores-electricos-trifasicos-de-9-y-12.html>

2.23 Curvas de transformadores

En este ejemplo se presenta un transformador trifásico de 2 KVA- Δ Y, 127/110 V, para la obtención de diferentes tipos de curvas de magnetización, esto se aprovecha adicionalmente en la posibilidad en el acceso de terminales, esto puede utilizarse para realizar las pruebas desconcertada en delta primaria, en la evaluación de su efecto en una saturación. Esto se muestra en las curvas obtenidas en las fases laterales y centrales utilizadas respectivamente (Martínez, 2005, pág. 56).

En esta manera se puede concluir el devanado de un triángulo que no tiene un efecto significativo en la magnetización, puesto que se obtienen curvas muy similares en ambas conexiones.

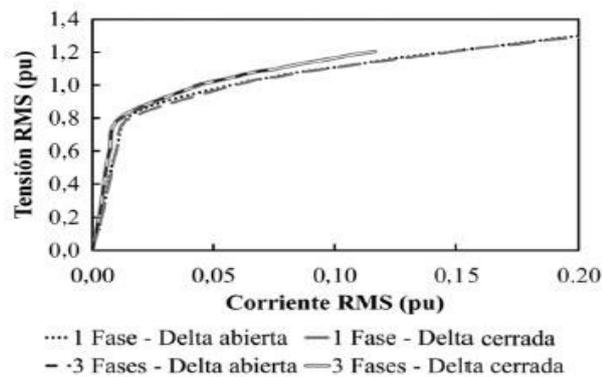


Figura 2.36 Comparación de la curva de vacío en diferentes condiciones de operación lateral

Obtenido de: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052012000300003

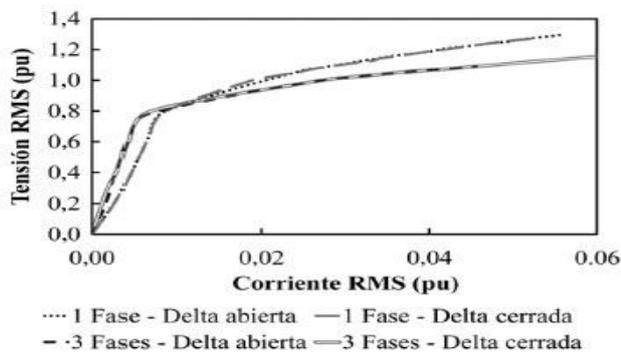


Figura 2.37 Comparación de la curva de vacío en diferentes condiciones de operación central

Obtenido de: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052012000300003

2.23.1 Cálculos para transformadores

Los transformadores son dispositivos estáticos en la que se basa en un principio de la inducción electromagnética, estos son capaces de la transferencia de energía eléctrica en un circuito a otro, por este medio del flujo común, lo cual se mantiene una frecuencia constante y varían los valores de tensión y la corriente del devanado secundario.

Fórmulas: Son varias las formulas en la que entran en juego, siendo la materia que tienen los elementos que afectan muy poco en el rendimiento. Por ende hay dos sumamente importante en la que podemos ignorar, las cuales son las siguientes:

Fórmulas para cálculo de transformadores

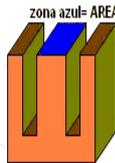
Area del núcleo = A

$$A = \sqrt{\text{pot}}$$

$$A = 1 (\sqrt{\text{pot}})$$

$$A = 1 (\sqrt{2000})$$

$$A = 14.14$$



Léase: área es igual a la constante * multiplicada por la raíz cuadrada de la potencia del transformador

donde * = 0.8 si el núcleo es fino y 1.2 si el núcleo es de inferior calidad. Tomamos normalmente 1

El resultado se obtiene en cm² y es el área rectangular del núcleo marcada en azul de la figura.

Relación de vueltas (espiras) por voltio = $A \times 0.02112$

El voltaje deseado para cada caso se dividirá por el resultado de este número. El resultado es el número de vueltas o espiras para ese voltaje en particular.

Figura 2.38 Formula de transformadores

Obtenido de: <http://www.ingmecafenix.com/electricidad-industrial/tipos-de-transformadores/>

Fórmulas para el cálculo de transformadores

Área del núcleo en cm² = largo en cm. x ancho en cm.

$$W_p = V_p \times 36 / \text{Área } W_p \text{ cantidad de vueltas que tendrá el primario}$$

$$I_p = 1,1 \times V.A. / V_p \text{ } I_p \text{ Corriente que circulara por el primario}$$

$$W_v = W_p / V_p \text{ } W_v \text{ Vueltas por Volt}$$

$$W_s = 1,06 \times W_v \times V_s \text{ } W_s \text{ Cantidad de vueltas que tendrá el secundario}$$

$$I_s = V.A. / V_s \text{ } I_s \text{ Corriente que circulara por el secundario}$$

Figura 2.39 Formulas de transformadores

Obtenido de: <http://www.ingmecafenix.com/electricidad-industrial/tipos-de-transformadores/>

2.24 Normas IEEE para mantenimiento de transformadores de poder

- Los transformadores de potencia sumergidos en aceite superiores a 2 MVA hasta 40 MVA deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas IEC 60076 -1, IEC 60076 -2, IEC 60076 -3, IEC 60076-4, IEC 60076-5, IEC 60076-7 y IEC 60076 -14, o en las Normas ANSI/IEEE C57.12.00, ANSI/IEEE C57.12.10, ANSI/IEEE C57.12.70 y ANSI/IEEE C57.12.90 vigentes o sus adopciones equivalentes.
- Los transformadores de potencia tipo seco superiores a 2 MVA hasta 40 MVA deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas IEC 60076-5, IEC 60076-11 y IEC 60076 -12, o en las Normas ANSI/ IEEE C57.12.01 y ANSI/ IEEE C57.12.91 vigentes o sus adopciones equivalentes.
- Los métodos de ensayo utilizados para verificar el cumplimiento de los requisitos de los transformadores de potencia sumergidos en aceite superiores a 2 MVA hasta 40 MVA contemplados en este Reglamento Técnico son los establecidos en las Normas IEC 60076 -1, IEC 60076 -2, IEC 60076 -3, IEC 60076-4, IEC 60076-5, IEC 60076-7 y IEC 60076 -14 vigentes o en las Normas ANSI/IEEE C57.12.00, ANSI/IEEE C57.12.10, ANSI/IEEE C57.12.70 y ANSI/IEEE C57.12.90 vigentes o sus adopciones equivalentes.
- Los métodos de ensayo utilizados para verificar el cumplimiento de los requisitos de los transformadores de potencia tipo seco contemplados en este Reglamento Técnico son los establecidos en las Normas IEC 60076-11, IEC 60076 -12 y IEC 60076-5 o en las Normas ANSI/ IEEE C57.12.01 y ANSI/ IEEE C57.12.91 vigentes o sus adopciones equivalentes

2.25 Tipos de mantenimientos en subestaciones eléctricas de potencia

Considerando que las subestaciones eléctricas tienen componentes importantes de los sistemas de potencia, siendo esto de un gran costo económico, teniendo en consideración la continuidad del servicio depende de una gran parte de ellas, la cual es necesaria para aplicar los sistemas de

subestaciones, con una adecuada gestión de mantenimiento. (García, 2008, pág. 76)

Este tipo de gestión se deberá observar el mantenimiento preventivo, englobando el mantenimiento predictivo, en la revisión con la frecuencia del estado de los equipos, en el mantenimiento correctivo para realizar las reparaciones necesarias en el reemplazo preventivo de los mismos, esto debería tener una planificación en la intervención de emergencia, en el mantenimiento predictivo, en la aplicación del análisis y la revisión periódicamente en dicha gestión, en la evolución del mantenimiento y sus procedimientos.

2.25.1 Mantenimientos preventivos

En el mantenimiento preventivo a subestaciones se dividen en dos componentes:

2.25.1.2 Inspección visual:

Este tipo de mantenimiento se efectúa mensualmente, sin interrumpir la energía de la línea, no es necesario la utilización de herramientas ni instrumentos en la mayoría de los casos, y como su mismo nombre lo indica es en inspecciones visuales. Tiene como finalidad la revisión visual del estado exterior de los equipos.

2.25.1.3 Mantenimiento preventivo programado o sistemático:

Esto es una serie de pruebas para realizarlo posteriormente en los equipos, aplicando una verificación del estado. Este tipo de trabajo tiene un carácter preventivo, pero también aplica en el mantenimiento predictivo, en ciertos casos correctivo.

2.25.1.4 El mantenimiento predictivo:

Esto puede intervenir al efectuar las pruebas del equipo, la cual llega a conocer el estado actual y si es posible entonces poder conocer el estado futuro para anticiparse de las posibles fallas.

2.25.1.5 El mantenimiento preventivo sistemático:

Esto se realiza generalmente con la línea de terminar la energía, pero existen algunas técnicas que se pueden aplicar las necesidades de la terminación de energía de la línea. En cuanto la mayoría de las industrias del mantenimiento programado, el cual se efectúa en días de los que se producen y pueden ser interrumpidas, en este tipo de servicio eléctrico, tiene una continuidad que no puede ser interrumpida, este trabajo se programa en días en que el consumo eléctrico es menor que los demás, esto pasa generalmente los fines de semana.

2.25.2 Mantenimientos correctivos

El mantenimiento correctivo puede considerarse dividido en dos partes:

2.25.2.1 Mantenimiento correctivo programado:

Se realiza por medio de una actividad correctiva, la cual implica la reparación y el reemplazo de piezas que se tiene como carácter preventivo, siendo en función las condiciones del equipo en diferentes parámetros, los cuales se efectúan en las reparaciones con la intención de anticiparse en la prevención de daños mayores que pueden afectar la disponibilidad del equipo.

2.25.2.2 Mantenimiento correctivo por avería:

Se presenta cuando existe un fallo consecuentemente una avería grave de uno o muchos equipos de la subestación, las cuales están en averías que se presentan por causas ajenas en la voluntad que se responsabilicen en la subestación, esto se debe a los factores externos, como las condiciones climáticas, daños de terceros, problemas en la línea de transmisión o distribución.

2.25.2.3 Mantenimientos emergentes

Es un conjunto de actividades para la reparación y sustitución de elementos deteriorados, esto se aplica cuando aparece un fallo. Esto corrige los efectos observados en los equipos instalados, la misma manera básica en el mantenimiento y consiste en la localización de averías o defectos para corregir o reparar. Siendo una forma básica para brindar el mantenimiento, se puede

suponer la simple reparación que está descompuesta. (Gil Rodríguez, 2008, pág. 50)

Por ende se realiza un mantenimiento emergente en el proceso, la cual consiste en la localización para corregir en las averías o posibles desperfectos, los cuales impiden que la maquinaria realice la función normal. Esto es aplicado en un sistema complejo, tales como: electrónico, eléctrico o mecánicos, en los que es imposible predecir los fallos, admiten ser interrumpidos en cualquier momento y con cualquier duración.

Inconvenientes

- El fallo puede aparecer en el momento más inoportuno
- Fallos no detectados a tiempo pueden causar daños irreparables en otros elementos
- Gran capital en piezas de repuesto

Rutinas de mantenimiento emergente

Fallas tempranas

- Esto sucede al principio de la vida útil y resulta un porcentaje pequeño del total de fallas que puedan surgir. Pueden ser ocasionados por problemas en el material, diseño o montaje.

Fallas adultas

- Estas fallas surgen con mayor frecuencia durante la vida útil. Las cuales se derivan de las condiciones en la operación que se presentan más lentamente que las anteriores, las cuales pueden ser causado por: suciedad en un filtro de aceite, cambios de rodamientos de una máquina, entre otras.

Fallas tardías

- Esto representa una fracción de fallas totales, las cuales aparecen en forma lenta y ocurre en una etapa final de la vida del bien, como el

envejecimiento de las instalaciones de un pequeño motor eléctrico, pérdida de luminosidad de una lámpara.

2.26 Normas de seguridad de equipos energizados a 138KV

- Al realizar una instalación eléctrica la cual debe tener una cuenta de dos peligros principales, las cuales están enunciados como: descarga eléctrica e incendio de explosión. Gracias a los últimos años se ha aparecido nuevos materiales en los dispositivos que pueden afectar la perfección de los sistemas de seguridad.
- Los equipos de instalaciones eléctricas se construyen en instalarse evitando en los contactos que son fuentes de tensión prevenidos en la producción de incendio. Se presenta en la selección de los materiales que se emplean al tener una cuenta de las tensiones que están sometidas.
- En el control de operaciones, están compuesta en función de equipos, esto se debe encargar del personal y la experiencia de los conocimientos que poseen. Esto resulta congruente cuando se trata de las instalaciones de alta tensión eléctrica, siendo esto necesario para impedir en la acción de alguna persona o material que se toma en contacto con los demás. Se puede lograr cuando sea cercado en el lugar peligroso o instalando en lugares elevados en los locales separados, por las cuales suelen tener el acceso en ciertas personas. Esto se debe poner una importante atención en este peligro cuando sea el trabajo realizado en la reparación, pintura, entre otras. En las vecindades que quitan provisionalmente en las medidas de seguridad.
- Se instalan los equipos eléctricos que se deben dejar en un lugar suficiente alrededor en los mismos como permite el trabajo adecuado, sino también se procede el acceso de todas las partes en el equipo de reparación, regulación o limpieza.
- Estos lugares existen equipos de alta tensión que no se deben utilizar en un pasaje habitual del personal.
- Los conductores señalan adecuadamente, de esta manera más fácil de seguir en su recorrido. Esto se fija en las paredes firmemente en los

canales, caños, entre otras. Los cuales tendrán los intervalos regulados en lugares de acceso de los mismos.

