

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Instituto de Tecnologías



**Programa de Tecnologías Eléctrica Electrónica
y Telecomunicaciones
(PROTEL)**

Proyecto de Graduación:

**"Propuesta de Plan de Mantenimiento Preventivo y Correctivo
para los Transformadores de Distribución Eléctrica del
Campus Gustavo Galindo - ESPOL"**

INFORME DE PROYECTO DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

**TECNÓLOGO EN ELECTRICIDAD Y
CONTROL INDUSTRIAL**

Presentado por:

Jonathan Sánchez Sellán

Miguel Figueroa Rivera

Guayaquil - Ecuador

2012 - 2013

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Instituto de Tecnologías



Programa de Tecnologías Eléctrica Electrónica

Y Telecomunicaciones

(PROTEL)

Proyecto de Graduación:

**“Propuesta de Plan de Mantenimiento Preventivo y Correctivo para los Transformadores
de Distribución Eléctrica del Campus Gustavo Galindo - ESPOL”**

INFORME DE PROYECTO DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

TECNÓLOGO EN ELECTRICIDAD Y CONTROL INDUSTRIAL

Presentado por

Jonathan Sánchez Sellán

Miguel Figueroa Rivera

Guayaquil – Ecuador

2012-2013

AGRADECIMIENTOS

Primeramente le agradecemos a Dios por acompañarnos todos los días y que sin él nada es posible.

Nuestros más profundos agradecimientos a cada una de nuestras familias por ser nuestros guías, los aliados indiscutibles y gran ejemplo en nuestras vidas gracias por todo el apoyo total e incondicional.

A las chicas que van de la mano con nosotros, por su infinita paciencia, y su inagotable apoyo que nos impulsan a seguir adelante, compartiendo momentos gratos en nuestra vidas.

A todos nuestros amigos, compañeros y sin duda a nuestros maestros por brindar su tan valioso tiempo, por su apoyo incondicional en todo momento, por toda su entrega y paciencia, por sus excelentes orientaciones que quedaran siempre en nuestros recuerdos.

En general, agradecemos a quienes de alguna manera contribuyeron a facilitar acceso a la información requerida para alcanzar los objetivos trazados.

Agradecemos al Ing. Héctor Plaza que como tutor supo guiarnos con sus consejos que nos permitieron alcanzar los objetivos de esta tesis.

Jonathan Sánchez Sellán

Miguel Figueroa Rivera

DEDICATORIA

A Dios como ser supremo, creador nuestro y de todo lo que nos rodea; por habernos dado la inteligencia, paciencia y ser nuestro guía en la vida.

A esas personas importantes que siempre estuvieron listos para brindarnos toda su ayuda, ahora nos toca regresar un poco de todo lo inmenso que me han otorgado.

Con todo cariño esta tesis se la dedicamos a ustedes:

Nuestros Padres

Novias

Nuestros Maestros

Jonathan Sánchez Sellán

Miguel Figueroa Rivera

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Eloy Moncayo Triviño, Msc.

Presidente de Tribunal



Héctor Plaza Vélez, Ing.

Tutor de Proyecto

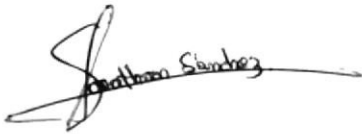


Camilo Arellano Arroba, Lcdo.

Vocal de Proyecto

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este informe de proyecto de graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la **Escuela Superior Politécnica del Litoral**”

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Jonathan Sánchez". The signature is stylized with a large, sweeping initial 'J'.

Jonathan Sánchez Sellán
Miguel Figueroa Rivera

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Miguel Figueroa R.". The signature is written in a cursive, flowing style.

RESUMEN

El Proyecto es una aportación a la Escuela Superior Politécnica del Litoral – Área de Mantenimiento de un inventariado actualizado de los transformadores que se encuentran en la misma y un texto que sirva de consulta o guía de orientación en el proceso de mantenimiento y reparación de Transformadores de distribución, contribuiremos dejando este documento el cual trata el tema en mención y así poderle mostrar a los técnicos, uno de los campos en donde se puede vincular en un futuro.

En nuestro trabajo se realizó el reconocimiento e inventariado de los transformadores de distribución también el estudio y seguimiento del proceso de mantenimiento y reparación de transformadores, donde el objetivo que se debía cumplir, era estudiar y seguir el servicio de mantenimiento y reparación de transformadores, permitiendo poner en práctica los conocimientos adquiridos en las aulas de clases, tanto teórico como prácticos.

La metodología comprende los procedimientos y acciones tomadas en el proceso de estudio, mantenimiento y reparación de transformadores desde el desmontaje, pruebas, funcionamiento y reinstalación de lo mismo; realizando una comparación entre la parte teórica y la parte práctica adquirida durante la carrera, para así determinar que lo teórico va de la mano con lo práctico.

A partir de lo antes mencionado nos dimos cuenta que los conocimientos adquiridos en la universidad no son tan diferentes a los aplicados a este proyecto, sin embargo en la universidad aún no se cuentan con algunos equipos para realizar un estudio y mantenimiento intenso de los transformadores.

INDICE

INTRODUCCIÓN	9
I.OBJETIVOS, MARCO TEORICO	
1.1 OBJETIVOS	11
1.1.1 Objetivo General	11
1.1.2Objetivos Especificos	11
1.2MARCO TEORICO	12
1.2.1 Transformador de Distribución Eléctrica.	12
1.2.2 Estructura del Transformador	13
1.2.3Características Generales y Eléctricas de los Transformadores.	16
1.2.4 Polaridad de los Transformadores	17
1.2.5Nomenclatura de los Transformadores.	18
II.METODOS Y MATERIALES	
2.1 DESCRIPCION DE ACTIVIDADES	20
2.2 METODOS APLICADOS A TRANSFORMADORES	20
2.2.1 Prueba de vacío	20
2.2.2 Prueba de cortocircuito	21
2.2.3 Prueba de resistencia de aislamiento	22
2.2.4 Prueba de rigidez dieléctrica	23
2.3 HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	26
2.3.1 Herramientas y Materiales	26
2.3.2 Equipos	26

III. LEVANTAMIENTO DE DATOS	
3.1 INVENTARIO DE CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES.....	29
3.1.1 Cuartos de Transformadores Monofásicos y Trifásicos	29
3.1.2 Transformadores Padmount Monofásicos y Trifásicos	31
3.1.3 Transformadores Monofásicos en Postes	32
3.2 DESCRIPCION Y OBSERVACION RESPECTO A TRANSFORMADORES.....	33
3.3 SEGUIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES AVERIADOS.....	35
3.4 Valores de Voltajes.	36
IV. ANALISIS, MANTENIMIENTO Y REPARACION	
4.1 EXPLORACIÓN.....	37
4.1.1 Caso I: Edificio 33 Protmec.....	37
4.1.2 Caso II: Cibe	37
4.1.3 Caso III: Alumbrado Vial.....	38
4.2 REPARACIONES.....	39
4.2.1 Procedimiento en Transformadores	39
4.2.2 Transformador 75 KVA.....	39
4.2.3 Transformador 25 KVA.....	40
4.2.4 Transformador 10 KVA.....	42
4.3 GUIA DE MANTENIMIENTO.	42
4.3.1 Tareas de Mantenimiento.....	42
4.3.2 Transformadores en Aceite	43
4.3.2.1 Fallas en el Aceite Aislante.....	44
4.3.2.2 Mantenimiento.....	44
4.3.3 Fallas en Devanados	45
4.3.3.1 Mantenimiento.....	46

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1 CONCLUSIONES.....	47
5.2 RECOMENDACIONES.	48
 Índice de Figura.....	49
 Índice de Tablas..	50
 GLOSARIO.....	51
 ANEXOS	53
 BIBLIOGRAFIA.....	55

INTRODUCCIÓN

Dentro de los equipos de potencia más importantes en el proceso de transmisión de energía eléctrica, se encuentran los transformadores, que como toda máquina eléctrica de potencia es uno de los equipos que requiere de una mayor inversión en su adquisición y puesta en servicio. Durante su vida útil los transformadores se ven expuestos a diferentes fenómenos tales como descargas eléctricas, corrosión ambiental, y fallas propias de la operación de un sistema de transmisión que afectan sus componentes y como consecuencia la confiabilidad y vida útil del mismo. De lo anterior se deriva la importancia de implantar un programa de mantenimiento que garantice la disponibilidad del transformador permitiendo obtener una alta confiabilidad y continuidad durante la transmisión de energía y por ende el suministro eléctrico a los usuarios finales. El presente trabajo plantea los procedimientos que componen un plan de mantenimiento técnico para los transformadores, de forma tal que proporcione los datos necesarios para un análisis de trazabilidad del comportamiento en el tiempo (*historial*) de los diferentes componentes constitutivos del transformador y facilite el posterior análisis y toma de decisiones durante los mantenimientos preventivos y correctivos, permitiendo así el monitoreo, reparación de partes afectadas o posible reemplazo del equipo.

Los transformadores de potencia y distribución son de gran importancia para la operación de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. Estos permiten que la energía generada en una central, sea elevada a un nivel de voltaje para ser transmitida a grandes distancias con pocas pérdidas y finalmente se pueda también disminuir el voltaje para su utilización a través de Subestaciones Eléctricas en los centros urbanos y zonas industriales. En los últimos años el mantenimiento que se efectúa a estos equipos es cada vez más estricto y cuidadoso, esto implica que un buen plan de mantenimiento apoyado en pruebas eléctricas y físico-químicas, acompañado de un correcto análisis de ingeniería, son imprescindibles para garantizar su funcionamiento, durabilidad, disponibilidad y confiabilidad.

En la actualidad se realizan diversas pruebas preventivas en transformadores como las de; factor de potencia, cromatografía de gases disueltos en aceite, resistencia de aislamiento y devanados, etc.; que actualmente son reconocidas como métodos confiables para el diagnóstico e identificación de fallas eléctricas.

