

UNIVERSIDAD DE PINAR DEL RÍO

Hermanos Saíz Montes de Oca

Facultad de Informática y Telecomunicaciones

Departamento de Telecomunicaciones y Electrónica



PROYECTO DE TESIS

**(Proyecto de diploma presentado en opción al título de
Ingeniero Electromecánico)**

**Título: Modelo Térmico de Diagnóstico de un
Transformador de Potencia.**

Autor: Luis Alberto Anchatuña Maigua.

Tutor: Ing. Omar Fuentes Lorenzo.

Año del 52 de la Revolución

Pinar del Río, 2010

Nota de Aceptación

Proyecto de Diplomado

Nota de Aceptación...

Nota de Aceptación

Cuño

Presidente del Tribunal

Secretario

Fecha:

Vocal

Cuidad de Pinar del Río, Marzo 2010

Declaración de Autoridad

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Declaro de soy el único autor de este proyecto de Tesis y que autorizo a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a la Universidad Pinar del Río a hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Luis Anchatuña Maigua

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres por ser mi principal fuente de inspiración

Y por darme sus consejos y por apoyar en todo momento ya que a ellos les debo todo lo que soy

A mi Abuelito que se encuentra en el más allá que fue y será como mi padre por sus consejos

A mi hijo por ser el motor impulsor de mi vida

A Tania por su paciencia, confianza y amor que me ha dado en todo este tiempo

A mis hermanas y hermano por su inmenso cariño

Agradecimiento

Le agradezco en primer lugar a Dios y a la Virgen de Mercedes por darme la oportunidad de hoy estar aquí

A la Universidad Técnica de Cotopaxi por poner en consideración un excelente grupo de profesionales

Para que compartan todo aquel conocimiento para mi formación profesional y para así ser cada día mejor

A la Universidad Pinar del Río por recibirme con los brazos abiertos y ponerme a consideración a un gran

Profesional como es mi tutor el Ing. Omar Fuentes a quien le doy gracias por su paciencia y confianza

A mis padres que han sido el apoyo y empuje en este duro andar a Patricio por apoyarme en los momentos

Más difíciles que me presento la vida.

A todos

Muchas Gracias

Índice

Índice

RESUMEN.....	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN.....	3
DISEÑO TEÓRICO.....	6
1 MANTENIMIENTO.....	7
1.1 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO.....	7
1.2 LAS SEIS GRANDES PÉRDIDAS	8
1.3 QUE ES EL MANTENIMIENTO.....	9
1.4 TIPOS DE MANTENIMIENTOS.....	10
1.4.1 Evolución del mantenimiento.....	10
1.4.2 Mantenimiento Correctivo.....	10
1.4.3 Mantenimiento Preventivo.....	11
1.4.4 Mantenimiento Predictivo.....	11
1.4.5 Mantenimiento Cero Horas (Overhaul).....	12
1.4.6 Mantenimiento En Uso.....	12
1.5 TIPO DE MANTENIMIENTO ACTUAL.....	13
1.6 TENDENCIAS FUTURAS.....	14
2 TRANSFORMADORES	16
2.1 HISTORIA	16
2.2 QUE ES EL TRANSFORMADOR	17
2.3 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES [14].....	20
2.3.1 Transformadores de potencia	20
2.4 ELEMENTOS PRINCIPALES QUE CONFORMAN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE. [17].....	21
2.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	22
2.5.1 Descripción:.....	22
2.5.2 Características Generales:	22
2.6 TRANSFORMADORES SECOS ENCAPSULADOS EN RESINA EPOXI.....	23
2.6.1 Descripción:.....	23
2.6.2 Características Generales:	23
2.7 AUTOTRANSFORMADORES	24
2.7.1 Descripción:.....	24
2.7.2 AUTOTRANSFORMADOR REDUCTOR.....	24
2.7.3 AUTOTRANSFORMADOR ELEVADOR.....	25
2.8 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE REFRIGERACIÓN.....	25