- Los conductores están aislados mediante el caucho, amianto, cambray, entre otras. En el caso del aislamiento complementario, por ejemplo: cables de troles, los conductores, los cuales deben proteger para poder impedir el contacto accidental.
- Es prescindible que los conductores se ubiquen dentro de los canales,. Esto ayudará a impedir su deterioro.
- Esto es necesario para que los fusibles que están también resguardados. La cual se puede hacer de varias maneras, por ejemplo: encerrándolos o permitiendo el acceso a las cajas sólo al personal autorizado.
- En los fusibles funcionan en un alto voltaje es conveniente que estos se colocan dentro de un receptáculo en la que sobre un tablero en la distribución, las cuales sean des conectables mediante el conmutador. Estos pueden accionarse mediante el conmutador la cual podría hacerlo desde un lugar seguro, esto se tiene en un letrero que indica claramente, cuando se puede conectar o desconectar en los fusibles.
- Los conmutadores se pueden instalar de una manera que tal se puedan impedir la manipulación accidental.
- Los tableros se distribuyen a la utilización para el control de individualidad de los motores. Esto conviene en que están blindados, las cuales se encuentran encerrados para los elementos conectados a fuentes de alta tensión eléctrica, ayudando a evitar el acceso al personal que no esté autorizado. El piso que está alrededor de los mismos se puede aislar en aquellos elementos que están conectados en fuentes de alta tensión, las cuales deben tener pantallas aislantes, esto permita la reparación o regulación de los cortes.
- Los circuitos de los elementos de un tablero se facilitan en la individualización del fácil acceso. Lo cual conviene poner en la tierra las manivelas.
- En la realización de las reparaciones se deben cortar en el pasaje de electricidad.

- Los motores eléctricos se deben aislar y proteger, esto evitara que los trabajadores que se pueden acceder con un contacto con estos por descuido.
- Esto funciona en lugares con exceso de humedad, vapores corrosivos, entre otras., esto se debe a la protección por medio del resguardo adecuado.
- Esto no es preferible en la utilización de lámparas eléctricas portátiles, siendo esto no sería posible reemplazarlas por el sistema eléctrico fijos en las que se pueda promover de portalámparas aislados con sus respectivos cables y enchufes en perfectas condiciones y los mismos deben ser revisados periódicamente.
- Los equipos para la soldadura y corte mediante el arco eléctrico, las cuales deben aislarse adecuadamente, esto se coloca en los armazones de los que se encuentran conectados en la tierra. Las ranuras de ventilación se deben alojar en un espacio que permita la introducción de objetos que puedan hacer contacto con elementos de tensión.

2.26.1 Equipos de protección personal para trabajos en equipos energizados

Vestimenta y Equipo de Protección Personal

- Use un buen par de zapatos de seguridad resistentes al aceite con suelas y tacones anti resbalantes.
- No use ropa que le restrinja el movimiento.
- Use ropa de algodón o ropa incombustible.
- Evite la ropa suelta ya que puede enredarse en el equipo.
- Abotone los puños de la camisa.
- Quítese las corbatas, joyas, bufandas y relojes de pulsera.
- Recoja el cabello largo con gorros o redes.
- Use cascos protectores clase B cuando trabaje cerca de cables eléctricos elevados.
- Evite los cinturones con hebillas grandes de metal.

- Cuando use un cinturón para cargar herramientas no deje que las herramientas cuelguen fuera de los sujetadores o que cuelguen fuera del cinturón.
- Quítese el cinturón de cargar herramientas antes de comenzar a trabajar en lugares pequeños.

Se recomienda el siguiente equipo de protección personal (PPE, por sus siglas en inglés) para evitar que su cuerpo se convierta en un conductor de electricidad:

- protección para la cabeza, ojos y cara no conductora de electricidad.
- ropa y guantes de goma; y zapatos o botas con suela de goma.



Figura 2.40 Equipos de protección personal para trabajos en equipos energizados
Obtenido de: <https://sistemamid.com/biblioteca.php?rPadre=9894&rSeleccionado>

CAPITULO 3. ANÁLISIS Y PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO DEL AUTOTRANSFORMADOR MEDIANTE UN CONJUNTO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS QUÍMICAS Y TEÓRICAS

El mantenimiento de un autotransformador tiene como fin la recuperación de la disponibilidad del equipo, al mismo tiempo es posible maximizar la vida residual, en la minimización del costo. Lo cual se debe planificar con antelación la parada en la desconexión de la red, al recopilar la información técnica con respecto al equipo, revisar el protocolo en los equipos de seguridad necesaria en la selección cuidadosamente al personal requerido, según los conocimientos y aptitudes.

En caso de no tomar las respectivas cartas al asunto en realizar un programa de mantenimiento el transformador tiende a envejecer prematuramente resultando a mediano plazo un irregular campo de maniobra como averías, paradas no programadas, interrupciones de suministro, entre otras que al ser transformadores de potencia que desempeñan un papel fundamental en el cotidiano de grupos sociales viene a representar pérdidas económicas a la empresa como a los usuarios. Estos problemas se deben tomar diferentes soluciones en lo programado por medio de un mantenimiento a los transformadores.

Las acciones de mantenimiento consisten en la conservación de equipos o instalaciones mediante realización de revisión y reparación que garanticen su buen funcionamiento y fiabilidad.

Las pruebas y acciones de mantenimiento en un transformador consisten en:

- La limpieza al transformador, ajuste de terminales.
- Las Pruebas para determinar el aislamiento de las bobinas mediante un MEGGER en el transformador.
- El análisis físico químico del aceite dieléctrico mediante la prueba de rigidez dieléctrica.

3.1 Pruebas eléctricas

Pruebas destructivas: En el caso de estas pruebas se somete al autotransformador a un castigo severo hasta que el equipo falle, las pruebas son poco comunes porque se dañan permanentemente el autotransformador, generalmente estas pruebas las realiza el mismo fabricante como control de calidad en la investigación, en ciertos casos son:

Pruebas de resistencia eléctrica: Son puntos de alta resistencia que en partes son de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, estas originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, entre otras; ésta prueba detecta esos puntos.



Figura 3.1 Pruebas de resistencia eléctrica

Obtenido de: <http://www.termografiasinlab.com/Transformadores.html>

La resistencia en función del calibre de la bobina y el número de vueltas, se inyecta una tensión a las bobinas mediante un megger en relación a la normativa y conexas que posee el arrollamiento ya sea por norma IEEE o ANSI, con el fin de medir la cantidad de ohmios en una tensión igual a la de trabajo.

Pruebas de corto circuito: En la prueba para el corto circuito, los terminales secundarios del transformador se cortocircuitan y las primarias se conectan con una fuente adecuada para el voltaje. En cuanto al voltaje de entrada se ajusta en la corriente de los devanados cortocircuitados, sea similar o igual al valor nominal, por ende, se miden el voltaje, la corriente y la potencia de entrada. Siendo el voltaje de entrada pequeño durante la prueba, la corriente que fluye por la rama de excitación es despreciable.

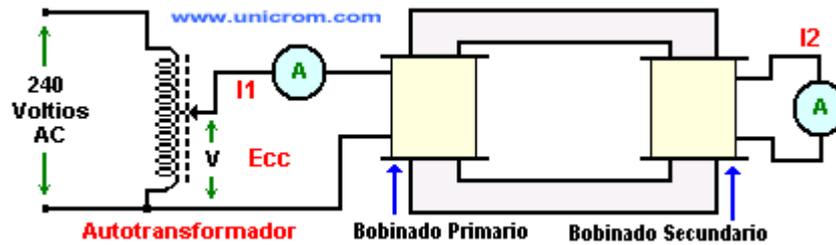


Figura 3.2 Diagrama de las pruebas de corto circuito

Obtenido de: unicrom.com/impedancia-y-tension-corto-circuito-de-transformador/

Pruebas de humedad: En cuestión de humedad la parte sólida del aislamiento de papel es un factor importante en relación al estado de los autotransformadores de potencia. La humedad puede introducirse en el aislamiento por medio del autotransformador en la atmósfera durante la instalación o reparación. Según el aumento del contenido de humedad en el aislamiento de papel acelera el proceso de envejecimiento. Siendo la humedad un producto del proceso de envejecimiento.



Figura 3.3 Respiraderos del autotransformador

Obtenido de: <https://www.istockphoto.com/es/foto/respiradero-de-gel-de-silicona-de-transformador-gm697670740-129227365>

En la figura 3.3 podemos observar los respiraderos del autotransformador, los mismo que sirven para evacuar gases que se producen por los cambios de temperatura, ya sean estos por aumento o disminución de la carga, o por cambios de temperatura; se componen de sílica gel, un material químico que retiene la humedad y permite el pase de entrada y salida del aire sin humedad.

Prueba de aislamiento: Esta consiste en verificar los aislamientos del transformador por medio de pruebas de resistencia mínima soportable bajo la

operación que son sometidas, al comprobar la inadecuada conexión entre sus devanados en tierra y avalar el diseño del producto al no existir defecto alguno.



Figura 3.4 Prueba de aislamiento

Obtenido de: <https://www.preditek.com.es/pruebas-electricas-en-transformadores-y-motores/>

Se realiza esta prueba mediante un equipo TTR el mismo que lo conectaremos mediante el diagrama de conexión interno del autotransformador, usaremos los lados de alta y baja en función de la tierra que se encuentre conectada al transformador, de esa forma probaremos que los conexiones se encuentren correctos ya que los valores entre teóricos y prácticos deben de ser no mayor al 0.02%

Prueba al aceite dieléctrico: Es conveniente el monitoreo de la condición del aceite por medio de pruebas en laboratorio, con el fin de aplicar oportunamente el reacondicionamiento y cambio del mismo, antes de que dicho aceite se deteriore al punto que se pueda esperar una falla.

Se mide el voltaje en el cual el aceite tiene una ruptura. Dicha prueba es muy útil en campo, ya que indica la presencia de agentes contaminantes como agua; aunque un buen valor de rigidez dieléctrica no garantiza la ausencia de ácidos y sedimentos.

Las características físico-electro-químicas del aceite, el voltaje, la potencia, construcción y condiciones de servicio del transformador determinarán si se debe seguir un programa anual de pruebas o uno más frecuente



Figura 3.5 Prueba de aceite dieléctrico
Obtenido de: <https://www.youtube.com/watch?v=vGJKk1aSEQ0>

Se inyecta un voltaje al aceite para poder comprobar en función del tiempo y voltaje la cantidad de rigidez que contiene el mismo, esta prueba se la puede realizar en sitio con el equipo adecuado

Factor de Potencia: Es una de las pruebas más significativas para evaluar un aceite aislante. Un bajo factor de potencia indica bajas pérdidas dieléctricas y un bajo nivel de contaminantes o bajo deterioro del aceite.

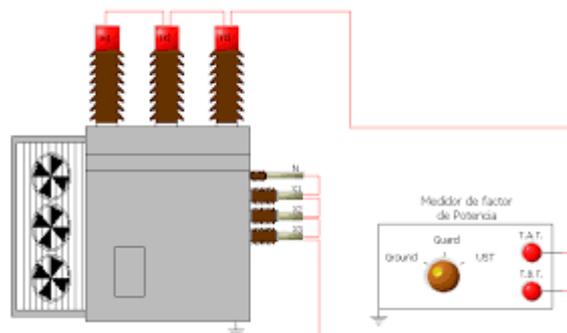


Figura 3.6 Prueba de factor de potencia
Obtenido de: http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/factor.pdf

Con esta prueba comprobaremos también si el papel que contienen las bobinas presenta desgaste, siendo las bobinas inductoras, el papel crea un efecto capacitivo por encima de los 5000V, es por ello la importancia de la esta prueba ya que puede evitar daños mayor o explosiones, que se generan por la falta de aislamiento, debido a los armónicos que se presentan en distribuidoras de energía.

3.2 Pruebas Físicas

Apariencia Visual. Se verifica que el aceite sea brillante y transparente, sin sedimentos, ni sólidos en suspensión.

Color: Es un número que indica el grado de refinación de un aceite nuevo, y en un aceite en servicio indica el grado de envejecimiento y/o contaminación.



Figura 3.7 Color del aceite dieléctrico

Obtenido de: <http://aeenergy.com.pe/analisis-prueba-aceite-dielectrico-transformadores-contenido-pcb/>

Tensión Interfacial: Se mide la concentración de moléculas polares en suspensión y en solución con el aceite; por lo tanto proporciona una medición muy precisa de los precursores de sedimento disuelto en el aceite mucho antes de que algún sedimento se precipite.

3.3 Medición de las pérdidas y corrientes de excitación

Este tipo de medición permite identificar los siguientes defectos:

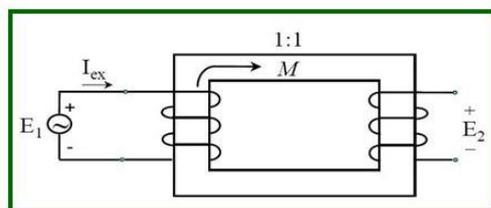
- Defectos del fabricante (núcleo)
- Investiga el circuito magnético
- Corto circuito en aislamiento entre espiras

- Problemas en los cambiadores de voltajes
- Aterramiento anormal del núcleo

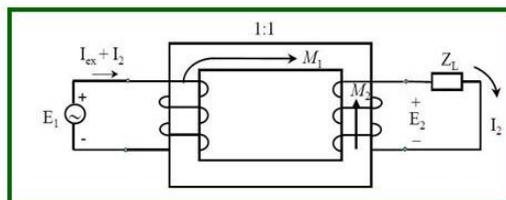
Prueba inicial:

- Todas las posiciones subiendo y bajando
- Posición Neutral
- Verificar en cada posición del cambiador de Tap sin carga (DETC)

.... Medición de Corrientes de Excitación



Con secundario abierto: La corriente circulando por el primario debe ser suficiente para excitar el núcleo.



Con carga al secundario: La corriente circulando por el primario aumentará su valor proporcionalmente a la corriente de carga circulando por el secundario (más la corriente de excitación)

Figura 3.8 Medición de corriente de excitación
 Obtenido de: <https://slideplayer.es/slide/8864413/>

3.4 Medición de tensión de cortocircuito y pérdidas en el cobre

Si en un conductor eléctrico circula una corriente eléctrica, este se calienta y en consecuencia en los arrollamientos de una maquina eléctrica, en nuestro caso el autotransformador desarrolla un calor debido al paso de dicha corriente. Este calor se disipa ocasionando pérdidas en las bobinas del transformador, llamadas también pérdidas en el cobre y representadas por Pcu.