El propósito de este documento es confeccionar un plan de mantenimiento técnico preventivo de transformadores de distribución eléctrica y exponer algunos métodos utilizados para obtener información del comportamiento de los diferentes elementos del transformador, que nos permitan determinar el estado técnico de funcionamiento y disponibilidad de servicio, y además nos permita tomar decisiones correctas en cuanto a frecuencia de aplicación de mantenimiento, monitoreo de

parámetros, sustitución del mismo o analizar las fallas ocurridas con el objetivo de identificar las causas de las mismas e implantar las medidas correctivas para prevenir su recurrencia. Se presentarán casos reales, en cual la aplicación de estos métodos fue esencial para determinar las causas de una falla, posterior reparación y puesta en servicio de la estación transformadora.

Para la ejecución de lo planteado en el párrafo anterior nos proponemos los siguientes objetivos generales y específicos.

Capítulo

1

OBJETIVOS, MARCO TEORICO.



Programa de Tecnología en Electricidad

1.1 OBJETIVOS.

1.1.1 Objetivo General.

Confeccionar un plan de mantenimiento técnico preventivo para los transformadores de distribución eléctrica del Campus Gustavo Galindo Velasco ESPOL.

1.1.2 Objetivos Específicos.

1. Confeccionar el inventario físico de todos los transformadores (CT, PAD MOUNTED, Y TRANSFORMADORES DE POSTE) del campus Gustavo Galindo Velasco – Espol.
2. Proponer una guía o manual para la ejecución del mantenimiento preventivo de los Transformadores.
3. Realizar un diagnóstico técnico de los transformadores de distribución eléctrica que componen algunos bancos trifásicos seleccionados del campus Gustavo Galindo Velasco – Espol y proponer para cada caso el mantenimiento preventivo y correctivo que se debe ejecutar.

1.2 MARCO TEÓRICO

1.2.1 Transformador de Distribución Eléctrica.

Se denomina transformador aun dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño, entre otros factores.⁽¹²⁾

El transformador es un dispositivo que convierte un cierto nivel de tensión en su primario, en otro nivel de tensión en el secundario, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética.

Este dispositivo se compone de un núcleo de hierro sobre el cual se han enrollado varias espiras (vueltas) de alambre conductor. Este conjunto de vueltas se llaman bobinas y se

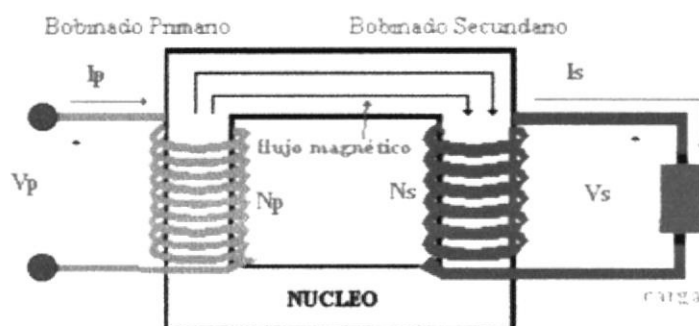


Fig. #.1 Equivalente del Transformador.

denominarán: "primario" a la que recibe la tensión de entrada y "secundario" a aquella que dona la tensión transformada. La bobina "primaria" recibe una tensión alterna que hará circular, por ella, una corriente alterna. Esta corriente inducirá un flujo magnético en el núcleo de hierro. Como el bobinado "secundario" está arrollado sobre el mismo núcleo de hierro, el flujo magnético circulará a través de las espiras de éste induciendo una tensión de salida o tensión transformada.⁽⁵⁾

1.2.2 Estructura del Transformador.

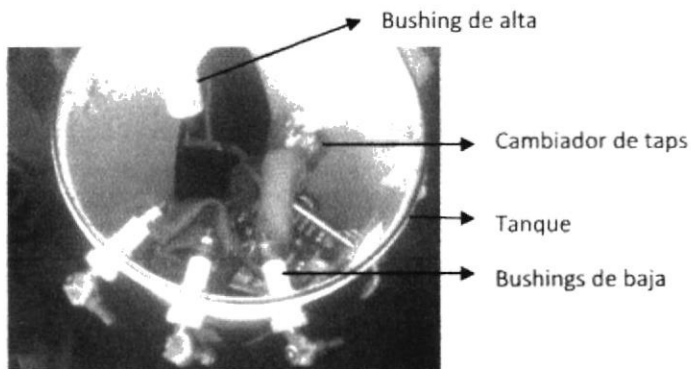


Fig. # 2 Partes del Transformador.

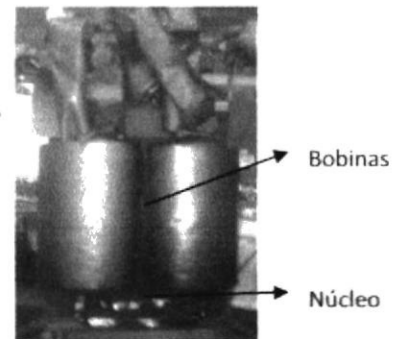


Fig. #3 Maquina Elemental

El núcleo.

El núcleo está formado por varias chapas u hojas de metal (generalmente material ferromagnético) que están apiladas una junto a la otra, sin soldar, similar a las hojas de un libro. La función del núcleo es mantener el flujo magnético confinado dentro de él y evitar que este fluya por el aire favoreciendo las pérdidas en el núcleo y reduciendo la eficiencia. La configuración por láminas del núcleo laminado se realiza para evitar las corrientes de Foucault, que son corriente que circulan entre láminas, indeseadas pues favorecen las pérdidas.⁽⁶⁾

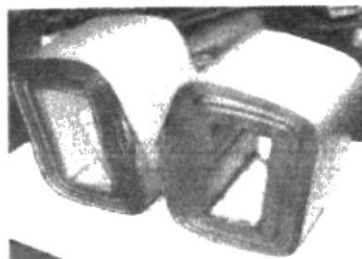


Fig. #4 Núcleo del Transformador

Bobinas.

Las bobinas son simplemente alambre generalmente de cobre enrollado en las columnas del núcleo. El número de espiras (vueltas) alrededor de una columna es proporcional al voltaje. Se juega entonces con el número de vueltas en el primario versus de la secundaria (Relación de Transformación). En un transformador trifásico el número de vueltas del primario y secundario debe ser igual para todas las fases.⁽⁶⁾

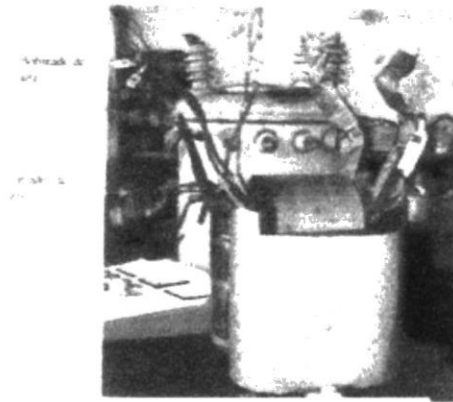


Fig. #5 Bobinado AT - BT

Cambiador de taps.

El cambiador de taps o derivaciones es un dispositivo generalmente mecánico que puede ser girado manualmente para cambiar la razón de transformación en un transformador, típicamente, son 5 pasos uno de ellos es neutral, los otros alteran la razón en más o menos el 5%. Por ejemplo esto ayuda a subir el voltaje en el secundario para mejorar un voltaje muy bajo en alguna barra del sistema.⁽⁶⁾



Fig. #6 Variador de Taps

Aceite Dieléctrico.

Los aceites dieléctricos poseen una alta resistencia a la oxidación, lo que permite funcionar por largos períodos, tanto en transformadores de potencia y de distribución como en interruptores. Poseen alta estabilidad química y buenas propiedades refrigerantes debido a su baja viscosidad, lo cual facilita la transferencia del calor generado en el transformador permitiendo el enfriamiento del núcleo y los enrollados y que estos trabajen a una temperatura adecuada.⁽⁶⁾

Bushings.

Los bushings desempeñan una función esencial como aislamiento para la operación de los transformadores. Los aisladores son de porcelana vitrificada. Para baja tensión son de 1 kV - 250 A y para media tensión son de 25kV-160A y 36kV-250A.⁽⁶⁾



Fig. #7 Bushings de Baja



Fig. #8 Bushings de Alta

Tanque.

Los tanques son fabricados de acero laminado en frío de primera calidad y con espesores adecuados para evitar cualquier tipo de deformación o fisuras, las costuras de soldadura son verificadas presurizando el tanque y con un detector ultrasónico se descartan probables filtraciones.⁽⁶⁾



Fig. #9 Tanque

1.2.3 Características Generales y Eléctricas de los Transformadores; Placa de parámetros Eléctricos Nominales de un Transformador.

Generales:

- Fácil fabricación.
- No tiene partes móviles.
- Opera en la intemperie.
- Eficiencia alta.
- Utilización diversa.

Eléctricas:

La mayoría de los transformadores en plantas industriales están conectados a subestaciones secundarias, que operan en los rangos de potencia por encima de 500 KVA a 13.2KV-240/120.

En muchos sentidos los transformadores, en general, para la mayoría del tipo de servicios industriales, tienen requisitos similares, por esta razón se han normalizado las características técnicas del transformador que son necesarias para la proyección y explotación de estos.

Las características eléctricas más importantes de un transformador son las siguientes:

- Número de Serie de Fabricación.
- Potencia en KVA.
- Tensiones Nominales Primarias/Secundarias.
- Corrientes Primarias/Secundarias.
- Numero de Fases.
- Tipo de Conexión del primario/secundario (si es trifásico).
- Frecuencia de Trabajo.
- Relación de Transformación.
- % de Impedancia.
- Temperatura Máxima de Calentamiento.
- Polaridad.
- Esquemas de Conexión y Voltaje de los taps.

- Tipo de enfriamiento.
- Tipo de Aceite Aislante.
- Nivel de Aislamiento.
- Material de los enrollados Prim./Sec.- (Cu o Al).
- Peso Total (Kg.)
- Nivel de Ruido.