2.9	PÉRDIDAS QUE SE PRODUCEN EN LOS TRANSFORMADORES [16].....	28
2.9.1	PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO	28
2.9.2	PÉRDIDAS EN EL COBRE	28
2.10	MATERIALES ELÉCTRICOS USADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE TRANSFORMADORES.....	29
2.11	ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES [19].....	30
2.12	INSPECCIÓN DE RUTINA EN LOS TRANSFORMADORES	31
2.13	INSPECCIONES, PRUEBAS, Y DIAGNÓSTICOS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	31
2.14	LÍMITES MÁXIMOS DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES USADOS CONTINUAMENTE.....	32
2.15	SOBRECARGA [20]	32
2.15.1	EFECTOS DE LA SOBRECARGA	33
2.16	CONSIDERACIONES DE VOLTAJE Y DE FRECUENCIA	34
3	VIDA ÚTIL DE UN TRANSFORMADOR.....	35
3.1	INTRODUCCIÓN.....	35
3.2	PREDICCIÓN DE LA CAPACIDAD DE CARGA DE UN TRANSFORMADOR LLENO DE LÍQUIDO.....	36
3.2.1	Descripción.....	36
3.3	LAS ECUACIONES DE LA GUÍA DE CARGA	37
3.4	ECUACIONES DE CARGA PERFECCIONADAS.....	37
3.5	TEMPERATURA PROMEDIO DEL ENROLLADO.....	38
3.6	INCREMENTO DE LA TEMPERATURA DEL ACEITE EN LOS CONDUCTOS DEL ENROLLADO.....	40
3.7	TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE DEL ENROLLADO.....	42
3.8	TEMPERATURA PROMEDIO DEL ACEITE.....	44
3.9	TEMPERATURAS DEL FONDO Y LA SUPERFICIE DEL ACEITE.....	47
3.10	VISCOSIDAD DEL FLUIDO Y CALOR ESPECÍFICO DEL MATERIAL.....	47
3.11	CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE VIDA.....	48
3.12	CORRIDA DEL PROGRAMA	49
4	Factibilidad Económica.....	51
	Conclusiones	52
	Recomendaciones.....	53
	ANEXO A.....	54
	REFERENCIAS	62

Resumen

RESUMEN

La tesis presentada es el resultado del análisis de las ecuaciones de carga para calcular la vida útil de un transformador trifásico de potencia de 100MVA, y de su aislamiento ya que este se reduce fundamentalmente a situaciones no comunes, como sobretensiones, cortocircuitos y sobrecargas de emergencia. Debido a estos problemas y al alto costo del transformador se plantea el cálculo de un modelo térmico de diagnóstico basado en la determinación del punto más caliente por medio de las ecuaciones planteadas por Linden W. Pierce en las guías de carga reconocidas de la IEEE.

Mediante los datos simulados (corriente de carga y temperatura ambiente) y las ecuaciones y considerando los diferentes tipos de enfriamiento (ONAN, ONAF, OFAF Y ODAF), se hace una corrida utilizando el programa de Matlab 7.5.0, en él se simulara las sobrecargas empezando en un 60% hasta llegar al 100% de su potencia nominal considerando las horas pico. Dependiendo de los resultados obtenidos podremos determinar el tiempo de vida del transformador o planificar un tipo de mantenimiento adecuado a la avería que presente o a su sustitución en el caso que este ya no pueda llevar a cabo sus funciones.

Abstract

ABSTRACT

The presented thesis is the result of the analysis of the load equations to calculate the useful life of a transformer trifásico of power of 100MVA, and of its isolation since this he/she decreases fundamentally to non common situations, as surges, short circuits and emergency flight attendants. Due to these problems and at the high cost of the transformer he/she thinks about the calculation of a thermal model of diagnosis based on the determination of the hottest point by means of the equations outlined by W. they Abut Pierce in the recognized load guides of the IEEE.

By means of the feigned data (load current and ambient temperature) and the equations and considering the different cooling types (ONAN, ONAF, OFAF AND ODAF), a race is made using the program of Matlab 7.5.0, in him it was simulated the flight attendants beginning in 60% until arriving to 100% of its nominal power considering the hours pick. Depending on the obtained results will be able to determine the time of life of the transformer or to plan a type of appropriate maintenance to the mishap that presents or to their substitution in the case that this can no longer carry out their functions.

Introducción

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se presenta en cuatro capítulos, tipos de mantenimiento, tipos de transformadores, desarrollo de las ecuaciones para la determinación del nivel de envejecimiento del transformador de potencia y valoración económica.

En el primer capítulo se hace un estudio de la gestión del mantenimiento cómo ha evolucionado a lo largo del tiempo y como va rompiendo con las barreras del pasado, cual es el más utilizado en las industrias porque dicen que el mantenimiento es inversión y no gasto. En la década de los noventa se observa una nueva tendencia en la industria el llamado mantenimiento predictivo o mantenimiento basado en la condición de los equipos. Este se basa en realizar mediciones periódicas de algunas variables físicas relevantes de cada equipo mediante sensores adecuados y, con los datos obtenidos, se puede evaluar el estado de confiabilidad del equipo. Su objetivo es ofrecer información suficiente, precisa y oportuna para la toma de decisiones y el tipo de mantenimiento. Por eso se dice que es un mantenimiento informado.