La ecuación que representa estas pérdidas en: $P_{cu} = I^2 * R$

En nuestro caso trabajan dos arrollamientos, las pérdidas totales serian:

$$P_{cu} = I_1^2 * R_1 + I_2^2 * R_2$$

R1 también se puede denotar como Rp y R2 como Rs, es decir R1 resistencia ohmica del devanado primario y R2 Resistencia ohmica del devanado secundario.

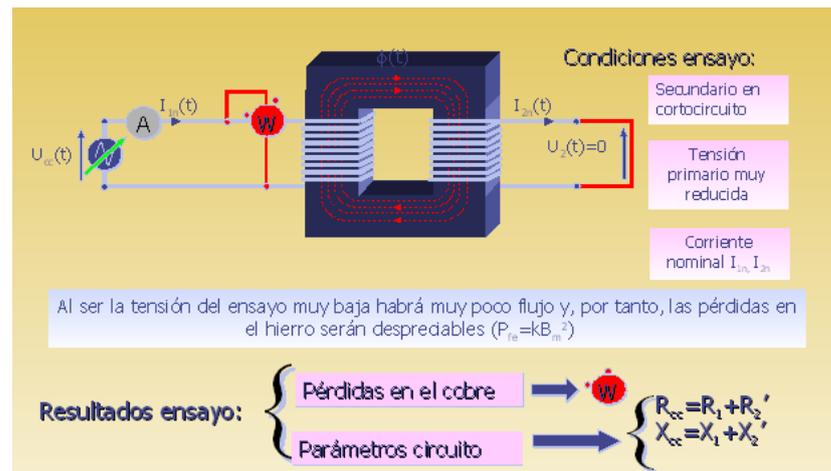


Figura 3.9 Medición de tensión de cortocircuito en pérdida en el cobre

Obtenido de: <http://eltransformadorelectrico.blogspot.com/2016/06/perdidas-en-el-cobre-prueba-en.html>

3.5 Tensión aplicada a frecuencia industrial

La tensión aplicada debe llevarse a cabo con una tensión alterna monofásica de forma sinusoidal y que tenga la frecuencia adecuada, es decir, por lo menos igual al 80% de la frecuencia nominal.

La tensión de ensayo debe ajustarse al siguiente cuadro, teniendo en cuenta la clase de aislamiento especificada del transformador, siempre que el fabricante y el comprador no hayan acordado ningún valor en concreto.

La plena tensión de ensayo debe aplicarse durante 60 segundos entre el devanado sometido a prueba, y todos los bornes de los demás devanados, el circuito magnético, el chasis o la envolvente del transformador, conectados juntos a tierra.

La tensión aplicada será satisfactoria si no se produce ninguna caída de la tensión durante el ensayo.

Tabla 3.1 Tensiones soportadas asignadas para arrollamientos de transformador con tensión más elevada

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo		Tensión soportada asignada inducida de corta duración o aplicada con CA	
	kV (valor de cresta)		kV (valor eficaz)	
	Transformadores de distribución (nota 1) y de clase I (nota 2)	Transformadores de clase II (nota 3)	Transformadores de distribución y de clase I	Transformadores de clase II
15	95	110	34	34
	125	–	40	–
26,4	150	150	50	50
36,5	200	200	70	70
48,3	250	250	95	95
72,5	350	350	140	140
121		350		140
		450		185
145		550		230
		650		275
169		750		325

NOTA 1 – Los transformadores de distribución transfieren energía eléctrica desde un circuito de distribución primario a otro de distribución secundario.

NOTA 2 – Los transformadores de potencia de clase I incluyen arrollamientos de alta tensión de $U_m \leq 72,5$ kV.

NOTA 3 – Los transformadores de potencia de clase II incluyen arrollamientos de alta tensión de $U_m \geq 121$ kV.

Obtenido de: <http://imseingenieria.blogspot.com/2017/01/ensayos-dielectricos-de-transformadores.html>

3.6 Pruebas Especiales

Las pruebas se consideran especiales, tales como: la prueba de temperatura, prueba de cortocircuito a la tensión plena y la prueba de descargas parciales, estas se aplican solo a nivel de prototipos. La prueba determina la capacidad real del aparato, en el cortocircuito que garantiza la resistencia mecánica de las bobinas, por causa de los efectos electrónicos en las descargas que diagnostican el comportamiento dieléctrico del sistema aislante del transformador. (GARA TE AYBAR, 2005, pág. 56)

3.7 Cortocircuito

Es una conexión entre dos puntos con una diferencia de potencial, esto da lugar a una corriente de intensidad elevada en comparación de la corriente que soporta los componentes del circuito eléctrico.

Las causas principales pueden ser por defectos eléctricos provocados por fallos en el aislamiento de las instalaciones, o fallos en los receptores de conexión, por avería o conexión incorrecta, estas pueden ser provocadas por la atmósfera como las descargas eléctricas en líneas de alta tensión, vientos fuertes o humedad elevada.

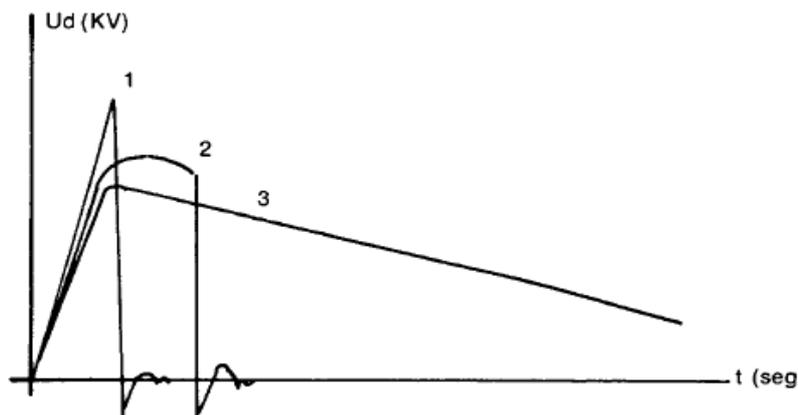


Figura 3.10 Tensión de ondas recortadas en 3
Obtenido de: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4902442.pdf>

3.8 Pruebas de Campo

Las pruebas de campo se las realizará según el plan de mantenimiento que tenga la compañía de electrificación, por lo general se las realiza semestralmente y esta podrán ser con transformador energizado o desenergizado, se pueden dividir en tres categorías:

- Pruebas de aceptación.
- Pruebas periódicas.
- Pruebas después de una falla.

Las pruebas de aceptación deben ser realizadas inmediatamente después de que el producto llegue a su destino, con el fin de verificar que ningún elemento interno del transformador, sufrió daño alguno durante el transporte, embalaje y montaje del mismo. Algunas pruebas se expresan a continuación:

- Relación de transformación (TTR).
- Prueba de resistencia con el índice de polarización.
- Factor de potencia.

- Resistencia (devanado).
- Polaridad y relación de fase.
- Pruebas al aceite (DGA, la humedad, dieléctricos, etc).
- Inspección visual
- Prueba de pérdidas sin carga.

El principal propósito de esta prueba consiste en supervisar el estado de la unidad de forma que cualquier problema potencial puede ser visto temprano antes de la energización. Algunas de ellas se enumeran a continuación:

- Relación de transformación (TTR).
- Prueba de resistencia con el índice de polarización.
- Factor de potencia.
- Resistencia (devanado).
- Pruebas de aceite (DGA, humedad, dieléctricos, entre otras).
- Prueba de corriente de excitación.
- Inspección visual.

Un corte no programado y una falla potencial se pueden prevenir siguiendo un programa de pruebas periódicas. Pruebas realizadas en transformadores eléctricos con falla son:

- Relación de transformación (TTR).
- Prueba de resistencia con el índice de polarización.
- Factor de potencia.
- Resistencia.
- Pruebas al aceite.
- Prueba de corriente de excitación.
- Gas combustible / análisis de gas en aceite
- Inspección visual (interno)

3.9 Medición de la relación de transformación (TTR)

Este tipo de prueba de medición sirve para confirmar la relación de la transformación y la polaridad de los autotransformadores nuevos o usados e

identificar las desviaciones en las lecturas de la relación de vueltas, esto indica la problemática en uno o ambos bobinados en el circuito magnético del núcleo.

Los autotransformadores tienen un cambiador de derivaciones como (taps) para poder modificar la relación de voltaje con relación de las transformaciones en base a la comparación entre el voltaje nominal, el cual está referido. La relación de transformación de estos transformadores se deberá determinar para todos los taps y para todo el devanado.

En cuestión de la medición con el TTR, la cual se debe seguir por medio del circuito básico, cuando el detector DET está en balance, con relación de transformación que es igual a R/R_1 .

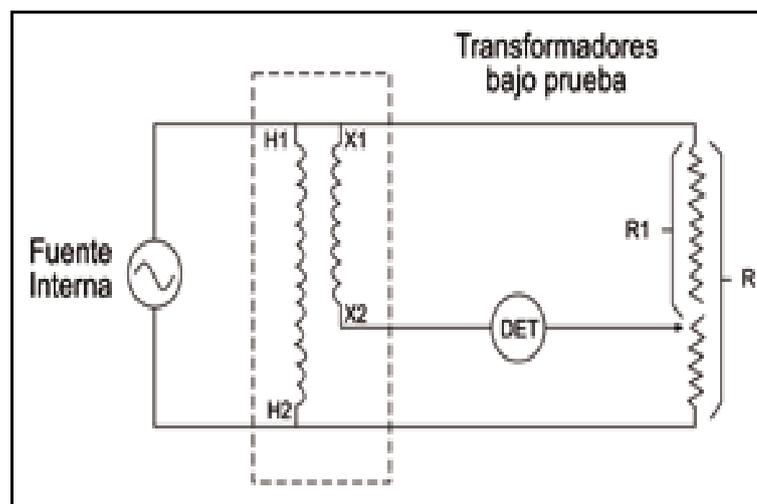


Figura 3.11 Relación de transformación (TTR)

Obtenido de: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=879>

3.10 Resistencia de los devanados

La medición de la resistencia de devanados consiste en la aplicación de la ley de Ohm, en tal caso se inyecta una corriente DC, el cual no supere el 15% de la corriente nominal a fin de poder evitar el calentamiento de la bobina y alterar la medida. Por ende se registra la tensión en bornes de la bobina.

Por medio de la inyección de la corriente de medición, no se puede desconectar súbitamente la fuente, si esta genera una sobretensión que se puede poner en riesgo de los operarios en la fuente empleada.

Estos registros deben tomarse en la estabilización del instrumento en el tipo de medidas que se pueden ver afectadas por flujos dispersos y capacidades del autotransformador.

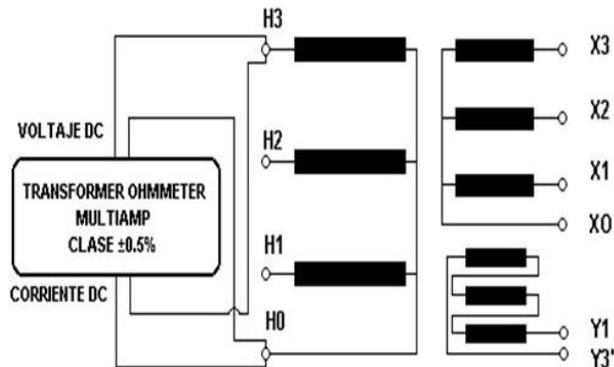


Figura 3.12 Resistencia de los devanados

Obtenido de: <https://smcint.com/es/medidas-de-resistencia-de-devanados/>

3.11 Resistencia de Aislamiento (Megger)

En la prueba se evidencia los aislamientos del transformador que tendrá que cumplir la resistencia mínima que soporta la baja operación en la conexión entre los devanados y la tierra. La prueba se la aplica generalmente antes que se fabrique, instale o se repare. Esta se utiliza como una prueba de rutina en Iso mantenimientos de transformadores motores y generadores para evitar los fallos futuros.

En la prueba de resistencia de aislamiento en los transformadores, también se permite la verificación en el grado de humedad y en ocasiones por defectos severos en el aislamiento. La resistencia de aislamiento se mide por medio de un aparato conocido como “MEGGER”.

EL megger es un instrumento que sirve para la medición de resistencia del aislamiento de los cables y bobinados, los cuales pueden ser por tierra o entre fases, la cual cuenta con una fuente de alimentación en corriente directa y en sistemas de medición. La fuente es un pequeño generador que se puede accionar de forma manual o eléctricamente.

El voltaje en terminales de un megger varía de acuerdo al fabricante y así se trate de accionamiento manual o eléctrico, pero en general se pueden encontrar en forma comercial megger de 250 volts, 1000 volts y 2500 volts.

La escala del instrumento esta graduada para leer resistencias de aislamiento en el rango de 0 a 10.000 megohmn.

En cuestión del aislamiento de un transformador se mide entre los devanados conectados entre sí, esta se encuentra contra el tanque conectado a tierra, por cada devanado y el tanque con el resto de los devanados conectados por tierra.

3.12 Factor de potencia del aislamiento (doble)

El factor de potencia del aislamiento es una forma de evaluación y juzgar las condiciones del aislamiento de los devanados del autotransformador y reactores, es para detectar la humedad en los mismos. Los equipos que se utilizan para realizar la prueba, pueden ser de varias marcas, entre las cuales pueden citarse: James G. Biddle, Nansen y Doble Engineering Co., de esta última, en sus modelos MEU-2.5 KV, M2H-10 KV y M4000-10KV; el ETP de SMC-10KV ó el Delta 2000 de AVO, entre otros.

El factor de Potencia aumenta directamente con la temperatura del autotransformador, esto se debe a los resultados a una temperatura base de 20°C, con la finalidad de comparación.

La medición e interpretación correcta del Factor de Potencia/factor de disipación, sirve para darnos una idea de las perdidas dieléctricas del aislamiento sometido a prueba.

Nos ayuda a identificar defectos en el aislamiento, tales como:

- Contaminación.
- Humedad.
- Envejecimiento.

Para medir el factor de potencia en un aislamiento, se aplica típicamente 10KVA. No se debe exceder el valor de tensión nominal del espécimen bajo prueba.