1.2.4 Polaridad de Los Transformadores.

Como podremos imaginar, la polaridad del transformador dependerá de cómo están devanadas las dos bobinas, no solamente respecto al núcleo sino que también respecto entre ellas. El punto negro representa la polaridad del transformador, algo que a lo mejor encontramos en los esquemas y, no necesariamente en la simbología general de diferentes tratados de electricidad y electrónica.

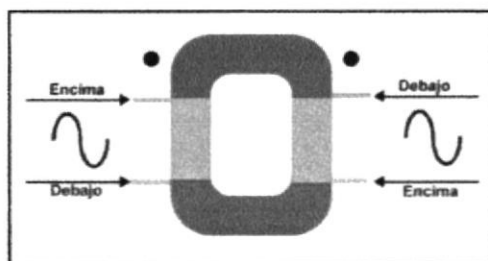


Fig. #10 Bobinado en Fase

En el dibujo podemos observar la disposición de los devanados de las dos bobinas. En el mismo dibujo, observamos que al lado de las salidas de las bobinas, se indica por donde sale el final de la última espira y, por donde entra el principio de la primera espira. Es lo que podemos denominar el sentido de los devanados. Esto es muy importante para saber la polaridad del transformador.

En este primer dibujo, tanto el voltaje de la bobina primaria y el voltaje de la bobina secundaria se encuentran en fase. Esto sucede porque el pico de tensión máximo de la bobina primaria coincide con el pico de tensión máximo de la bobina secundaria.¹³

Nota: Como hemos indicado, el punto negro indica la polaridad. En el dibujo están dibujados en la parte de arriba del transformador, pero realmente daría lo mismo dibujar los dos puntos abajo, porque estamos ante un transformador en fase. La única exigencia es dibujar los puntos: o los dos arriba o los dos abajo, nunca en diagonal.

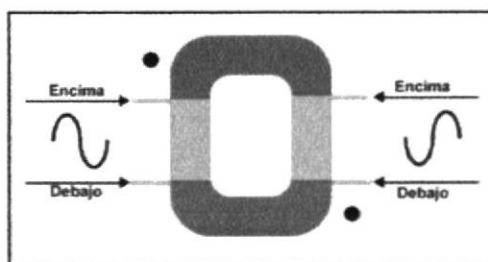


Fig. #11 Bobinado en Desfasado

Por el contrario, en este otro dibujo, observamos como las bobinas han sido devanadas de diferente manera respecto a las bobinas del primer dibujo. En este caso, estamos tratando de un transformador desfasado 180° , y se dice que las bobinas tienen devanados con dirección opuesta. Esto es así, porque el pico de tensión máxima de la bobina primaria está desfasada 180° respecto al pico de tensión máxima de la bobina secundaria.¹³

1.2.5 Nomenclatura de los transformadores

Esta establecido como estándar que las entradas a la bobina primaria del transformador se utilicen las siguientes letras:

H1, H2 para el caso de un transformador monofásico.
H1, H2, H3 para el caso de un transformador trifásico.
 Y en las salidas de la bobina secundaria se establece la siguiente nomenclatura:

X1, X2 para el caso de un transformador monofásico.
X1, X2, X3 para el caso de un transformador trifásico.⁽⁹⁾

Polaridad aditiva.

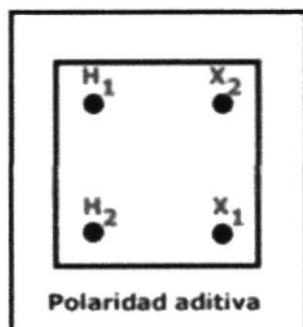


Fig. #12 Polaridad A

Cuando se ubica un transformador en el tanque que lo debe contener se puede colocar de dos formas diferentes: aditiva y sustractiva.

En el caso de polaridad aditiva, es cuando H_1 coincide diagonalmente con X_1 .

La mayoría de transformadores disponen de polaridad aditiva.⁽⁹⁾

Polaridad sustractiva.

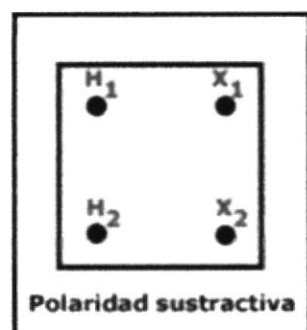


Fig. #13 Polaridad B

Hablamos de polaridad sustractiva cuando el terminal H_1 está colocado de forma adyacente al terminal de salida X_1 .

Existen pocos transformadores con este tipo de polaridad. Los transformadores mayores de 200 KVA son de polaridad sustractiva.⁽⁹⁾

Capítulo

2

Método Y Materiales



Programa de Tecnología en Electricidad

2.1 Descripción de Actividades.

- ✓ Registro de datos del transformador.
- ✓ Maniobras de des-energización y puesta a tierra.
- ✓ Revisión del indicador de nivel de aceite, temperatura, temperatura máxima
- ✓ Revisión y limpieza externa del tanque, gargantas, radiadores boquillas y válvulas
- ✓ Preparación del transformador (identificación y desconexión del lado primario y secundario).
- ✓ Medición de resistencia de aislamiento (megóhmetro), así como determinación de índice de polarización.
- ✓ Medición de relación de transformación (DTR).
- ✓ Medición de resistencia óhmica (mili-óhmetro).
- ✓ Medición de la inductancia de los devanados.
- ✓ Conexión y apriete de conexiones externas en el lado de primario y secundario del transformador.
- ✓ Retiro de puesta a tierra y energización del transformador.
- ✓ Entrega de constancia de servicio realizado.

2.2 Métodos aplicados a Transformadores.

2.2.1 Prueba de Vacío.

La potencia absorbida por el transformador trabajando en vacío es aproximadamente igual a las pérdidas en el hierro (las nominales si se aplica la tensión nominal en el primario) y se desprecian las pequeñas pérdidas que puede haber en el cobre.

La potencia P^0 que absorbe el transformador en vacío la indica el vatímetro

W. La lectura del amperímetro A proporciona la corriente I^0 absorbida desde el primario y los voltímetros V_1 y V_2 indican, respectivamente, la tensión V^{10} a la que hemos conectado el transformador y la tensión V^{20} de circuito abierto en el secundario. (3)

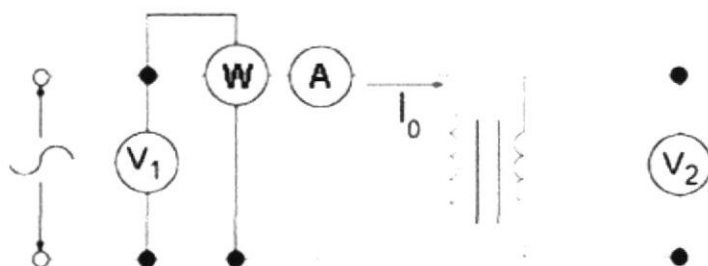


Fig. #14 Prueba de Vacío

2.2.2 Prueba de Cortocircuito.

La prueba de cortocircuito consiste en conseguir las intensidades nominales en los dos bobinados, aplicando una pequeña tensión al primario y cortocircuitando el secundario. Es igual cuál de los dos lados se haya puesto en cortocircuito. Generalmente será el de baja tensión para que la tensión del lado de alta sea más cómoda de medir. Los valores de todas las constantes de cortocircuito deben referirse a 75 °C para el cálculo de los rendimientos, si han sido medidos a otras temperaturas. (3)

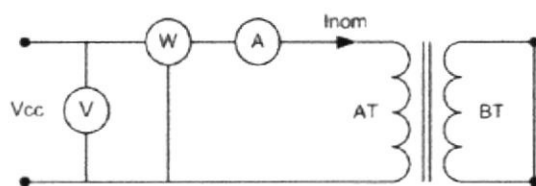


Fig. #15 Prueba de Cortocircuito

2.2.3 Prueba de Resistencia de Aislamiento (Megger).

El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos claves:

La temperatura de los devanados y del líquido aislante debe estar cercana a 20 ° C.

Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.

Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.

Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.

Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado, por ejemplo:

Alta tensión vs. Baja tensión

Alta tensión vs. Tierra

Baja tensión vs. Tierra

Neutro vs. Tierra (En el caso de que el neutro no esté conectado directamente a tierra)

Esta prueba se realiza con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, la prueba debe ser interrumpida inmediatamente si la lectura de la corriente comienza a incrementarse sin estabilizarse.

Después que la prueba haya sido completada se deberán aterrizar por un periodo de tiempo suficiente para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada.⁽¹⁰⁾

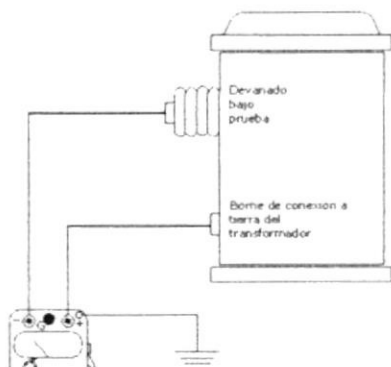


Fig. #16 Conexiones del Megger analógico para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador.

2.2.4 Prueba de Rigidez Dieléctrica.

Es una prueba que muestra la presencia de agentes contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras) en el aceite, las cuales pueden ser representativas si se presentan valores bajos de rigidez. Cuando un aceite está muy contaminado tiende a presentar valores bajos de rigidez los cuales disminuyen el aislamiento del transformador. ⁽⁸⁾

La prueba consiste en aplicar un voltaje de C.A. entre dos electrodos sumergidos en aceite a una distancia de 2.54 mm o 1.0 - 2.0 mm dependiendo de la norma a ser utilizada. Esquemáticamente:

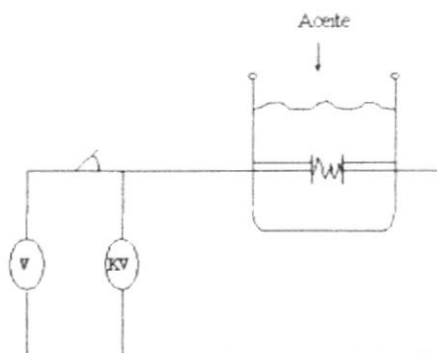


Fig. #17 Equivalente de la Prueba al Aceite.