En el segundo capítulo se realizara una clasificación de los transformadores de acuerdo a ver capitulo y explicaremos en que área de trabajo se desempeñan cada uno de ellos. Dentro del diseño constructivo nos centraremos en las partes más principales del transformador, por lo que realizaremos una descripción y hablaremos un poco de cada uno de los elementos. De los tipos de refrigeración como son ONAN, ONAF, OFAF, ODAF. También hablaremos de las perdidas que se producen en los transformadores tanto en el hierro como en el cobre y las de histéresis y las parasitas. En la construcción de los transformadores es muy importante utilizar materiales eléctricos de calidad que puedan garantizar su funcionamiento y cumplir sus expectativas del fabricante ya que el transformador es el elemento principal de una subestación

Para que un transformador de potencia llegue o sobrepase el tiempo de vida para el que fue construido es necesario hacerle inspecciones, pruebas de acuerdo al

cronograma de actividades establecido. También en este capítulo se estudiará los efectos que produce las sobrecargas

En el tercer capítulo, como se verá, un servicio eléctrico de calidad solo se puede dar a través del conocimiento de la vida de los transformadores, por lo que éste es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad de la red de transmisión. La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito de servicio, cualquier máquina está expuesta a situaciones térmicas, mecánicas, eléctricas y provocadas por el medioambiente, por ello, nace el requerimiento de la evaluación de la condición del transformador, mediante diferentes métodos de supervisión sean estos en línea o fuera de línea y, esto constituye una estrategia clave para conocer el estado del equipo.

Para evaluar la condición del sistema aislante debido a esfuerzos térmicos, es importante monitorear la temperatura en diferentes puntos del transformador. Al menos tres sensores deben ser usados y sus lecturas pueden ser tomadas a intervalos regulares o por un sistema de monitoreo continuo. Los sensores deben ser distribuidos alrededor del tanque.

Es por eso que se detallan las ecuaciones de carga perfeccionadas. Este sistema está basado en las condiciones de flujo de aceite en el transformador durante condiciones transcientes. Se calculara la temperatura promedio del enrollado por medio de la ley de conservación de la energía. Mediante estos valores se podrá calcular la temperatura del punto más caliente del enrollado siendo este nuestro principal tema de investigación.

En el programa Matlab 7.5.0 ingresaremos las ecuaciones de carga y definiremos cuales son constantes y cuales son variables, determinaremos la temperatura ambiente y la carga nominal en un documento 'txt', ya que estos dos valores son las variables externas que utilizará nuestro programa, calcularemos las temperatura de diferentes puntos del transformador, los calores generados y

perdidos, el envejecimiento del aislamiento y por último se hará un ploteo de los resultados obtenidos para ver el comportamiento de la carga nominal, temperatura del punto más caliente, temperatura del aceite y de la temperatura ambiente.

Para determinar la temperatura del punto más caliente se puede hacer una ecuación de balance de calor similar al procedimiento empleado para determinar la temperatura promedio del enrollado.

Para esto se toma la temperatura del aceite superior que en un sistema real pudiera ser determinada por uno o más sensores sumergidos en el aceite en la parte superior del tanque en receptáculos en la cubierta, o en cámaras de circulación de salida del tanque principal a los radiadores o intercambiadores de calor. El uso de varios sensores es particularmente importante en grandes transformadores (más de 100 MVA) y sus lecturas deben ser promediadas para llegar a un valor de temperatura representativo.

La temperatura del aceite del fondo se determinaría por sensores acoplados a las cámaras de circulación de retorno de los radiadores o intercambiadores de calor.

Y por último se hará una valoración económica para observar la factibilidad del proyecto.

DISEÑO TEÓRICO

Problema: Necesidad de desarrollar un sistema que permita determinar el nivel de envejecimiento a que es sometido un transformador de potencia, bajo un determinado régimen de trabajo.

Objeto de estudio: Los transformadores de potencia y su envejecimiento.

Objetivo General: Desarrollar las ecuaciones de un modelo técnico de un transformador de potencia, que permitan su posterior implementación en un sistema de Diagnóstico.

Objetivos Específicos

- 1.- Realizar un estudio de las ecuaciones de carga planteadas en la IEEE
- 2.- Mediante el programa Matlab 7.5.0 hacer una corrida de las ecuaciones.
- 3.- Determinar el tiempo de vida del transformador.

Hipótesis

Si se logra el diagnostico adecuado mediante la obtención de datos vamos a poder tomar la decisiones adecuadas y planificar un tipo de mantenimiento adecuado.

Capítulo 1

Mantenimiento

1 MANTENIMIENTO

1.1 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO.