Para un diagnóstico integral del aislamiento es recomendable medir:

- Factor de Potencia/Factor de Disipación.
- Capacitancia pF.
- Perdida de potencia mW.
- Corriente total de perdidas mA.

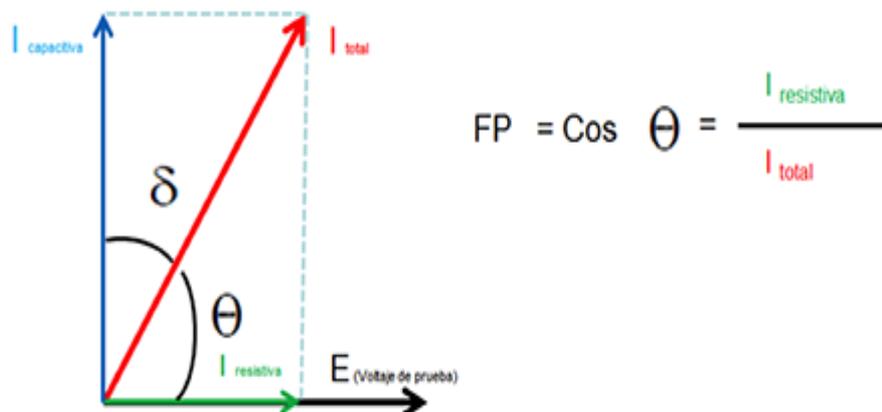


Figura 3.13 Factor de Potencia

Obtenido de: <http://inproelec.com.mx/factor-de-potencia.html>

3.13 Análisis del Aceite

Es conocido como un análisis de aceite regular el cual es muy útil en el monitoreo de las condiciones de los motores, turbinas y otros equipamientos lubricados con aceite. Lo cual se puede usar para los aceites de transformadores, utilizados en la aislación de muchos autotransformadores y otros equipos de distribución eléctricas.

Este análisis provee de información acerca del aceite, pero también facilita la detección de otros posibles inconvenientes, el cual incluye el arqueo eléctrico, envejecimiento del papel aislante y otras fallas latentes y es una parte indispensable de un programa de mantenimiento eficiente en costos.

Con el monitoreo de las condiciones del aceite, pueden ocurrir fallos en la que se puede ser descubiertas en el tiempo y apagones que pueden ser

evitados. Inclusive se puede asumir una aproximación eficiente del mantenimiento e intervalos óptimos de reemplazo que puede ser determinado. Estas revisiones pueden ser simples: operación de relevadores de gas, cambiadores superiores de diferencial, fugas de aceite, entre otras.

3.13 Pruebas Físico-químicas:

Punto de anilina, color, contenido de humedad, Viscosidad, Punto de inflamación, Tensión Interfacial (TIF), Número de Neutralización (NN) o acidez.

Las pruebas se aplican a propósito en la evaluación de estado de las propiedades de los aceites dieléctricos que son de origen mineral, estas se orientan a determinar tres características que se basan en los dichos aceites y se presentan a continuación:

- Su composición (pruebas de composición).
- Su pureza (pruebas de pureza).
- Su estabilidad (pruebas de estabilidad).

La estabilidad depende de la composición. Lo cual significa que las pruebas de composición y estabilidad que no son muy necesarios cuando se trata del control de calidad del aceite dieléctrico en servicio, tomando en cuenta que son estrictamente efectuadas para los aceites nuevos.

COMPOSICION	<i>Punto de anilina</i>
	<i>Punto de fluidez</i>
PUREZA	<i>Color</i>
	<i>Punto de inflamación</i>
	<i>Gravedad específica</i>
	<i>Viscosidad</i>
ESTABILIDAD	<i>Azufre corrosivo</i>
	<i>Contenido de humedad</i>
	<i>Tensión interfacial</i>
	<i>No. de Neutralización</i>
	<i>Tensión de ruptura</i>
ESTABILIDAD	<i>Factor de potencia</i>
	<i>Estabilidad de color</i>
	<i>Formación de lodo</i>
ESTABILIDAD	<i>Período de inducción</i>
	<i>Contenido de inhibidor</i>

Figura 3.14 Pruebas que se realizan el aceite dieléctrico

Obtenido de: repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/8585/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-107.pdf

Por ende, se prueba la pureza que son las que necesitan en su mayoría de peso en la determinación del comportamiento y desempeño de los aceites dieléctricos en servicio, por lo cual son pruebas en la que se incluyen con más frecuencia en el programa de control.

3.12.1 Contenido de Humedad

El agua es poco soluble en los aceites dieléctricos, aun así sean mínimas cantidades de humedad que son suficientes para el aumento drástico de la conductividad eléctrica, reduciendo la rigidez dieléctrica y subir el factor de potencia. El agua se puede entrar por el aire atmosférico o el resultado de la degradación de materiales aislantes.

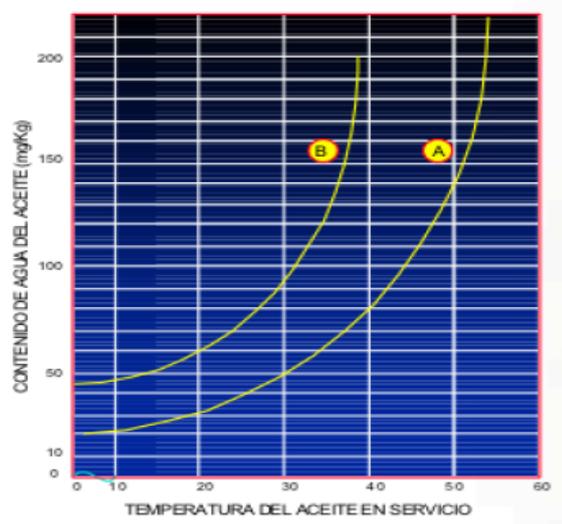


Figura 3.15 Saturación de Temperatura del aceite en servicio

Obtenido de: repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/8585/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-107.pdf

El agua no solo es un líquido perjudicial para el aceite porque aumenta su conductividad eléctrica, sino también es un elemento altamente corrosivo para los metales ferrosos, por lo cual forma óxido de hierro que al disolverse en el aceite lo hace mayor conductor. Siendo el agua propicio para la degradación y contribuye al desgaste acelerado del aceite dieléctrico.

3.12.2 Tensión Interfacial

Este es uno de los test más utilizados para determinar el nivel de deterioro y la contaminación de un aceite dieléctrico. Cuyas características cambian rápidamente durante las diferentes etapas iniciales de envejecimiento, luego la evolución y estabilidad, cuando se la degrada en el aumento moderado. Es por ello que los resultados son dificultosos de interpretar en los términos de mantenimiento de aceite.

Los valores típicos en la tensión Interfacial de los aceites son de alrededor de 45 dinas/cm, por ende, los valores de 20 o más son considerados apropiados para dicho servicio. En cuestión de tensiones interfaciales están por debajo de 200dinas/cm esto quiere decir la contaminación del aceite con productos de oxidación, barnices, glicol, jabones de sodio, y posiblemente otras materias extrañas. En la filtración del aceite especificada en las normas ASTM D-971, se reportan los valores de latas tensiones Interfacial.

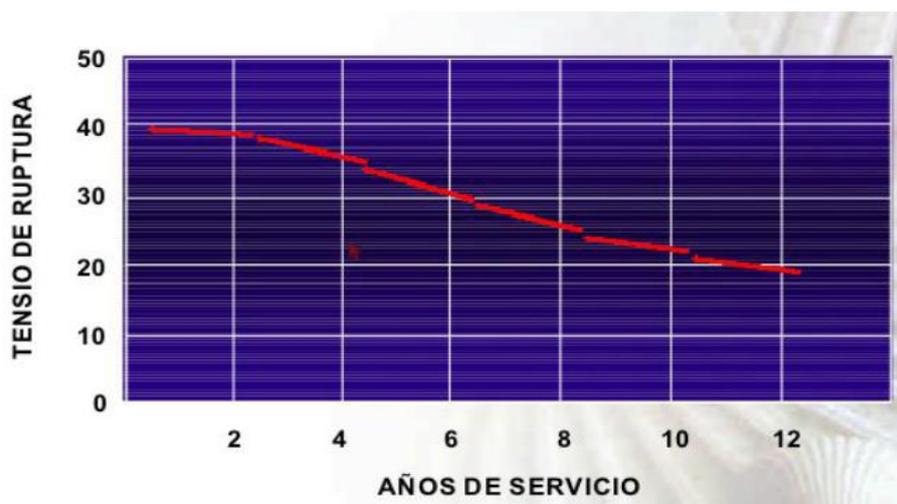


Figura 3.16 Curva del comportamiento interfacial con los años de servicio del aceite.
Obtenido de: repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/8585/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-107.pdf

3.12.3 Número de Neutralización

El índice de neutralización del aceite es la medida en la cantidad de la misma sea mayor o menor cantidad de ácidos, estas se forman en el aceite durante un tiempo en la que permanece en servicio.

El valor es poco importante para el aceite nuevo, esto aumenta como consecuencias del uso por oxidación y es aplicado como guía general para entablar el momento preciso para reemplazarlo o poder regenerar el aceite, siempre y cuando se haya establecido los límites de rechazo.

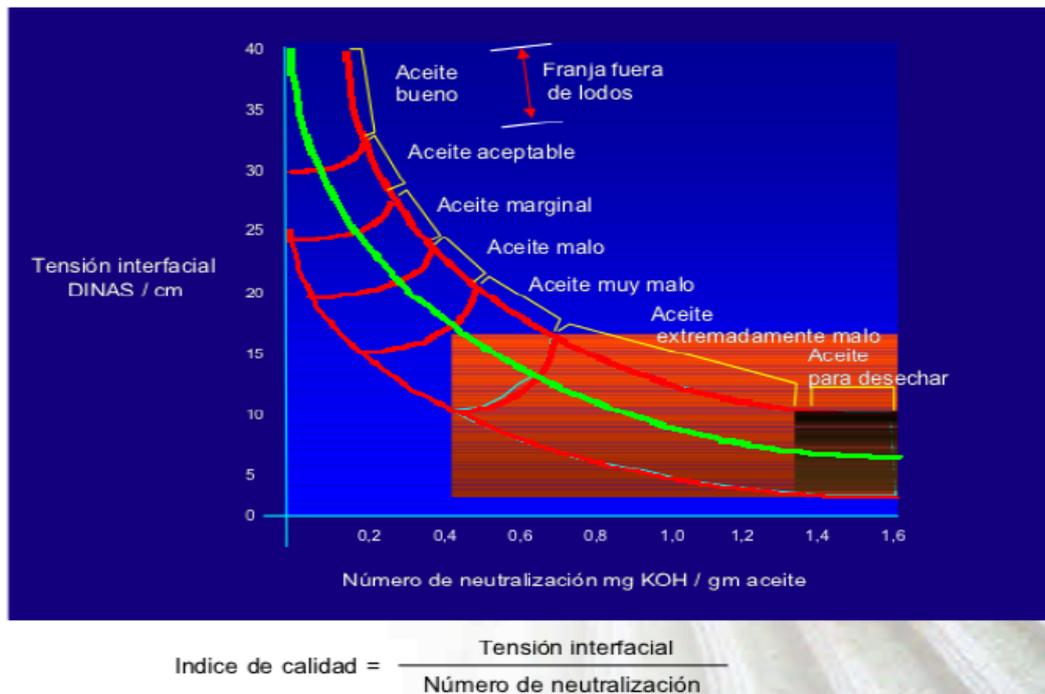


Figura 3.17 Gráfica de la clasificación de los aceites en función del número de neutralización y tensión interfacial

Obtenido de: repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/8585/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-107.pdf

3.14 Pruebas Eléctricas: Tensión de Ruptura, Factor de Potencia

El voltaje de ruptura de un acetite mineral de aislamiento fue investigado por medio de las influencias de humedad, acidez, presión y partículas, entre otras. Los estándares IEC156/95 (VDE0370/Part5/96 y ASTM D1816), los cuales especifican las condiciones de prueba, están deben seguir los chispómetros. La humedad tiene o provee de cargadores de carga, por lo cual tiene una saturación de humedad del 0 a 20% decrece el voltaje de ruptura de 72 a 61 kV.

Por medio del proceso de ruptura se inicia con una burbuja microscópica, por la cual tiene un incremento en la presión, este incremento también tiene un voltaje de ruptura. En cuestión de la observación del comportamiento

asintótico conlleva a un máximo valor fina en el voltaje de ruptura, el cual se encuentra alrededor de los 150 KV.

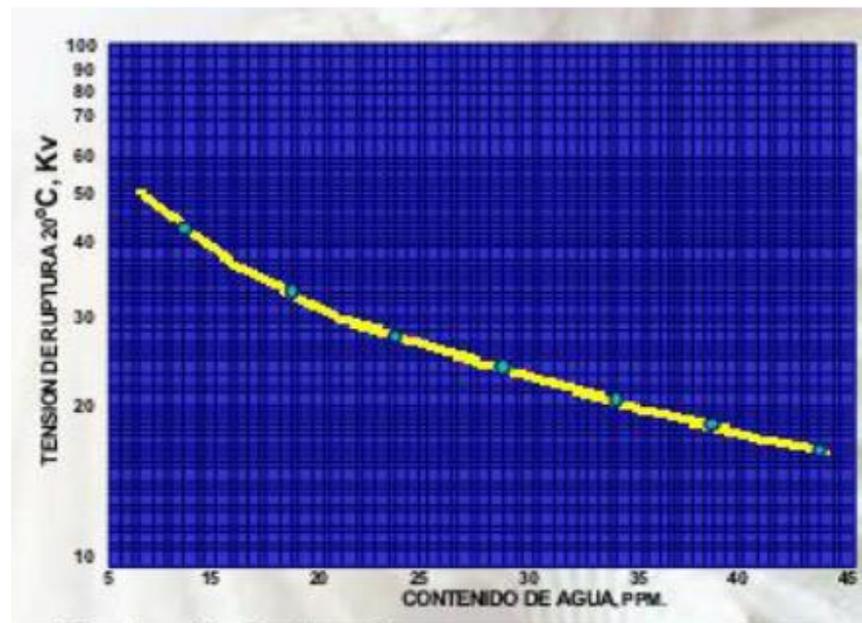


Figura 3.18 Variación de la tensión de ruptura con el contenido de humedad
Obtenido de: repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/8585/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-107.pdf

3.14.1 Factor de Potencia

Esta es una prueba aceptable en las evaluaciones periódicas de los aceites dieléctricos. Siendo un factor de potencia de un aceite nuevo no debe exceder de los 0.05% a 25°C.