El valor de tensión en kilovoltios a la que se presenta descarga entre los electrodos se le conoce como rigidez dieléctrica y como norma general es el promedio del resultado de 5 pruebas sobre la misma muestra espaciadas un minuto.⁽⁸⁾

Las normas utilizadas y los valores límites permitidos para esta prueba son las siguientes:

- ASTM D-877: Electrodos planos separados 2.54 mm, Tensión Mínima 25 kV.⁽⁵⁾

Kilovoltios	Aceptable (AC)	Inseguro (CU)	Inaceptable (IN)
-----	$\geq 30\text{kV}$	$< 30\text{kV}$ $\geq 25\text{kV}$	$< 25\text{kV}$

Tabla. #1 Tensión de ruptura a 2.54mm

- ASTM D-1816: Electrodos semiesféricos separados 1.0mm, Tensión mínima 40kV.⁽⁵⁾

Clase de tensión del equipo	Aceptable (AC)	Inseguro (CU)	Inaceptable (IN)
$\leq 69\text{kV}$	$\geq 23\text{kV}$	$< 23\text{kV}$ $\geq 18\text{kV}$	$< 18\text{kV}$

Tabla. #2 Tensión de ruptura a 1mm

- ASTM D-1816: Electrodo semiesférico separado 2.0mm, Tensión mínima 40kV.⁽⁵⁾

Clase de tensión del equipo	Aceptable (AC)	Inseguro (CU)	Inaceptable (IN)
≤69kv	≥40kv	<40kv ≥35kv	<35kv

Tabla. #3 Tensión de ruptura a 2mm

Si el valor aceptable no existiría ningún inconveniente, teniendo un valor inseguro se procede a la filtración del aceite, cuando ya está en los valores inaceptables se procederá al cambio inevitable del aceite.

CONTENIDO DE HUMEDAD, Norma ASTM D-1533

Esta prueba consiste en medir la cantidad de agua en partes por millón presente en una muestra de aceite.

El aceite tiende a entregar agua al aislamiento del devanado del transformador cuando su temperatura baja (condición peligrosa si la humedad es alta), por lo tanto la mayor cantidad de humedad en un transformador se concentra allí.⁽⁵⁾

Los valores máximos permitidos dependiendo del aceite son los siguientes:

Aceite nuevo: 10 partes por millón.

Aceite usado: 30 partes por millón.

INDICE COLORIMÉTRICO (COLOR), NORMA ASTM D-1500

Esta prueba es utilizada para el control de los aceites en el proceso de refinación, no es una guía para determinar la calidad del aceite, pero en conjunción con las otras pruebas permite determinar el grado de deterioro.

La prueba consiste en comparar el color del aceite con unos colores patrones que van numerados de 0.5 a 8.0 siendo 8.0 el más oscuro.⁽¹⁴⁾

Los valores típicos son 0,5 aceite nuevo y 1,5 aceite usado.



Fig. #18 Colorimetría

2.3 Herramientas y Equipos.

2.3.1 Herramientas y Materiales.

- Alicates
- Llaves
- Pértiga Telescópica
- Desarmadores + -
- Cables
- Pinzas
- Juegos de Dados
- Silicona
- Guantes
- Empaques
- Pasta
- Cinta auto fundente

2.3.2 Equipos.

Multímetro.

Un multímetro, también denominado polímetro, es un instrumento eléctrico portátil para medir directamente magnitudes eléctricas activas como corrientes y potenciales (tensiones) o pasivas como resistencias, capacidades y otras. Las medidas pueden realizarse para corriente continua o alterna y en varios márgenes de medida cada una.

Los hay analógicos y posteriormente se han introducido los digitales cuya función es la misma.(11)



Fig. #19 Multímetro

Megger.

El término megóhmetro hace referencia a un instrumento para la medida del aislamiento eléctrico en alta tensión. Se conoce también como "Megger". Estos aparatos son un tipo especial de óhmetro en el que la batería de baja tensión, de la que normalmente están dotados estos, se sustituye por un generador de alta tensión, de forma que la medida de la resistencia se efectúa con voltajes muy elevados.

Para los ensayos de resistencia de aislamiento, la tensión que más se usa es la de 500 voltios, pero con el fin de poder practicar ensayos simultáneos a alta tensión, pueden utilizarse tensiones hasta 2500 voltios, esto de acuerdo al voltaje de operación de la máquina bajo prueba.(11)



Fig. #20 Megger

Medidor de Rigidez Dieléctrica.

Entendemos por rigidez dieléctrica o rigidez electrostática el valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor. Se mide en voltios por metro V/m (en el SI).

También podemos definirla como la máxima tensión que puede soportar un aislante sin perforarse. A esta tensión se la denomina tensión de rotura de un dieléctrico.

El Equipo aplica un voltaje de C.A. entre dos electrodos sumergidos en aceite a una distancia de 2.54 mm o 2.0 mm.(5)

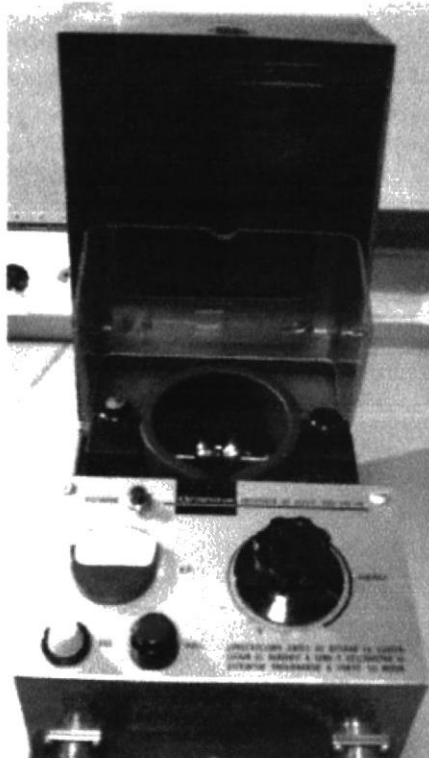


Fig. #21 Medidor de rigidez Dieléctrica

Capítulo 3

Levantamiento de Datos



Programa de Tecnología en Electricidad

3.1. Inventario de las características de los transformadores.

3.1.1. Cuartos de Transformadores Monofásicos y Trifásicos.

DESCRIPCION	CAPACIDAD KVA	TIPO	KVA TOTAL	CONEXIÓN	UBICACIÓN
C/T 01	3 x 50	MONOFASICO	150	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	TANQUES BAJOS
C/T 02		MONOFASICO			GLOBAL CROSSING
C/T 03	2 x 75 + 1 x 100	MONOFASICO	250	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	CENT. CAP. PETROLEO
C/T 04	3 x 25	MONOFASICO	75	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	INVERNADERO CIBE
C/T 05	3 x 75	MONOFASICO	225	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	PROTMEC EDIF. 33
C/T 06	3 x 50	MONOFASICO	150	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	PROTMEC EDIF. 34
C/T 07	3 x 50	MONOFASICO	150	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	PROTAL ALIMENTOS
C/T 08	3 x 25	MONOFASICO	75	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	CIBE
C/T 09	3 x 50	MONOFASICO	150	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	MANTENIMIENTO
C/T 10	3 x 75	MONOFASICO	225	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	ESCUELA COPOL
C/T 11	3 x 75	MONOFASICO	225	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	ADM. OFIC. TECNOLOGIAS
C/T 12	3 x 100	MONOFASICO	300	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	EDIF. 37 TEC. - CICYT
C/T 13	3 x 50	MONOFASICO	150	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	EDIFICIO 42 PROTEL
C/T 14	3 x 50	MONOFASICO	150	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	SEBIOCA
C/T 15		MONOFASICO	800	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	RECTORADO
C/T 16		TRIFASICO	551	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	BIBLIOTECA
C/T 17	3 x 100	MONOFASICO	300	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	CENTRO SERV. INFORMATICOS
C/T 18	3 x 75	MONOFASICO	225	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	INST. CIENCIAS FISICAS
C/T 19	3 x 75	MONOFASICO	225	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	BLOQUE 32B ICHE
C/T 20	3 x 100	MONOFASICO	300	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	INST. CIENCIAS MATEMATICAS
C/T 21	3 x 100	MONOFASICO	300	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	LABORATORIOS ELECTRICOS
C/T 22	3 x 75	MONOFASICO	225	$\begin{array}{c} \text{Y}_1 \\ \text{Y}_1 \end{array}$	LABORATORIO ELECTRONICA

C/T 23	3 x 37.5	MONOFASICO	112.5	Y ₁ Y ₁	BLOQUE 15 ELECTRICA
C/T 24	3 x 37.5	MONOFASICO	112.5	Y ₁ Y ₁	IMPRESA
C/T 25		MONOFASICO	255	Y ₁ Y ₁	LAB. FUENTES RENOVABLES
C/T 26	3 x 75	MONOFASICO	255	Y ₁ Y ₁	LAB. ING. MECANICA
C/T 27	3 x 50	MONOFASICO	150	Y ₁ Y ₁	POSTGRADO MECANICA
C/T 28	3 x 100	MONOFASICO	300	Y ₁ Y ₁	INTRAMET
C/T 29	3 x 15	MONOFASICO	45	Y ₁ Y ₁	COLISEO
C/T 30	3 x 75	MONOFASICO	225	Y ₁ Y ₁	COMEDOR ING.
C/T 31	3 x 100	MONOFASICO	300	Y ₁ Y ₁	CIENCIAS DE LA TIERRA
C/T 32	3 x 37.5	MONOFASICO	112.5	Y ₁ Y ₁	ARQUEOLOGIA
C/T 33	3 x 37.5	MONOFASICO	112.5	Y ₁ Y ₁	BIENESTAR
C/T 34	3 x 50	MONOFASICO	150	Y ₁ Y ₁	LAB. CIENCIAS DE LA TIERRA
C/T 35	1 x 50 3F	TRIFASICO	50	Y ₁ Y ₁	LAB. MINERALOGIA
C/T 36	3 x 100	MONOFASICO	300	Y ₁ Y ₁	FACULTAD MARITIMA
C/T 37	3 x 75	MONOFASICO	225	Y ₁ Y ₁	LAB. FAC. MARITIMA
C/T 38	225 3F	TRIFASICO	225	Y ₁ Y ₁	EDIF. 24 MECANICA
C/T 39	3 x 25	MONOFASICO	75	Y ₁ Y ₁	ACADEMIA DE BOMBEROS
C/T 40	50 + 25	MONOFASICO	65	Y ₁ Y ₁	ACADEMIA DE BOMBEROS
C/T 41	3 x 167	MONOFASICO	501	Y ₁ Y ₁	CENTRO MOVILIDAD ESTUDIANTIL
C/T 42	3 x 37.5	MONOFASICO	112.5	Y ₁ Y ₁	PLANTA TRATAMIENTO RESIDUALES