Un valor alto en un aceite usado indica deterioro y contaminación con carbón, barnices, sodio, glicol, u otras materias conductoras. La gráfica PFVO aplicable, es utilizado exclusivamente para aceites no inhibidos es útil para evaluar la continuidad en servicio de un aceite, de acuerdo con su factor de potencia y el tiempo de oxidación.

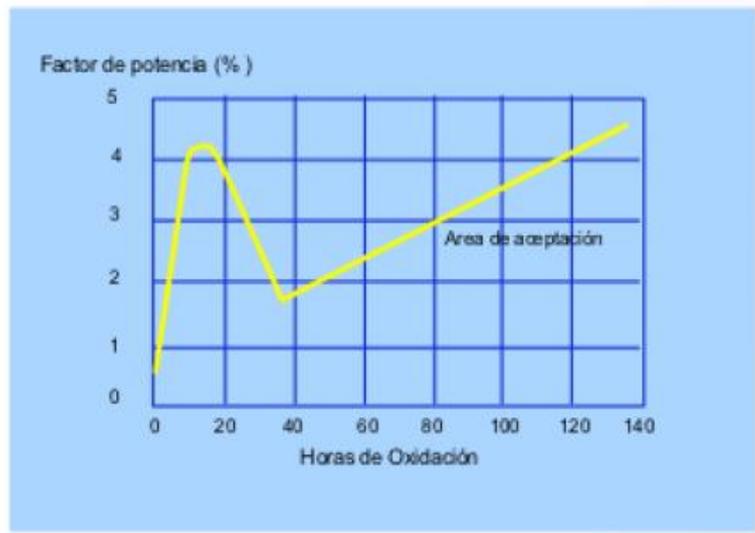


Figura 3.19 Gráfica del factor de potencia para aceites inhibidos
Obtenido de: repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/8585/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-107.pdf

3.15 Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite

Este método es empleado NMX-J-308-ANCE-2004 Apéndice A, ASTM D 3612-02. En la presencia de fallas de los transformadores de potencia son provocados por inconvenientes en la operación de suministros de energía eléctrica, la cual se debe a que en algunas áreas se carece de transformadores de reserva para poder sustituirla en los tiempos muy cortos.

Esto se origina en la toma de decisiones en la evaluación de las alternativas para poder identificar la solución que sea lo más rápido y eficiente. En la operación normal del transformador, como el aceite mineral y los materiales dieléctricos se van perdiendo de las características lentamente, por lo cual se debe a las exposiciones y esfuerzos térmicos, tanto eléctricos como mecánicos, lo cual con lleva a la degradación, por medio de la producción de gases dentro del aceite, estos gases están formados por la descomposición de los materiales aislantes.

El análisis de gases disueltos ha probado ser una herramienta importante en la detección de fallas en transformadores, aún antes de la operación de protecciones o de valores anormales con pruebas alternativas.



Figura 3.20 Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite
Obtenido de: <http://www.syse.com.mx/Cromatografia-de-Gases.html>

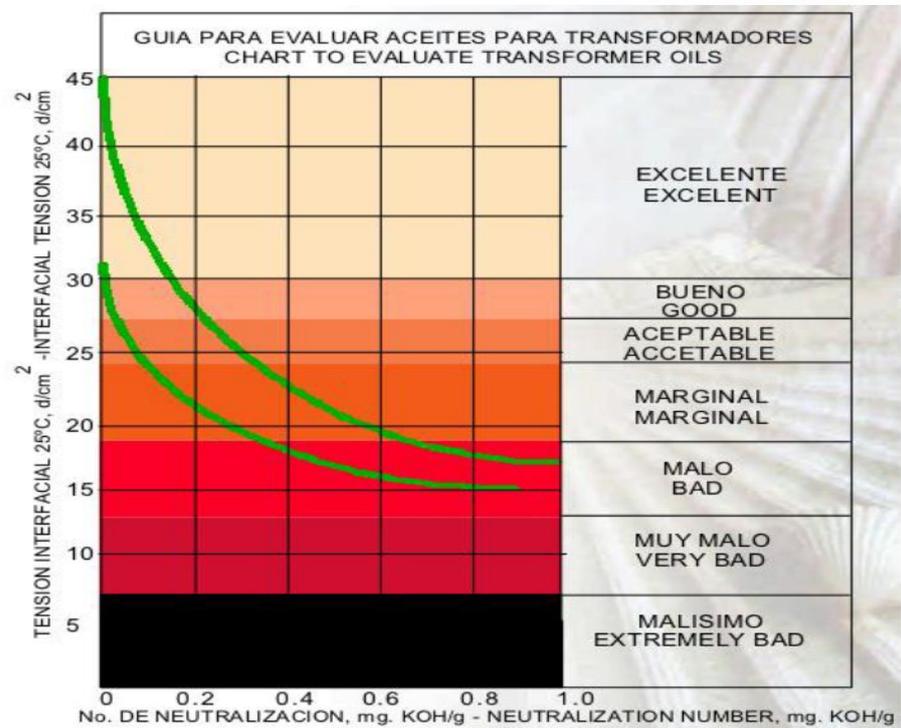


Figura 3.21 Gráfica de la guía para evaluar aceites para transformadores
Obtenido de: repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/8585/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-107.pdf

3.16.1 Color y Aspecto

El color del aceite aislante es determinado por la luz transmitida, la cual es expresada por un número obtenido comparable con una serie de colores normales o estandarizados. El color del aceite nuevo es aceptable como el indicador de su grado de refinación. El cambio de color en el aceite en servicio indica la contaminación y el deterioro. En el aspecto visual del aceite puede poner en evidencia cierta turbulencia y sedimentos en el mismo, lo que puede indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles, carbón, polvo, fibras, entre otras.

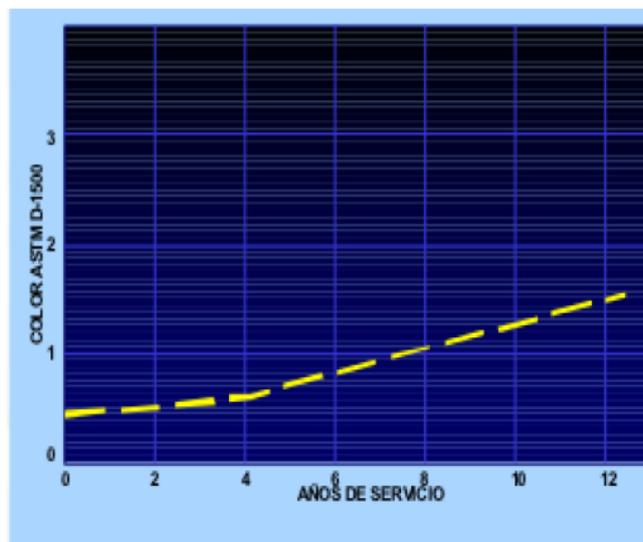


Figura 3.22 Gráfica de la relación que existe entre los años de servicio y el color del aceite

Obtenido de: repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/8585/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-107.pdf

3.17 Inspección termográfica

La termografía permite mirar al interior de motores o equipos eléctricos, para poder dar un diagnóstico y prevenir las fallas en la operación, ahorrando energía y reduciendo los tiempos de parada. (Palma, 2003, pág. 36)

Más de un 60% de energía eléctrica consumida por industrias se destinan en función a los motores eléctricos que accionan todo tipo de máquinas. En cuestión de eficiencia de los motores y máquinas se ven afectadas en la alimentación eléctrica y problemas mecánicos, esto se traduce en mayor vibración y calentamiento excesivo del equipo.

Por este motivo el desequilibrio de voltaje se degrada el funcionamiento que se acorta en la vida del motor trifásico, la cual se desequilibra por medio del voltaje en las bornes del estado de un motor, el cual causa un desequilibrio en la corriente en la que se almacena una proporción del desequilibrio del voltaje. En cuenta a los efectos de la corriente desequilibrada es una presencia de pulsaciones en un par aumentada de vibraciones, esto realiza un esfuerzo del mecanismo, incrementado pérdidas y el calentamiento, en lo que se puede acortar la vida del aislamiento.

En estas causas comunes de desequilibrio, se puede mencionar:

- Operación defectuosa de equipos de corrección de factor de potencia.
- Red de suministro desequilibrado o inestable.
- Banco de transformadores suministrando una carga en un sistema trifásica en situación de sobrecarga.
- Fallas a tierra monofásicas.
- Uno de los circuitos del primario de distribución abierto.

Los componentes mecánicos se descomponen debido a la carga que pueden soportar, las vibraciones, la corrosión y su propio deterioro. Esto provoca la fricción de las partes mecánicas en el acoplamiento, engranajes, cojinetes, entre otras., produciéndose un sobrecalentamiento.

3.17.1 Ventajas de la termografía

- Obtenidas sin perturbar la producción.
- Se pueden efectuar aun en lugares de difícil acceso.
- Es bidimensional y se obtiene una imagen.
- Se realizan donde el contacto con la superficie dañaría, contaminaría o modificaría la temperatura.
- Capaces de detectar un problema antes de que se produzca el desperfecto.
- Capaces de ser aplicadas a casi todos los tipos de equipos y condiciones.
- Capaces de identificar rápidamente una ubicación específica.

Las ventajas de la detección de los problemas antes de la falla, se destaca un aumento de seguridad y confiabilidad, esto ayuda al aseguramiento de las reparaciones, verificando las instalaciones nuevas, en una menor cantidad de interrupciones no programadas, al igual que bajos costos de mantenimiento y reparación en el índice de producción y calidad mejoradas.

3.17.2 Termografía y su uso en sistemas electromecánicos

Los problemas mecánicos son fáciles de detectar con la termografía y que se puedan resolver y evitar adecuadamente con un buen plan de mantenimiento que se tenga en consideración a las necesidades de lubricación, alineamiento de ejes, vibraciones, entre otras.

ELECTROMECAÁNICO	
Componentes generalmente inspeccionados	Razones típicas para la existencia de puntos calientes o desviaciones de temperatura.
• Motores	• Enfriamiento deficiente debido a un menor flujo de aire.
• Bombas	• Los problemas de calidad de energía tales como desequilibrio, sobrecarga o 5ª armónica (voltaje), ocasionarán disipación de calor.
• Intercambiadores de calor	Ocasionarán disipación de calor. • Alineación deficiente. • Problemas de aislamiento con los bobinados de un motor. • Problemas de cojinetes: lubricación, desgaste, etc.

Figura 3.23 razones de puntos calientes

Obtenido de: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2762>

3.17.3 Termografía a autotransformadores

Los análisis termográficos cuantitativos en las instalaciones eléctricas, están relacionadas en la identificación de un componente, como un punto de falla y comparado con un adyacente, en un punto de referencia, por medio de una emisividad de 0,75, siendo válido el equipo inspeccionado se encuentra en la demanda de la máxima y es captado en la radiación directa. Los fallos son directamente proporcionales a la diferencia de la temperatura que existe entre el componente y su referencia, mayor delta T^0 , en la prioridad de la falla será mayor (Oscar Osorio Cruz & Ing. Angel Marroquin, 2010, pág. 234).

Los autotransformadores son sistemas de refrigeración por aceite, siendo estos bastantes limitados en el termógrafo puede obtener un resultado, la cual

permite identificar con mejor claridad una anomalía en los puntos de contactos internos, por esto se limita una inspección a la antigua forma por la radiación de los puntos de contactos externos tanto en BT como en AT de los bushing.

En la aplicación de una inspección termográfica clásica a los puntos irradiados en la temperatura, los cuales identifican como ciertas anomalías, tiene que ser bastante claro para la inspección en la clasificación de una procedencia, esto quiere decir que si el fenómeno da emisión de energía es una identificación por radiación o conducción.

Estos componentes solidos inspeccionados transmiten una energía predominante en los dos tipos de formas simultaneas, los cuales será validos en el análisis del inspector en la clasificación de la transmisión predominante en el componente inspeccionado.

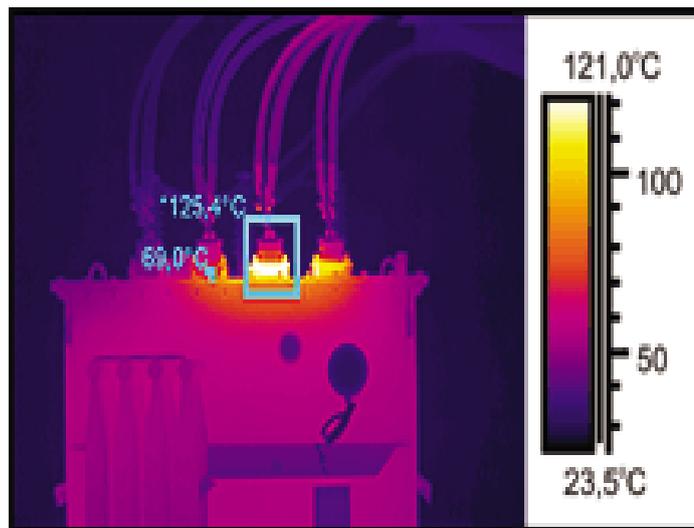


Figura 3.24 Termografía a autotransformadores
Obtenido de: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1379>

Los componentes son clasificados por radiación, en la que se inspeccionan un encuentro en la línea de fuente original de energía, el informe se entrega en un resultado, por ese medio es bastante real de la T° máx. Siendo esta encontrada en la falla original. La cual se debe a que no existe en ningún obstáculo, con la fuente de energía original a la cámara termográfica.

La prueba de inspección termográfica revelará los puntos calientes existentes en las conexiones y derivaciones que existan en donde los conductores no son continuos. La cámara que utilizaremos es marca Flir T460 que sirve para medir la temperatura sin contacto alguno en las conexiones del autotransformador la cual tendrá las siguientes características:

Tabla 3.2 Especificaciones de Cámara Termográfica FLIR T460

FLIR T460 ESPECIFICACIONES	
Resolución IR (array tamaño)	320x240
Sensibilidad térmica	<0.003° C
Campo de visión	25°-19°
Rango de temperatura	-4° F a 2,732 ° F (-20° C a 1,500° C)
Exactitud	+/- 1% o 1° C
Modos de medición	6 modos: punto central; punto caliente (caja max.); mancha fría (caja min); no hay medidas ; usuario preestablecio 1; usuario preestablecido 2
Paletas térmicas	7: artico, Blanco caliente, Negro caliente, Hierro, Lava, Arco iris y Arco iris de alto contraste
Atención	Manual y automatico
Pantalla de visualización	3.5 "Landscape (Widescreen)
Pantalla táctil	Sí
Cámara visual	3.1 MP
Zoom digital	2X, 4X y 8X
Salida de video	Sí
Iluminador led	Sí
Puntero laser	Sí
Grabación de video	Sí
Anotaciones	Sí
Medidor inalámbrico conectar	Sí
Conectividad WI-FI	Sí

Fuente: Autor

En el cual se realiza una inspección termográfica del lado de la bahía de lado de alta en los terminales de bushing del autotransformador, terminales

placa cable terminales tipo t en los que se encuentran en los pórticos del autotransformador.

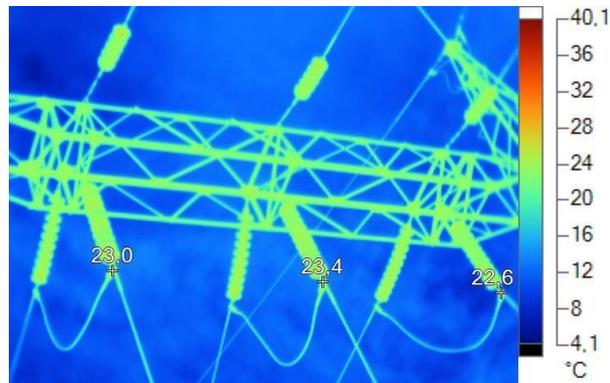


Figura 3.25 Vista general del pórtico de llegada de la bahía ATQ 138 Kv
Fuente: Autor

En la figura # 3.25 en el cual vemos los terminales del pórtico de llegada de la bahía ATQ 138 Kv desde la subestación Chongón, en las fases A-B-C respectivamente muestran las temperaturas que no pasan los 24 ° C con una carga de 16.1 MW, ya que según la norma NETA me indica lo siguiente:

- 30°C a 50°C servicio o reparación en un próximo calendario o mantenimiento
- 50°C a 100°C en una semana
- 100°C reparación inmediata

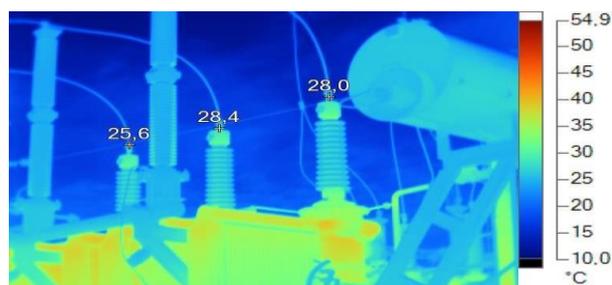


Figura 3.26 vista general autotransformador ATQ 138/69/13,8 kv lado de alta tensión
Fuente: Autor

En la figura # 3.26 en el cual vemos los terminales de bushing del autotransformador del lado de alta tensión en las fases A-B-C respectivamente muestran las temperaturas que no pasan los 28 ° C con una carga de 16.1 MW, ya que según la norma NETA me indica lo siguiente:

- 30°C a 50°C servicio o reparación en un próximo calendario o mantenimiento
- 50°C a 100°C en una semana
- 100°C reparación inmediata

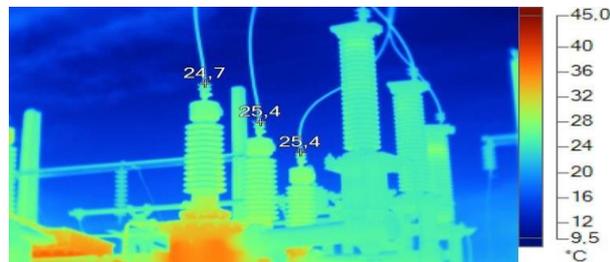


Figura 3.27 Vista general autotransformador ATQ 138/69/13,8 Kv lado de media tensión
Fuente: Autor

En la figura # 3.27 en el cual vemos los terminales de bushing del autotransformador del lado de media tensión en las fases A-B-C respectivamente muestran las temperaturas que no pasan los 26 ° C con una carga de 16.1 MW, ya que según la norma NETA me indica lo siguiente:

- 30°C a 50°C servicio o reparación en un próximo calendario o mantenimiento
- 50°C a 100°C en una semana
- 100°C reparación inmediata

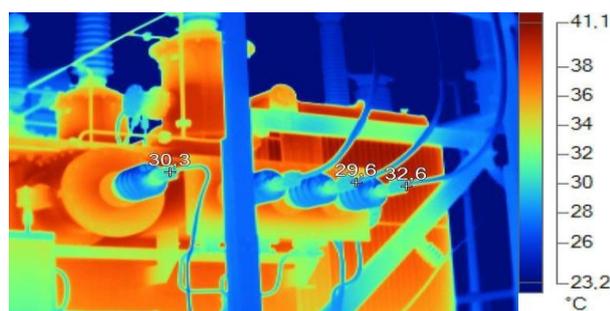


Figura 3.28 Vista general autotransformador ATQ 138/69/13,8 Kv Lado del Terciario
Fuente: Autor

En la figura # 3.28 en el cual vemos los terminales de bushing del autotransformador del lado de Terciario en las fases A-B-C respectivamente muestran las temperaturas que no pasan los 30 ° C con una carga de 16.1 MW, ya que según la norma NETA me indica lo siguiente:

- 30°C a 50°C servicio o reparación en un próximo calendario o mantenimiento
- 50°C a 100°C en una semana
- 100°C reparación inmediata

3.18 Maniobras

La subestación Posorja alimenta de energía al cantón Posorja, Playas y parroquias adjuntas. Posee una cargabilidad promedio de 27.3 Mva por ende la desconexión debe de ser programada, La Corporación eléctrica del Ecuador en su unidad de negocio Transelectric realiza un hebdomadario anual y es organizado entre el centro de control de trasmisión (COT) CENACE y la Subgerencia de Operación y mantenimiento de la zona sur occidental donde se encuentra el autotransformador, esto con el fin de evitar la desconexión de la carga en días festivos, fiestas patronales o que se cruce con algún mantenimiento en otra subestación y no exista personal disponible; este mantenimiento se lo realizó el 7 de enero del año 2018 a las 06h00 con una carga desconectada de 23.4 Mva en el cual se realizaron las siguientes maniobras:

Tabla 3.3 Descripción de maniobras

HORA	EQUIPO	DESCRIPCION
5:40	52-042	Se abre disyuntor de Playas
5:41	52-052	Se abre disyuntor de Posorja
5:42	52-0Q2	Se abre el disyuntor de baja del autotransformador
5:43	52-1Q2	Se abre disyuntor de lado de alta del autotransformador
5:45	89-0Q1	Se abre seccionador de barra del autotransformador
5:46	89-0Q3	Se abre seccionador de autotransformador
5:47	89-1Q3	Se abre seccionador de alta de lado del autotransformador
5:48	89-041	Se abre seccionador de barra de Playas
5:49	89-043	Se abre seccionador de Línea de Playas
5:50	89-051	Se abre seccionador de barra de Posorja
5:51	89-053	Se abre seccionador de Línea de Posorja
5:53	89-1Q4	Se cierra puesta a tierra de lado de alta del autotransformador
5:57	89-054	Se cierra puesta a tierra de Posorja
6:00	89-044	Se cierra puesta a tierra de Playas

Fuente: Autor

En la tabla # 3.3 se encuentran descrita las diferentes maniobras que se realizaron desconectando la carga de los alimentadores Playa y Posorja, luego desenergizando el autotransformador por sus bahías de baja y alta, cabe recalcar que la bahía de capacitores ya se encontraba desconectada, adicionalmente se aterrizan todas las bahías ya que como es una maniobra en conjunto con el CENACE la unidad de negocio CNEL Playas también tiene previsto realizar mantenimientos en sus subestaciones y líneas de distribución. En el anexo # 1 encontraremos el diagrama unifilar de la subestación Posorja de tal forma que podamos comprender mejor las maniobras realizadas.

3.18.1 Entrega de mantenimiento del autotransformador

El operador de la subestación es el encargado de verificar que todas las posiciones se encuentren correctamente abierta y aterrizadas, para luego proceder a entregar a mantenimiento. Para ello el departamento de mantenimiento creo la orden de trabajo # 69234 con descripción mantenimiento de autotransformador ATQ con fecha de inicio el 7 de enero del 2018 a las 06h00 y fecha de finalización a las 10h00 del mismo día con consignación salida del autotransformador, el responsable de la OT es el ingeniero Rooswelt Saraguro y adicional cuatro técnicos de mantenimiento los mismos que deben encontrarse una hora antes de empezar el trabajo, con el fin de dictar la charla de seguridad respectiva y describir los trabajos a realizar, el personal debe de tener todos los equipos de protección personal.

A las 06h01 se entrega al responsable de la orden de trabajo el autotransformador desenergizado, el mismo que procede a limitar el área de trabajo con una cinta de seguridad, con el propósito de evitar equivocaciones, con el personal que se traslada todos los equipos de prueba al sitio.



Figura 3.29 Área delimitada del autotransformador de potencia
Fuente: Autor

3.19 Equipos de pruebas

En el presente trabajo de titulación se realizarán las siguientes pruebas para determinar el estado del aceite dieléctrico:

- Prueba de rigidez dieléctrica
- Color del aceite
- Prueba teórica de cortocircuitos
- Factor de potencia
- Densidad relativa
- Contenido de agua
- Numero de neutralización
- Inspección visual
- Pruebas al aislamiento sólido
- Pruebas de resistencia de aislamiento
- Pruebas de factor de potencia de aislamiento

Las pruebas que se realizarán adicionales serán:

- Prueba de resistencia de devanado

- Prueba de relación de transformación
- Prueba de termografía infrarroja

Todas estas pruebas se realizarán con los siguientes equipos:

- Para la prueba de medición de relación de transformación se usa el equipo de marca MEGGER marca MITSUBISHI
- En la prueba de medición de relación de aislamiento se usa el equipo de marca AVO-MEGGER marca MITSUBISHI
- En la prueba de medición de resistencia óhmica de devanados de transformadores de potencia 1-3Ø se usa el equipo de marca MULTIAMP marca MITSUBISHI
- En la prueba de medición de rigidez dieléctrica del aceite aislante se usa el equipo marca MEGGER de marca MITSUBISHI

3.19.1 Prueba de rigidez eléctrica

La prueba de rigidez dieléctrica es una prueba de tipo destructivo, el cual se puede dar dos tipos de resultados:

La primera se mide los bornes y el resultado se compara con los datos de placas comparando que todo esté correcto. La segunda es que la línea tenga un desperfecto de aislamiento en el momento que realiza la prueba, la cual se destruye el conductor en el punto o puntos en el que se encuentre el defecto.



Figura 3.30 Equipo de prueba de rigidez

Obtenido de: <https://www.topcable.com/blog-electric-cable/pruebas-en-una-linea-subterranea-de-baja-tension/>

Para la realización de la prueba dieléctrica se debe aplicar en un generador de la corriente continua capaz de generar la tensión suficiente, en el caso de un equipo de 2400V, siendo necesario para realizar la prueba. En otra prueba, el medidor se conecta entre en conductor a comprobar y la toma de tierra, cuando se estabiliza la tensión la cual se mantiene por 15 minutos. (Carlos Eduardo y PintoSalamanca, 2017, pág. 15)

Esta prueba se basa en medir la rigidez dieléctrica que tiene el aceite, ya que el aceite que se encuentra dentro de la cuba del autotransformador sirve como aislante en el cual se mide la tensión de ruptura que posee, para ello utilizamos el equipo MEGGER

Tabla 3.4 Prueba de rigidez dieléctrica

MUESTRA	1	2	3	4	5
1	48.1 KV	38.5 KV	42.6 KV	45.5 KV	45.2 KV
2	38.1 KV	35 KV	38.1 KV	29.9 KV	32 KV

Fuente: Autor

Esta prueba se la realizó con una temperatura ambiente de 25° en el cual se tomaron 10 muestras las primeras 5 se detallan en la fila # 1 utilizando la norma ASTM 1816 que detalla la separación de los contactos de 1 a 2 milímetros en un tiempo de 3 minutos con un voltaje inducido de 500 voltios.

En la fila # 2 utilizando la norma AS1767 que detalla la separación de los contactos a una distancia de 2.5 milímetros en un tiempo de 3 minutos con un voltaje inducido de 2000 voltios.

Para obtener el valor de consistencia en la prueba de rigidez dieléctrica aplicamos la siguiente fórmula:

$$(\text{Valor mayor} - \text{Valor menor}) \times 3 < \text{Valor inmediato superior al Mínimo}$$

Con lo que se determina que el aceite se encuentra dentro de los parámetros para su funcionamiento óptimo y cumplir su función de aislante.

Los autotransformadores de potencia eléctrica se elaboran con una gran capacidad para suplir el aumento en la demanda de energía eléctrica. Para tener una operación libre de inconvenientes se debe de tener un programa de mantenimiento bien elaborado. Las inspecciones diarias y periódicas podrán detectar condiciones anormales de un autotransformador o de sus partes antes que ellas causen perjuicios mayores. Se deberá establecer un programa de inspecciones regulares y dicho programa deberá ser estrictamente seguido para el mantenimiento preventivo de los autotransformadores de potencia.