Tabla. #4 Cuarto de Transformadores Monofásicos

3.1.2. Transformadores Padmount Monofásicos y Trifásicos.

DESCRIPCION	CAPACIDAD KVA	TIPO	KVA TOTAL	UBICACIÓN
PAD - 01	500	TRIFASICO	500	PREPOLITECNICO
PAD - 02	15	MONOFASICO	15	ALUMBRADO VIA PARCON
PAD - 03	15	MONOFASICO	15	ALUMBRADO VIA PARCON
PAD - 04	15	MONOFASICO	15	ALUMBRADO VIA PARCON
PAD - 05	15	MONOFASICO	15	ALUMBRADO VIA PARCON
PAD - 06	25	MONOFASICO	25	ESTACION POLICIA
PAD - 07	75	TRIFASICO	75	LAB. MOLECULAR CIBE
PAD - 08	225	TRIFASICO	225	PRIMARIA COPOL I
PAD - 09	37.5	MONOFASICO	37.5	PRIMARIA COPOL II
PAD - 10	400	TRIFASICO	400	AULAS CONDUESPOL
PAD - 11	50	MONOFASICO	50	GIMNASIO CHEERLEADERS
PAD - 12	25	TRIFASICO	25	CENPRUEM
PAD - 13	50	MONOFASICO	50	APESPOL
PAD - 14	500	TRIFASICO	500	AMPLIACION BIBLIOTECA
PAD - 15	150	TRIFASICO	150	AULAS CICLO BASICO
PAD - 16	200	TRIFASICO	200	EDIF. PROF. CELEX
PAD - 17	350	TRIFASICO	350	AULAS CELEX
PAD - 18	200	TRIFASICO	200	BLOQUE 6 ICHE
PAD - 19	112.5	TRIFASICO	112.5	OPERACIONES UNITARIAS
PAD - 20	100	TRIFASICO	100	GIMNASIO SERVIDORES ESPOL
PAD - 21	600	TRIFASICO	300	EDIF. FIEC
PAD - 22	75	TRIFASICO	75	ASOC. EST. FIMCP
PAD - 23	150	TRIFASICO	150	LABORATORIOS FIMCP
PAD - 24	50	TRIFASICO	50	NUEVO COLISEO
PAD - 25	225	TRIFASICO	225	EDIF. 57 LAB. PLASTICOS
PAD - 26	500	TRIFASICO	500	EDCON - LICTUR
PAD - 27	500	TRIFASICO	500	EDCON - LICTUR
PAD - 28	500	TRIFASICO	500	EDCON - LICTUR
PAD - 29	225	TRIFASICO	225	EDIF. VPF - VPA
PAD - 30	150	TRIFASICO	150	LIGA DEPORTIVA
PAD - 31	300	TRIFASICO	300	EDUC. CONTINUA

Tabla #5 Transformadores Padmount

3.1.3. Transformadores Monofásicos en Postes.

DESCRIPCION	CAPACIDAD KVA	TIPO	KVA TOTAL	UBICACIÓN
TR - 01	5	MONOFASICO	5	RESID. GUARDANIA ESTE
TR - 02	10	MONOFASICO	10	CASA VIVIENDA
TR - 03	15	MONOFASICO	15	ALUMBRADO VIAL
TR - 04	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 05	10	MONOFASICO	10	TANQUE ELEVADO Y RESD. NORTE
TR - 06	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 07	37.5 + 25	TRIFASICO	54	RESIDENCIA SUR
TR - 08	10	MONOFASICO	10	RESIDENCIA GUARDIA
TR - 09	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 10	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 11	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 12	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 13	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 14	37.5	MONOFASICO	37.5	ICHE BLOQUE 32 E
TR - 15	75	MONOFASICO	75	ICHE BLOQUE 32 E
TR - 16	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 17	15	MONOFASICO	15	EST. BOMBEO 1 PETROECUADOR
TR - 18	15	MONOFASICO	15	EST. BOMBEO 2 PETROECUADOR
TR - 19	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 20	50	MONOFASICO	50	ILUM. CANCHAS INGENIERIAS 1
TR - 21	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 22	50	MONOFASICO	50	ILUM. CANCHAS INGENIERIAS 2
TR - 23	10	MONOFASICO	10	PLANTA TRATAMIENTO RESIDUALES
TR - 24	5	MONOFASICO	5	CASA GUARDIAN 1
TR - 25	15	MONOFASICO	15	CASA GUARDIAN 2
TR - 26	10	MONOFASICO	10	ALUMBRADO VIAL
TR - 27	15	MONOFASICO	15	TORRE VOZ Y DATOS 1
TR - 28	15	MONOFASICO	15	TORRE VOZ Y DATOS 2
TR - 29	100	TRIFASICO	100	ACADEMIA DE BOMBEROS

Tabla #6 Transformadores en Postes

3.2. Descripción y observación respecto a los transformadores.

En los Transformadores a lo que respecta a las bobinas primarias y secundarias, las podemos conectar de varias formas teniendo cuatro posibles casos: estrella/estrella, estrella/delta, delta/estrella, delta/delta. Es decir, podemos conectar las bobinas primarias en estrella o en triángulo al igual que las bobinas secundarias.⁽⁴⁾

Donde se encontró el uso de las conexiones estrella/estrella y estrella/delta.

Además un conexionado especial que es el Delta Abierto (Auxiliar). Este caso se utiliza cuando uno de los tres transformadores que están en un banco deja de funcionar y aun se necesitan las 3 líneas trifásicas siempre y cuando no se recomiendan para cargas excesivas que demanden el banco completo con tres transformadores.⁽¹⁵⁾

1. **La conexión estrella/estrella:** Las tres bobinas del primario y las tres del secundario están conectadas en estrella, esta conexión se prescribe especialmente para altas tensiones, debido a que la tensión total se reparte entre los devanados.

Cada uno soporta la tensión total de una fase y se reducen los problemas de aislamientos.

Al trabajar con intensidades elevadas, se precisan conductores de gran sección que proporcione mayor rigidez a los devanados; este conexionado permite añadir un neutro al secundario, donde podremos disponer de dos tensiones (Luz y Fuerza).

No es necesario conectar los neutros a tierra cuando el sistema trifásico está muy equilibrado. Asimismo, debemos indicar que no hay un desplazamiento de fase entre las tensiones de entrada y las tensiones de salida.

Es fácil advertir que, con esta conexión, en caso de avería en uno de sus devanados el secundario proporciona una corriente monofásica.⁽⁶⁾

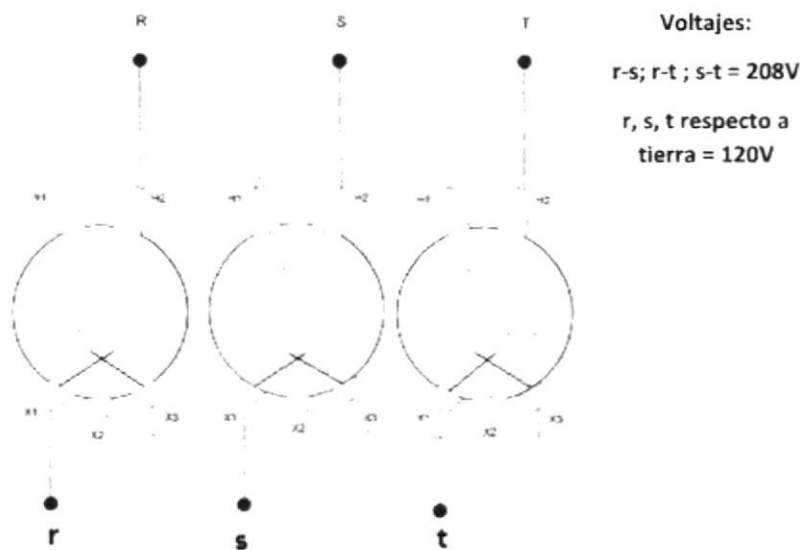


Fig. #22 Estrella – Estrella

2. **La conexión estrella/triángulo:** Con este tipo de conexión la corriente en el devanado de las bobinas secundarias es de un 58% de la corriente de carga. La distorsiones de las tensiones de salida no resultan tan severas como en una conexión Y/Y. También tenemos que señalar que existe un desplazamiento de fase entre las tensiones de entrada y de salida de 30° . Este tipo de conexión se puede utilizar en aplicaciones de reducción.⁽²⁾