3.19.2 Prueba de resistencia de aislamiento (MEGGER)

El megger también conocido como un megohmetro, el cual sirve para medir la resistencia del aislamiento de los cables y bobinados, se puede utilizar en la tierra o entre fases, con el Megger, se puede hallar el índice de polarización (INDUCOR INGENIERIA S.A., 2010, pág. 13).

La tensión que se aplique en la mediación del nivel de aislamiento, el cual se contempla en los 500 volts, en la operación de los motores por debajo de los 1000 volts, esta incluye de 380V, 440V, 480V, entre otras. Estos pueden ser nuevos o en servicio. El valor en mega-Ohmios, se puede observar después de 1 minuto. Las normas a seguir son EASA o IEEE.

El megger consta de dos partes principales:

Un generador de corriente continua es de tipo magnético y eléctrico, siendo movido generalmente a mano por medio de una manivela o electrónicamente como Megger electrónico, el cual puede suministrar la corriente que lleva la medición, en el mecanismo del instrumento, por este medio se puede medir el valor de la resistencia que se busca. Estos son imanes permanentes rectos, colocados en paralelo entre sí. Esto es inducido en el generador, los cuales utilizan piezas polares de hierro, las mismas se encuentran montados entre dos polos de los imanes paralelos, se utilizan piezas polares en el núcleo móvil del instrumento que se sitúan entre los distintos polos de imanes. El inducido de generar la acción a mano, regularmente, aumentando la velocidad por medio de los engranajes. En los ensayos de resistencia de aislamiento, en la tensión de los 500 voltios, esto se realiza con el fin de poder practicar ensayos

simultáneos en base a la alta tensión, la cual se puede utilizar en las tensiones de hasta 2500 voltios, esto se presenta de acuerdo al voltaje de operación de la máquina que se encuentra bajo prueba.

Esto se resalta a una condición de aislamiento que se refiere a la resistencia que existe entre la tierra, (RTG, Resistance To Ground, en inglés). La RTG incide que tan limpio y sano se encuentra en un aislamiento. La misma que se da en una falla de tierra, la cual se debe a dos cosas.

Primero se crea un camino en la conducción por medio del aislamiento. Esto conforma un aislamiento que envejece su fisura y posibilita la acumulación de material conductivo. Segundo, la superficie exterior del aislamiento se contamina el material conductivo, esta conduce la suficiente corriente de la carcasa o núcleo del motor que se encuentra conectada en tierra.



Figura 3.31 Dispositivo Megger

Obtenido de: <https://motoresygeneradores.com/ensayos/electricos/megohm/59-queesunmegger>

A continuación mediremos la resistencia del aislamiento que posee el conductor de la bobina con relación a la carcasa en intervalos de tiempo de 0.25 minutos hasta llegar al minuto, para luego continuar de minuto a minuto,

inyectaremos una tensión de prueba de 5000 VDC a las bobinas de alta, media y baja con relación a la carcasa.

Tabla 3.5 Resultados prueba de medición de resistencia de aislamiento

Prueba No	1	2	3
Factor 20oC	2,28	2,28	2,28
VDC	5000	5000	5000
A LINEA	H1X1HoXo	H1X1HoXo	Y1Y2
A GUARDIA			
A TIERRA	Y1-Y2	TIERRA	TIERRA
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	MEGAOHMS	GIGAOHMS
0,25	1.48	690,00	1,20
0,5	1.51	730,00	1,43
0,5	3,44	1664,40	3,26
0,75	1,70	750,00	1,58
1	1,84	780,00	1,75
1	4,20	1778,40	3,99
2	2,24	815,00	2,12
3	2,50	845,00	2,42
4	2,70	885,00	2,66
5	2,94	940,00	2,86
6	3,16	965,00	3,00
7	3,30	1010,00	3,16
8	3,42	1030,00	3,28
9	3,62	1070,00	3,42
10	3,66	1100,00	3,54
10	8,34	2508,00	8,07
INDICE DE ABSORCION 20oC	1,22	1,07	1,22
INDICE DE POLARIZACION 20oC	1,99	1,41	2,02

Fuente: Autor

En la tabla # 3.5 encontraremos tres ítems de color rojo que hacen referencia a los tiempos que son los ítems 0,5; 1; 10; donde notamos que los valores son superiores por lo que repetimos la prueba para corroborar que la información dada por el instrumento de medición sea correcta obteniendo así un índice de absorción a 20°C de 1,22 Gigaohms y una prueba de índice de polaridad de 1,99 Gigaohms entre los terminales H1X1HoXo

3.19.3 Pruebas teórica de relación de transformación

Los autotransformadores están sujetos a varios esfuerzos y cambios en su vida útil, es por ello que los servicios públicos y empresas de servicios, los cuales se programan en diferentes pruebas de transformadores, en la evaluación de su condición durante la vida de un transformador (González, 2004, pág. 112).

La condición del autotransformador depende del rendimiento del bobinado de la proporción en espera de la relación de tensión, la cual está directamente relacionado con las espiras, por ende la prueba de relación en la transformación es la prueba esencial del mismo, este método es más eficaz en la evaluación de su estado, en los cambios en relación de espiras y desviaciones que se realizan al respecto de la relación en la placa de características, siendo esto la tolerancia de error máxima, la cual puede ser una indicación de daños o deterioro del bobinado.

3.19.4 Prueba de relación de transformación del autotransformador

La prueba de relación de transformación ayuda en la identificación del problema, las cuales son espiras abiertas, espiras cortocircuitadas, conexiones incorrectas, problemas internos del núcleo magnético o del cambiador de tomas, entre otras.

Esta prueba también llamada TTR se realiza para verificar el principio fundamental del autotransformador de potencia, en el cual se mide la relación y el ángulo de fase de un devanado a otro, que sirve para descubrir circuitos abiertos y espiras en corto. En la prueba con fuente monofásica se suministra la tensión prueba a cada fase de un devanado tanto como en el devanado de alta como el correspondiente de baja tensión. Cuando es una fuente trifásica la medición se realiza en las tres fases al mismo tiempo y se compara los resultados de fábrica que se puede ver en la placa.



Figura 3.32 Equipo de relación de transformación
Fuente: Autor

Tabla 3.6 Prueba de relación de transformación

TAP	4		
	VALOR TEORICO	VALOR EXPER.	%ERROR
X1-y1	2,8327	2,8348	0,0741
X2-y2	2,8346	2,8344	-0,0071
X3-y3	2,8352	2,8343	-0,0317
H1-y1	5,6290	5,6269	-0,0390
H2-y2	5,6291	5,6260	-0,0051
H3-y3	5,6291	5,6247	-0,0782
H1-X1	1,9871	1,9824	-0,2365
H2-X2	1,9871	1,9829	-0,2114
H3-X3	1,9871	1,9825	-0,2315

Fuente: Autor

En la tabla # 3.6 muestra los resultados obtenidos de la prueba de la relación de transformación realizada en el tap # 4, en la primera etapa de la prueba se conectan las bobinas de media con baja, en la segunda alta con baja y en la última alta con media en el cual el porcentaje de error no puede ser mayor a uno.

3.19.5 Prueba teórica de cortocircuito

El cortocircuito en el devanado secundario se aplica al primero, con una tensión que se eleva gradualmente desde cero hasta que circular la corriente nominal. La tensión aplicada es necesaria para realizar la prueba que esto representa en un pequeño porcentaje al respecto de una asignación, entre un 3% al 10% de la nominal, por la cual el flujo magnético y el núcleo es pequeño, siendo esto consecuencia, en el caso de despreciar pérdida en el hierro. (Pérez, 2015, pág. 134).

La potencia absorbe un cortocircuito que coincide en las pérdidas de cobre, esto puede despreciarse en la rama de un paralelo como consecuente de un pequeño valor de la corriente I_0 frente a I_{1n} .



Figura 3.33 Dispositivo de control de prueba

Obtenido de: <https://es.scribd.com/document/181619689/Practica-No-4-Caracteristicas-de-Vacio-y-de-Cortocircuito-del-Transformador-2013-1-pdf>

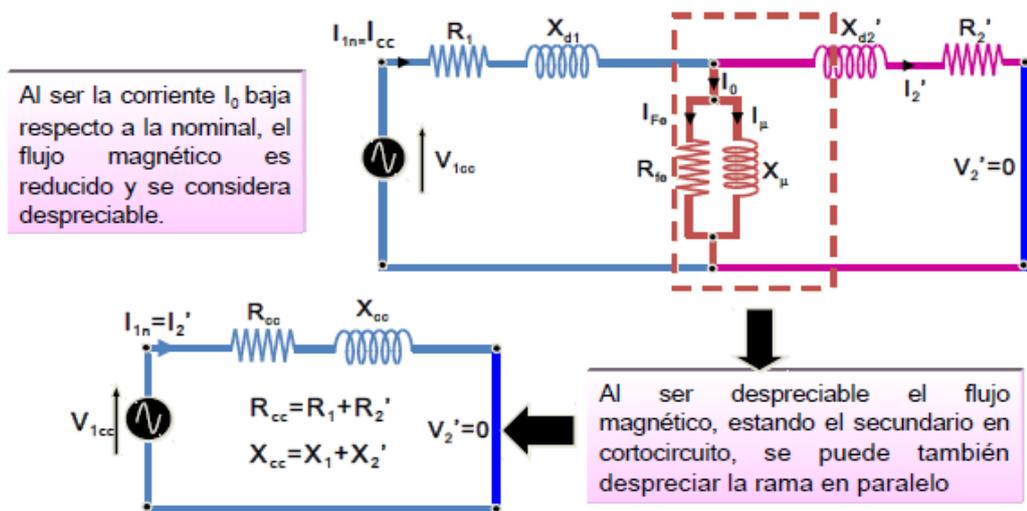


Figura 3.34 Flujo magnético

Obtenido de: <https://es.scribd.com/document/181619689/Practica-No-4-Caracteristicas-de-Vacio-y-de-Cortocircuito-del-Transformador-2013-1-pdf>

De las medidas que son efectuadas se puede obtener el factor de potencia en corto circuito de la siguiente manera:

$$P_{cc} = V_{1cc} I_{1n} \cos \varphi_{cc}$$

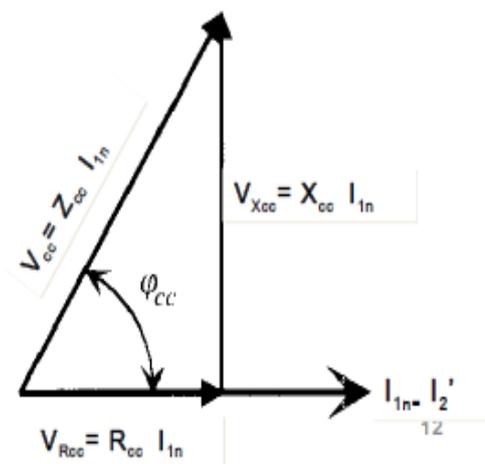
En el circuito del ensayo se toma la corriente como referencia, la cual se obtiene el diagrama vectorial, esta se deduce:

$$V_{Rcc} = R_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \cos \varphi_{cc}$$

$$V_{Xcc} = X_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \text{sen} \varphi_{cc}$$

$$R_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \cos \varphi_{cc}$$

$$X_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \text{sen} \varphi_{cc}$$



Un ejemplo de cortocircuito se presenta los parámetros de la rama serie del circuito equivalente del transformador.

Este ensayo determina la impedancia total del autotransformador pero no da información de la distribución respecto al primario (R1 y X1) y secundario (R2' y X2').

$$\begin{aligned} R_{cc} &= R_1 + R_2' \\ X_{cc} &= X_1 + X_2' \end{aligned} \quad Z_{cc} = R_{cc} + jX_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}}$$

Para determinar R1 y R2' es preciso aplicar c.c. a cada uno de los bobinados y obtener sus valores a través de la Ley de Ohm, usando un factor para tener en cuenta el efecto pelicular de la corriente en c.a. (para secciones superiores a 120 mm², aplicar factor de 1,02, para secciones inferiores o iguales a 120 mm² aplicar 1).

No hay procedimiento para separar X1 y X2', no obstante es frecuente recurrir a la solución aproximada siguiente:

$$\begin{aligned} R_1 &= R_2' = \frac{R_{cc}}{2} \\ X_1 &= X_2' = \frac{X_{cc}}{2} \end{aligned}$$

Tabla 3.7 Parámetros de transformadores

Potencia Nominal KVA	Io (% DE In)	Po (W)	Pc (W)	Pt (W)	Uzn(%)
3	2,5	21	70	91	3,0
5	2,5	31	91	122	3,0
10	2,5	52	142	194	3,0
15	2,4	68	192	260	3,0
25	2,0	98	289	387	3,0
37,5	2,0	130	403	533	3,0
50	1,9	160	512	672	3,0
75	1,7	214	713	927	3,0
100	1,6	263	897	1160	3,0
167	1,5	379	1360	1739	3,0

Obtenido de: <https://es.scribd.com/document/181619689/Practica-No-4-Caracteristicas-de-Vacio-y-de-Cortocircuito-del-Transformador-2013-1-pdf>

3.19.6 Prueba de medición de resistencia óhmica de devanados transformadores de potencia 1-3 Ø

En la prueba de resistencia óhmica de devanados se basa en la medir la resistencia de los devanados para ello utilizaremos el equipo TRANSFORMADOR OHMETER de la marca MULTIAMP y trabajaremos en el cambiador de derivación sin carga en la posición # 4

Tabla 3.8 Medición de resistencia óhmica

TAP	H1-H0	H2-H0	H3-H0	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1
	OHMS	OHMS	OHMS	MILIOHMS	MILIOHMS	MILIOHMS
1				63,9	63,8	63,8
2				X1-X0	X2-X0	X3-X0
3				MILIOHMS	MILIOHMS	MILIOHMS
4	2,46	2,36	2,46	1,59	1,56	1,56
5						

Fuente: Autor

En la tabla # 3.8 realizamos las mediciones entre los devanados de alta H1-H2-H3 en referencia a H0 obteniendo el resultado en ohmios, luego en los devanados de baja a estar conectado en delta mediremos entre punta y punta obteniendo un resultados en miliohmio debido a que los conductores son de menor calibre. Los resultados de media tensión se los obtendrá realizando las conexiones de la misma forma que en alta tensión ya que el autotransformador se encuentra conectado en alta y media tensión en estrella.

CONCLUSIONES

- Realizado el mantenimiento preventivo y correctivo al autotransformador se lo ha dejado en óptimas condiciones de operación en el cual ayuda a la vida útil del autotransformador.
- Al realizar las pruebas termográficas se detectan los puntos calientes y con el ajuste adecuado se eliminan y se deja en perfectos estados los conexiones del autotransformador.
- Al comprobar la prueba, del análisis físico químico, el aceite dieléctrico del autotransformador, se confirma que el aceite está en buen estado.
- Con la prueba de humedad se comprueba que los índices de absorción están dentro de los parámetros según la norma IEEE.
- Se comprueba que el autotransformador no posee desgaste de papel aislante interno.
- Se verifica que el equipo primario no posee daño en su estructura o de materiales internos.

RECOMENDACIONES

- Organizar un mantenimiento preventivo anual y semestral ya que en los bushing hubo terminales recalentados, flojos y sucios. Esto influye en la mayor parte de pérdida de energía en un autotransformador.
- Realizar análisis físico químico del aceite del autotransformador, para que en base a los resultados de la prueba de análisis se determine, si está en condiciones de operación o requiera un cambio total del mismo.
- Se recomienda hacer una prueba anual para controlar el índice de absorción.
- Se recomienda verificar mediante inspección visual cada seis meses, en los terminales del autotransformador de tal forma que identifique puntos calientes del dicho autotransformador.
- Tomar datos de imagen térmicas diariamente.
- Realizar una bitácora de mantenimiento del autotransformador con el fin de evaluar las pruebas a lo largo del tiempo.
- Realizar una inspección visual del autotransformador semanalmente.
- Realizar la limpieza del área redundante del autotransformador.
- Cambiar la sílica gel anualmente.
- Contar con los equipos de pruebas necesarios y calibrados.
- Mantener aceite dieléctrico en un tanque pulmón con respirador de sílica gel.

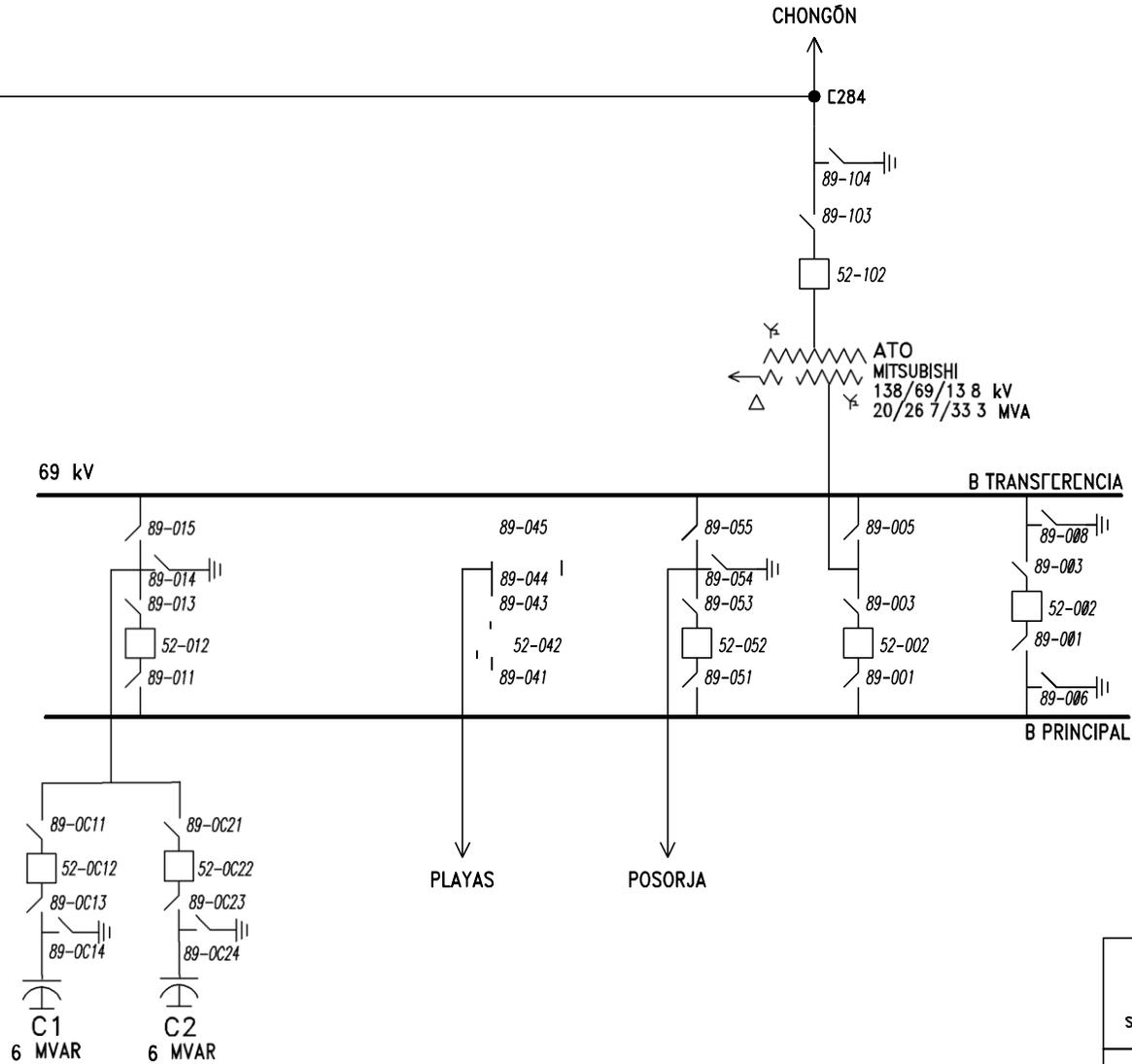
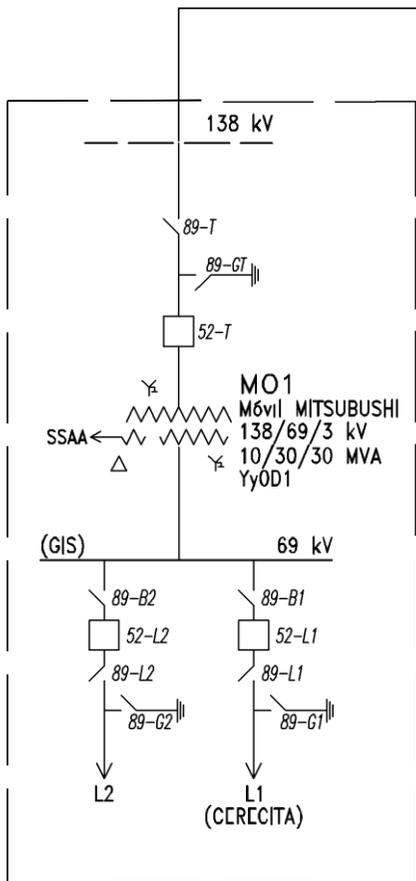
BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez, M. (2017). *Los transformadores*. España.
- Antonio Carrasquero Febres . (2014). *Subestacion pedestal o pad mounted*. Madrid.
- Antonio Madrid Vicente,. (2015). *SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*. Madrid.
- Azpeitia, A. P. (2015). *Trampa de onda*. España.
- Blanco, R. N. (2004). *Subestacion electrica de tipo patio*. CARTAGENA DE INDIAS.
- Carlos Eduardo y PintoSalamanca. (4 de 7 de 2017). *Prueba de rigidez dieléctrica a elementos de protección para trabajos con tensión TCT*. Obtenido de https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria_sogamoso/article/view/7189
- Castaño, S. R. (2004). *Lineas de subestaciones defincion y tipos de subestaciones*. Bogota.
- Daniel Marcelo y Andrade Guerrero. (06 de 04 de 2008). *Tipos de conexiones de autotransformadores*. Obtenido de <https://www.luzplantas.com/tipos-conexiones-transformadores/>
- García, S. (2008). *Tipos de mantenimientos en subestaciones eléctricas de potencia*. España.
- Gil Rodríguez. (2008). *Mantenimiento emergente en instalaciones electricas*. España.
- González, J. (2004). *INTEC*. Obtenido de <https://docplayer.es/44482043-Prueba-de-relacion-de-transformacion.html>
- Guillermo E. Melis. (2010). *Campos electromagneticos*. España.
- Harper, G. E. (2011). *Descargadores de sobretensión*. España.
- INDUCOR INGENIERIA S.A. (8 de 4 de 2010). *inducor*. Obtenido de http://www.inducor.com.ar/articulos tecnicos/diagnostico_de_la_aislacion.pdf
- Jordá, X. (2007). *Interruptor de potencia*. España.
- José L. Fernández y Gregorio Coronado. (2018). *Prueba de resistencia electrica*. España.
- Jose Ribas,. (2018). *Definicion de conexion en estrella*. España.

- Jose Romero Escobar,. (2014). *Diseño de subestaciones electricas*. Madrid.
- Julián Pérez Porto y María Merino. (2015). *Transformador de potencia*. España.
- Martínez, M. (2005). *Fundamentos de instalaciones eléctricas de las curvas de autotransformadores*. España.
- Myeel. (2018). *Secionadores tipos y configuraciones*. España.
- Oscar Osorio Cruz & Ing. Angel Marroquin. (2010). *Termografia a autotransformadores*. España.
- Palma, P. (2003). *Definición del termografo*. España.
- Pauzhi, W. (2009). *Maquinas electricas de transformadores*. España.
- Pérez, A. (2015). *Pruebas teoricas cordinadas*. España.
- Roldán-Gamboa,. (2002). *Definicion de conexion en delta*. España.
- Saavedra, E. M. (2008). *Subestacion electrica de piso*. Madrid.
- Sanchez, J. (2010). *Ley de paraday conceptualizacion y como aplicarlo*. España.
- Siavichay, F. (2010). *Definicion de autotransformadores*. España.
- Villagran, V. (12 de 01 de 2018). <http://jdelectricos.com.co/tipos-de-subestaciones-electricas/>. Obtenido de <http://jdelectricos.com.co/tipos-de-subestaciones-electricas/>

ANEXO

REMOLOU AUTOTRANSFORMADOR



SUBGERENCIA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO ATLAS DEL SNI - JUNIO 2017		
DIAGRAMA UNIFILAR DE S/E POSORJA 138/69 kV		
AUTOTRANSFORMADOR	ATO	1 TRIFASICO
TAP SIN CARGA	4	LTC
138/69/13.8 kV 20/26.7/33.3 MVA 0A/TA/TOA	ALARMA 105 C	DISPARO 125 C
AUTOTRANSFORMADOR	MO1	1 TRIFASICO
TAP SIN CARGA	5	NO LTC
138/69/3 kV 10/30/30 MVA TOA	ALARMA 55 C	DISPARO 65 C

- | | | | | | |
|-----|-------------|--|-----|-------|--------|
| 5 | 29 oct 2016 | Reconfiguración topología 69 kV norma zcclun carga ch PLAYAS y energización MO1 bh L1 con carga CERECITA | APC | FTC | J C |
| 4 | 20 ene 2016 | Energización S/E MOVIL 1 MITSUBISHI 138/69 kV bahia L1 con carga bahia PLAYAS 69 k | APC | FTC | J C |
| 3 | 19 nov 2014 | Energización L/T Chongon Posorja 138 k (antes bahia E cctroquil 138 kV) | APC | FTC | J C |
| 2 | 21 ago 2014 | incorporación banco capacitores C1 y C2 69 k 2x6 MVAR | APC | FTC | J C |
| 1 | 04 ene 2008 | Campeo bahia Pascua cs 138 kV y E cctroquil 138 k | BVP | CHN | CHN |
| PER | FECHA | | FOR | VENIF | AFR/08 |

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Poveda Chiriboga, Iván Fernando** con C.C: # **0930434329** autor del Trabajo de Titulación: **Análisis y procedimiento para el mantenimiento preventivo y correctivo en una subestación de transmisión para un autotransformador de potencia de 33.3 MVA de 138/69kv mediante pruebas eléctricas químicas y teóricas** previo a la obtención del título de **INGENIERO EN ELÉCTRICO-MECÁNICA** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 19 de marzo de 2019

Nombre: Poveda Chiriboga, Iván Fernando

C.C: 093043432-9

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Análisis y procedimiento para el mantenimiento preventivo y correctivo en una subestación de transmisión para un autotransformador de potencia de 33.3 MVA de 138/69kv mediante pruebas eléctricas químicas y teóricas		
AUTOR(ES)	Poveda Chiriboga, Iván Fernando		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Suarez Murillo Efraín Oswaldo		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico Mecánica con mención en gestión empresarial industrial		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	19 de marzo del 2019	No. PÁGINAS:	120
ÁREAS TEMÁTICAS:	Maquinas eléctrica, transformadores, Subestaciones		
PALABRAS CLAVES/KEYWORDS:	Autotransformador, mantenimiento, dieléctrico, transformadores		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):			
<p>El presente proyecto tiene como finalidad ser una guía para los estudiantes e ingenieros graduados de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil en la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo en la Carrera de Ingeniería Eléctrico-Mecánica, la misma que se utiliza para realizar un mantenimiento predictivo y correctivo a transformadores y autotransformadores de potencia eléctrica basándose en normas IEEE de operación, realizando las diferentes pruebas químicas físicas y teóricas. Este trabajo de titulación va asegurar una operación libre de inconvenientes bien elaborada. Las inspecciones diarias y periódicas podrán detectar condiciones anormales de un autotransformador o de sus partes antes que ellas causen perjuicios mayores. Este manual mostrará instrucciones, describe los métodos de inspección y mantenimiento para mantener los autotransformadores en óptimas condiciones.</p>			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/>	SI	<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTORES:	Teléfono:	+593474341	E-mail: ivanfposedach@outlook.com
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::	Nombre:	Philco Asqui, Luis Orlando	
	Teléfono:	+593-9-80960875	
	E-mail:	luis.philco@cu.ucsg.edu.ec	
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			