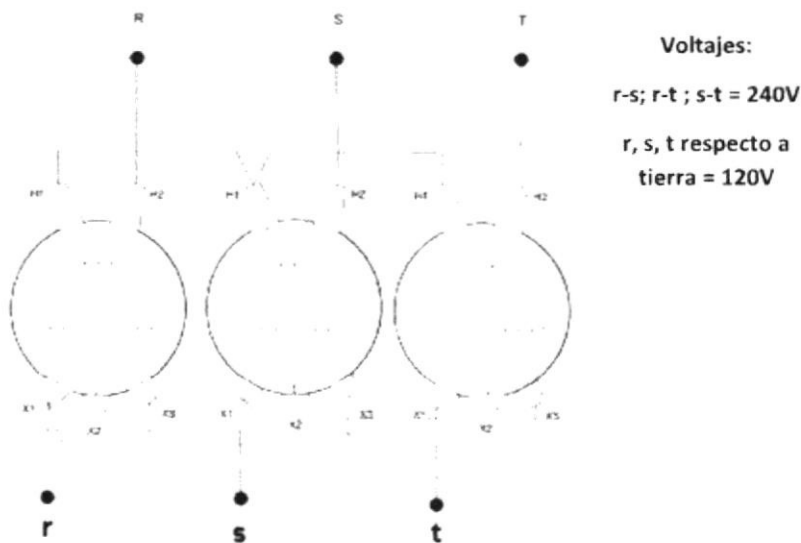


Fig. #23 Estrella – Triangulo

3. **La conexión delta abierta:** Con esta conexión se transforma la potencia trifásica utilizando únicamente dos transformadores: se emplea al dañarse un transformador de un grupo delta – delta o cuando se desea satisfacer la demanda agregando un tercer transformador.⁽¹⁾

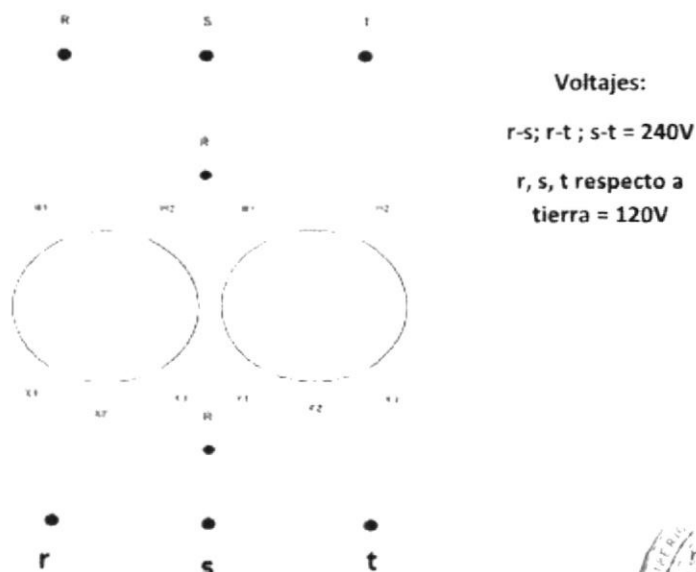


Fig. #24 Delta Abierta

3.3. Seguimiento de Transformadores Averiadados.

En el proceso de inventariado y reconocimiento de los transformadores de la ESPOL se encontraron tres casos de transformadores que tienen un mal funcionamiento y no estarían entregando el rendimiento correcto por el cual se procedería a ser las revisiones correspondiente.

Estos tres casos son los que se describen a continuación:

Caso I: Edificio 33 Protmec – Cuarto de Transformador #05

Banco de transformadores que alimenta el edificio administrativo de Copol
 Variación de voltajes.

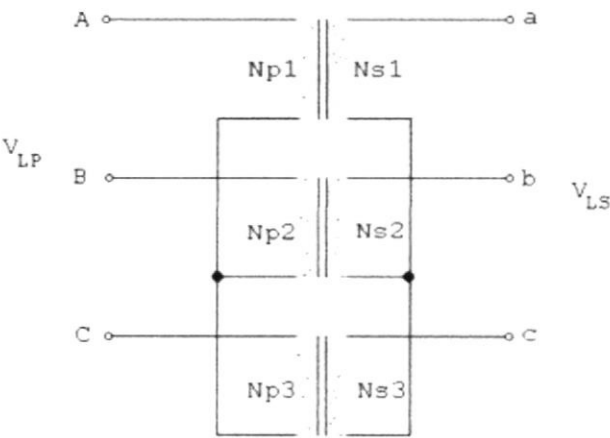
Caso II: CIBE - Cuarto de Transformador #08

Banco de transformadores donde una fase no está entregando la tensión correcta.

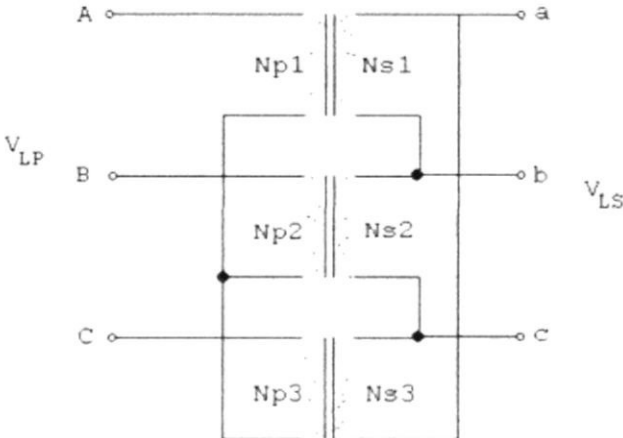
Caso III: ALUMBRADO VIAL – Transformador #13

Iluminarias viales sin tensión.

3.4. Valores de voltajes.



Salidas	Voltajes
a - b	208
a - c	208
c - b	208
a - n	120
b - n	120
c - n	120



Salidas	Voltajes
a - b	240
a - c	240
c - b	240
a - n	120
b - n	120
c - n	120

Capítulo

4

Análisis, Mantenimiento Y Reparación



Programa en Tecnología en Electricidad

4.1. Exploración.

4.1.1. Caso I: Edificio 33 Protmec – Cuarto de Transformador #05

Banco de transformadores de 75kva se procedió a verificar la salidas de voltaje donde unas de las fases estaba fallando donde el siguiente paso era desconectar el banco y verificar los contactos, se pudo percatar que existía sulfatación en los cables conectores y los empaques estaban desgastado por el tiempo de trabajo.



Fig. #25 Banco de Transformadores

4.1.2. Caso II: CIBE - Cuarto de Transformador #08

Banco de transformadores de 25kva revisando los transformadores uno de ellos presentaba sobrecalentamiento, por ende revisamos las conexiones pero mostraban buenos contactos, por el cual procedimos a desconectar el transformador y destapar donde se pudo observar el aceite con una coloración rojiza oscura, se procedió a tomar muestra del aceite y se realizaron las respectivas pruebas al mismo y a la maquina en sí.



Fig. #26 Transformador de 25 KVA

4.1.3. Caso III: ALUMBRADO VIAL – Transformador #13

Este transformador no daba tensión de salida donde se desmonto del poste y se lo llevo al taller a revisión donde luego de una revisión se notó que el transformador estaba quemado.



Fig. #27 Transformador de Poste

4.2. Reparaciones.

4.2.1. Procedimiento en transformadores.

- ✚ Utilización de los EPP (Equipo de Protección Personal).
- ✚ Colocar la debida Señalización.
- ✚ Desconectar las velas o cuchillas eléctricas.
- ✚ Limpiar el Área.
- ✚ Revisar la ventilación (Cuartos de Transformadores).
- ✚ Revisar que exista un buen contacto.
- ✚ Verificar la Puesta a Tierra.
- ✚ Desconectar los Transformadores del Banco.
- ✚ Proceder al mantenimiento o reparación respectiva de los transformadores

4.2.2. Transformador 75KVA.

Procedimos a retirar la tapa del transformador, revisión colorimétrica del aceite el cual presentaba un buen estado (amarillo claro); desarme interno de los bushings de baja tensión para el cambio de empaques para luego sellarlos con silicona, volvimos a conectar el bobinado secundario a los respectivo bushings y sellar el transformador con silicona en los bordes, sujetando con su suncho muy bien para impedir el paso de humedad.

En lo posterior en la parte externa se procedió al limpiado de los contactos y colocar pasta conductora tanto en bushings de baja como en alta y reconectar los cables de alta tensión y baja tensión.

Comprobamos los voltajes de salida y verificamos que sean los correcto dando el visto bueno en el funcionamiento.



Fig. #28 Silicón para sellar Transformador



Fig. #29 Sellado del Transformador



Fig. #30 Mantenimiento en la parte posterior del Transformador

4.2.3. Transformador 25KVA.

Luego de realizar el desarme de la maquina correspondiente y realizar la prueba colorimétrica del aceite los resultados fueron cuestionables por el cual se procedió a tomar pruebas del aceite y realizar la prueba de ruptura de tensión dieléctrica del mismo por el cual dio el siguiente resultado:

Tensión de ruptura dieléctrica a 1mm: 16kv

Tensión de ruptura dieléctrica a 2mm: 27kv

Teniendo en cuenta este resultado se realizó el filtrado del aceite. Para luego volver a realizar dicha prueba arrojando así el siguiente resultado:

Tensión de ruptura dieléctrica a 1mm: 18kv

Tensión de ruptura dieléctrica a 2mm: 30kv

Donde según la norma IEEE C57.106 con los parámetros del método ASTM D 1816 los valores son IN (inacceptables).

Teniendo en cuenta esta norma y por seguridad se procedió a cambiar el aceite dejando la maquina elemental en mantenimiento de lavado y secado para retirar cualquier impureza, humedad o aceite contaminado con metales disueltos.

Y como resultado al transformador se le hizo cambio de aceite y se lo sello para su buen funcionamiento.



Fig. #31 Maquina Filtradora de Aceite



Fig. #32 Horno para sacar humedad del Transformador



Fig. #33 Prueba de cortocircuito

4.2.4. Transformador 10KVA.

Con este transformador se tuvo que prestar el servicio de una grúa y se procedió a desmontarlo del lugar donde se encontraba, en este trabajo se desconectó la alimentación del transformador, continuando con la revisión se verificó que los bobinados estaban dañados por tal motivo se tuvo que dar de baja a este transformador y reemplazarlo por uno nuevo.

4.3. Guía de Mantenimiento.

4.3.1 Tareas de Mantenimiento.

Aunque cada instalación tendrá características específicas, intentaremos relacionar las más habituales; resaltamos una vez más que todo trabajo deberá cumplir con las normas y protocolos de seguridad pertinentes, por personal autorizado y formado para ello.

- Desconectar el equipo de la Red de tensión, tomando todas las medidas necesarias establecidas en el protocolo. Las más habituales son: Puesta a tierra del equipo, bloqueo de todas las posibles conexiones entrantes y salientes, delimitación y marcado del área de trabajo.

- Comprobación del sistema de seguridad por sobre temperatura.
- Comprobación del sistema de seguridad por sobre presión interna del transformador.
- Comprobación de los sistemas de sobrecorriente, fuga a tierra, diferencial, etc, en función del tipo y modelo del transformador.
- Comprobación del resto de indicadores, alarmas ópticas y/o acústicas.
- Comprobación del nivel de aceite, así como posibles fugas.
- Prueba de rigidez dieléctrica del aceite; la muestra debe tomarse de la parte baja del transformador, mediante la válvula de muestreo.
- Comprobación, limpieza y ajuste de todas las conexiones eléctricas, fijaciones, soportes, guías y ruedas, etc.
- Comprobación y limpieza de los aisladores, buscando posibles grietas o manchas donde pueda fijarse la suciedad y/o humedad.
- Comprobación en su caso del funcionamiento de los ventiladores, así como limpieza de radiadores o demás elementos refrigerantes.
- Limpieza y pintado del chasis, carcasas, depósito y demás elementos externos del transformador susceptibles de óxido o deterioro.

4.3.2. TRANSFORMADORES EN ACEITE.

Los transformadores en aceite requieren más atención que los de tipo seco. El líquido que se utiliza como aislante es aceite mineral o un líquido sintético. La acumulación de sedimentos en los serpentines y conductos de enfriamiento del transformador reducen la capacidad de transferencia de calor, ocasionando un incremento en la temperatura de operación. Los transformadores en aceite, generalmente tienen dos tipos de enfriamiento:

➤ AUTOENFRIADO.

Este tipo de enfriamiento depende de la circulación del aire alrededor del tanque y de que sus disipadores se encuentren limpios.⁽²⁾

➤ ENFRIADO POR AGUA.

El transformador enfriado con agua utiliza conductos o serpentines de enfriamiento a través de los cuales circula el agua.⁽²⁾

4.3.2.1. FALLAS EN EL ACEITE AISLANTE.

El aceite en el transformador se deteriora por la acción de la humedad, el oxígeno, la presencia de catalizadores (cobre) y el incremento de su temperatura.

- Si se detecta humedad, se deben revisar todos los empaques y terminales de conexión (bushings) para determinar el acceso de la humedad.
- Si se encuentra demasiado sedimento, se debe drenar el aceite así como limpiar a presión la parte interior del tanque y devanados.⁽⁷⁾

4.3.2.2. MANTENIMIENTO.

Los transformadores en aceite, en los cuales ha entrado agua o se han inundado, se deben secar.

Para realizar el secado se debe drenar el aceite en otro contenedor y seguir el procedimiento indicado para los transformadores tipo seco, en relación con las bobinas y el núcleo.

El aceite debe secarse con un filtro a presión. Al terminar se hace una prueba para determinar su rigidez dieléctrica, antes de que se bombee de nuevo dentro del tanque del transformador.⁽⁷⁾

4.3.3. FALLAS EN DEVANADOS.

Este tipo de fallas pueden ser ocasionadas por:

- ✓ Falsos contactos.
- ✓ Corto circuito externo.
- ✓ Corto circuito entre espiras.
- ✓ Sobretensiones por descargas atmosféricas.
- ✓ Sobretensiones por transitorios.
- ✓ Sobrecargas.
- ✓ Vibración que provoca desplazamiento en las bobinas.

FALSO CONTACTO: Es producida por un cortocircuito externo al transformador.

CORTO CIRCUITO ENTRE ESPIRAS: Este tipo de fallas son el resultado de aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, sobrecalentamiento constante, exceso de voltaje, etc.

SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFERICAS: La manifestación de este tipo de fallas son bobinas deterioradas en la parte más cercana del transformador, o sea, en las conexiones o herrajes.

SOBRETENSIONES POR TRANSITORIOS: Este tipo de sobretensiones son producidas por operaciones de switcheo (conexión y desconexión de cargas importantes), por puesta de servicio y desconexión de bancos de capacitores.

SOBRECARGAS: Si las sobrecargas a que se somete el transformador no han sido tomadas en cuenta durante el diseño del aparato, este tendrá un envejecimiento acelerado que destruirá sus aislamientos y su falla se presentara como un cortocircuito entre espiras.

4.3.3.1. MANTENIMIENTO.

Se recomienda que las rutinas de revisión preventiva se realicen cada seis meses y en gran parte del éxito del mantenimiento dependerá de un buen registro de actividades y resultados.⁽⁷⁾

Entre las actividades de mantenimiento se deben verificar:

- ✓ Relación de transformación.
- ✓ Resistencia de aislamiento.
- ✓ Resistencia óhmica de los devanados.
- ✓ Operación del termómetro.
- ✓ Nivel de aceite.
- ✓ Limpieza del tanque y bushings.
- ✓ Inexistencia de fugas.
- ✓ Buen sellado y estado de juntas.
- ✓ Apriete general de tornillería y conexiones.
- ✓ Buena ventilación del cuarto en el que se aloja el transformador.
- ✓ Inexistencia de rastros de carbonización y de producción de gases o humos.
- ✓ Toma de una muestra adecuada de aceite para verificar sus características.
- ✓ Verificación del sistema de enfriamiento cuando exista en el transformador.
- ✓ Mantenimiento al tablero de control.

Capítulo

5

Conclusiones Y Recomendaciones



Programa de Tecnología en Electricidad

CONCLUSIONES.

1. Pudimos observar cómo están constituidos los transformadores y cuáles son las pérdidas que hay en estos, así como los refrigerantes y aislantes que ayudan al transformador a no calentarse.
2. Observamos que los transformadores tienen diferentes tipos de características según sea su uso así como el tratamiento correctivo y preventivo de los mismos.
3. En los procesos de reparación y mantenimiento de transformadores, se logró aplicar los conocimientos adquiridos durante la carrera, tanto teóricos como prácticos.
4. Mediante esta proyecto se pudo conocer los diferentes instrumentos y herramientas que se utilizan para llevar a cabo los procesos, ya sea mantenimiento o reparación de transformadores.
5. Las pruebas realizadas a los transformadores durante la inspección inicial, se logró determinar si este era para mantenimiento o reparación y las diferentes tareas a seguir para cada caso.
6. Se pudo adquirir experiencia en la parte técnica con referencia a transformadores la cual es una de las tantas maquinas eléctricas en la que nos podemos desempeñar.

RECOMENDACIONES

- 1) Planificación de un inventariado actualizado cada dos años.
- 2) Revisión de los transformadores cada 6 meses para saber el estado del mismo.
- 3) Armar un cronograma para el mantenimiento preventivo de los transformadores.
- 4) Adquirir los equipos que faltan para el estudio de los problemas en los transformadores para llevar acabo algunas reparaciones en la propia área d mantenimiento.
- 5) Mejorar las condiciones de algunos Cuartos de Transformadores para evitar la filtración de humedad, polvo, etc...
- 6) Canalizar la puesta a tierra de todos los transformadores en postes y asegurar para evitar desprendimiento o desconexión.
- 7) Tratar de reutilizar el aceite de los transformadores que ya no puedan cumplir su función aunque estén cerca de los márgenes requeridos.
- 8) Limpieza del área de los PAD-MOUNT.
- 9) Distribuir bien las cargas a los transformadores para evitar malas adquisiciones de los mismos.
- 10) *Tener en cuenta el buen uso de las herramientas y equipos para mejorar y garantizar el trabajo y funcionamiento.*

Índice de Figuras.

Fig. #1: Equivalente del Transformador	12
Fig. #2: Partes del Transformador.....	13
Fig. #3: Maquina Elemental	13
Fig. #4: Núcleo del Transformador	13
Fig. #5: Bobinado AT-BT	14
Fig. #6: Variador de Taps.....	14
Fig. #7: Bushings de Baja.....	15
Fig. #8: Bushings de Alta	15
Fig. #9: Tanque	15
Fig. #10: Bobinado en Fase.....	17
Fig. #11: Bobinado en Desfasado.....	18
Fig. #12: Polaridad A	19
Fig. #13: Polaridad B.....	19
Fig. #14: Prueba de Vacío	21
Fig. #15: Prueba de Cortocircuito	21
Fig. #16: Conexiones del Megger	23
Fig. #17: Equivalente de la Prueba al Aceite	23
Fig. #18: Colorimetría	25
Fig. #19: Multímetro.....	26
Fig. #20: Megger	27
Fig. #21: Medidor de rigidez Dieléctrica	28
Fig. #22: Estrella – Estrella	34
Fig. #23: Estrella – Triangulo	34
Fig. #24: Delta Abierta.....	35
Fig. #25: Banco de Transformadores	37
Fig. #26: Transformador de 25 KVA	38
Fig. #27: Transformador de Poste.....	38
Fig. #28: Silicón para sellar Transformador	40
Fig. #29: Sellado del Transformador	40
Fig. #30: Mantenimiento en la parte posterior del Transformador	40

Fig. #31: Maquina Filtrado de Aceite	41
Fig. #32: Horno para sacar humedad del Transformador	41
Fig. #33: Prueba de Cortocircuito	42

Índice de Tablas.

Tabla #1: Tensión de ruptura a 2.54mm	24
Tabla #2: Tensión de ruptura a 1mm.....	24
Tabla #3: Tensión de ruptura a 2mm.....	24
Tabla #4: Cuarto de Transformadores Monofásicos.	30
Tabla #5: Transformadores Padmount.....	31
Tabla #6: Transformadores en Postes.	32



Glosario

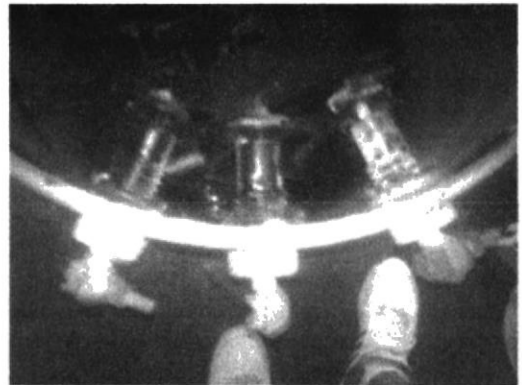
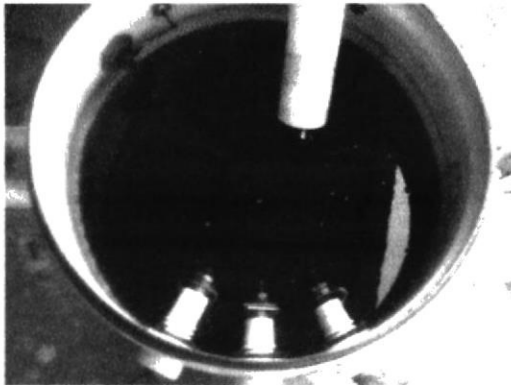
ASTM	American Standards for Testing and Materials
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
Np	Bobinado Primario
Ns	Bobinado Secundario
C.A	Corriente Alterna
Cu	Cobre
Al	Aluminio
Kg	kilogramos
Mm	milímetros
S.I.	Sistema Internacional de medidas
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
C/T	Cuarto De Transformadores

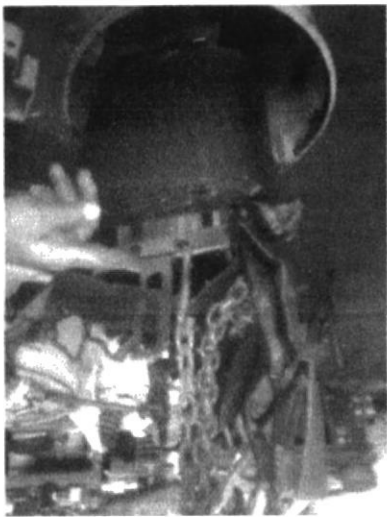
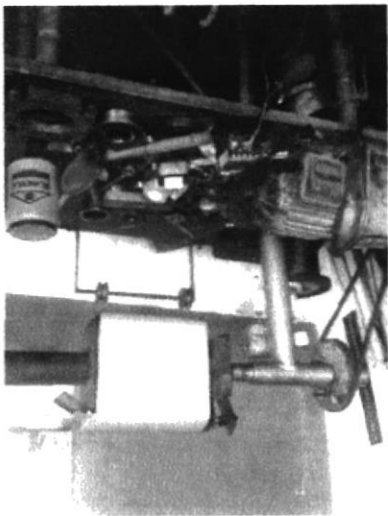
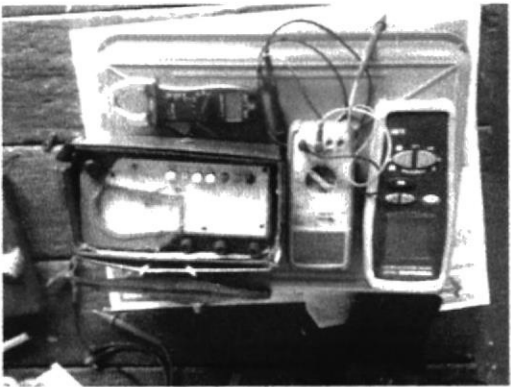
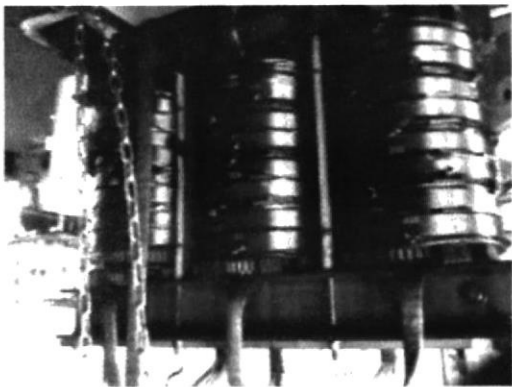
A	Corriente
KVA	Kilo-Volteos-Amperios
	Conexión Estrella
	Conexión Delta



ITC
CARRIACALL

Anexos



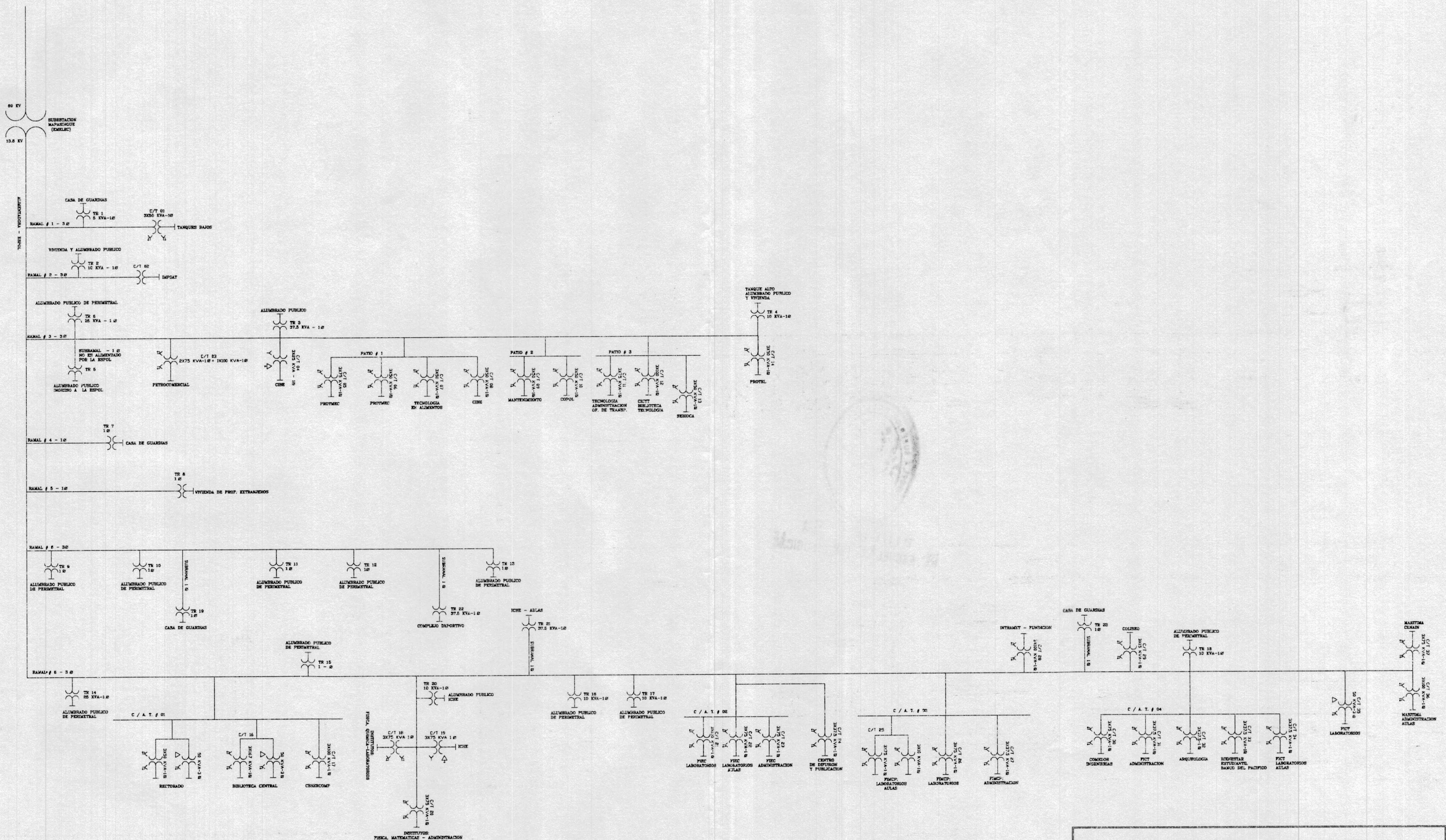


Bibliografía

- (1) DAGOBERTO ORTIZ. Transformadores de Distribución. Siemens. 1996
- (2) Chapman J. Stephen. Máquinas eléctricas .1987
- (3) M. Horning, J. Kelly, S. Myers, R. Stebbins. Guía para el mantenimiento del Transformador – Tercera Edición. 2005
- (4) Robert Rosenberg. Manual de electricidad industrial.1996
- (5) Enrique Ras Oliva Transformadores de potencia, de medición y de protección,1994
- (6) Jonathan Sánchez , Construcción de Transformadores didácticos.2009

Sitios Web

- (7) <http://www.mantenimientoplanificado.com>
- (8) <http://www.amperis.com>
- (9) <http://es.scribd.com>
- (10) <http://www.slideshare.net>
- (11) <http://www.electricosonline.com/>
- (12) <http://es.wikipedia.org/wiki/Transformador>
- (13) <http://www.nichese.com>
- (14) <http://www.dspace.espol.edu.ec>
- (15) <http://clubensayos.com/Biograf%C3%ADas/Transformador>



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

PROYECTO: DIAGNOSTICO TECNICO DEL SISTEMA ELECTRICO DEL CAMPUS POLITECNICO "GUSTAVO GALINDO VELASCO"

CONTENIDO: DIAGRAMA UNIFILAR EN MEDIA TENSION

Elaborado por:	Revisado por:	Director del Proyecto:	Fecha:	Archivo:	Letra:
J.F.	PHD. CRISTOBAL MORA	ING. GUSTAVO BERMUDEZ	ENERO / 2004		
Elaborado por:	Revisado por:	Director del Proyecto:	Fecha:	Archivo:	Letra:
	C. VILLAVICENCIO B.	G. CARDENAS M.			