Para el Dr. Jack Roberts [1] el mantenimiento es una evolución de la Manufactura de Calidad Total, que es la integración de todas las funciones y procesos de una organización, con el fin de lograr un mejoramiento continuo de la calidad de los bienes y servicios que en ella se producen, se puede decir que se deriva de los conceptos de calidad con que el Dr. W. Edwards Deming's intervino positivamente en la industria Japonesa, poco antes de terminar la 2ª. Guerra Mundial. Deming's comenzó por mostrar a los japoneses cómo podían controlar la calidad de sus productos mediante análisis estadísticos, creando toda una cultura de calidad en la industria Japonesa dando surgimiento a una nueva forma de vivir. Pero algunos conceptos de la Dirección de Calidad Total [Total Quality Management] (TQM), no parecían encajar en algunos procesos. Para ello surge una nueva técnica llamada Mantenimiento Preventivo, [preventive maintenance] (PM) este nuevo método consistía en una coordinación de horarios especiales para mantener el equipo en perfecto funcionamiento. Esta forma de mantenimiento resultó costosa porque a menudo se daba a los equipos un mantenimiento excesivo en el intento de mejorar la producción. Para ello se aplicaba la idea errónea de que "si un poco de aceite es bueno, más aceite debe ser mejor". Se obedecía más al calendario de PM que a las necesidades reales del equipo, esta problemática se puso pronto de manifiesto entre aquellas empresas que tenían el programa de Calidad Total. Para solucionar esta discrepancia y aún para mantener la congruencia con los conceptos de TQM, se le hicieron ciertas modificaciones a esta disciplina.

José Molina[2] señala que a finales del siglo XVIII y comienzo del siglo XIX durante la revolución industrial, con las primeras máquinas se iniciaron los trabajos de reparación, el inicio de los conceptos de competitividad de costos, planteo en las grandes empresas, las primeras preocupaciones hacia las fallas o paro que se producían en la producción. Hacia los años 20 ya aparecen las primeras estadísticas sobre tasas de falla en motores y equipos de aviación. Durante la Segunda Guerra Mundial, el mantenimiento tiene un desarrollo importante debido

a las aplicaciones militares. En esta evolución el mantenimiento preventivo consiste en la inspección de los aviones antes de cada vuelo y en el cambio de algunos componentes en función del número de horas de funcionamiento. Durante los años 60 se inician técnicas de verificación mecánica a través del análisis de vibraciones y ruidos mediante los primeros equipos analizadores de la FFT (Transformada Rápida de Fouries), esta técnica fue creada por Bruel Kjaer.

En Japón, gracias a los esfuerzos del Instituto Japonés de Mantenimiento de Planta [Japan Institute of Plant Maintenance] (JIPM) fue creado un sistema destinado a lograr la eliminación de las llamadas (seis grandes pérdidas) de los equipos, con el objetivo de facilitar la implantación de la forma de trabajo [Just in Time] o “justo a tiempo”. TPM le da un nuevo enfoque al mantenimiento como una parte necesaria y vital dentro del negocio. Se hace a un lado el antiguo concepto de que éste es una actividad improductiva y se otorgan los tiempos requeridos para mantener el equipo que ahora se consideran como una parte del proceso de manufactura. No se considera ya una rutina a ser efectuada sólo cuando el tiempo o el flujo de material lo permitan.

1.2 LAS SEIS GRANDES PÉRDIDAS

Desde la filosofía del TPM se considera que una máquina parada, con averías que no trabaja al 100% de su capacidad o que fabrica productos defectuosos lleva a una situación intolerable que produce pérdidas a la empresa. La maquina debe considerarse improductiva en todos esos casos, y deben tomarse las acciones correspondientes tendentes a evitarlos en el futuro. Para Santiago García Garrido [3] TPM identifica seis fuentes de pérdidas denominadas las (seis grandes pérdidas) que reducen la efectividad por interferir con la producción:

1. **Fallos del equipo.-** Que producen pérdidas de tiempo inesperadas.
2. **Puesta a punto y ajustes de las máquinas (o tiempos muertos).-** Que producen pérdidas de tiempo al iniciar una nueva operación u otra etapa de ella. Por ejemplo, al inicio en la mañana, al cambiar de lugar de trabajo, al cambiar una matriz, o al hacer un ajuste.

3. **Marchas en vacío, esperas y detenciones menores (averías menores).**- Durante la operación normal que producen pérdidas de tiempo, ya sea por problemas en la instrumentación, pequeñas obstrucciones, etc.
4. **Velocidad de operación reducida (el equipo no funciona a su capacidad máxima).**- Que produce pérdidas productivas al no obtenerse la velocidad de diseño del proceso.
5. **Defectos en el proceso.**- Que producen pérdidas productivas al tener que rehacer partes de él, reprocesar productos defectuosos o completar actividades no terminadas.
6. **Pérdidas de tiempo propias de la puesta en marcha de un proceso nuevo.**-Marcha en vacío, periodo de prueba, etc.

El análisis cuidadoso de cada una de estas causas de baja productividad lleva a encontrar las soluciones para eliminarlas y los medios para implementar estas últimas. Es fundamental que el análisis sea hecho en conjunto por el personal de producción y el de mantenimiento, porque los problemas que causan la baja productividad son de ambos tipos y las soluciones deben ser adoptadas en forma integral para que tengan éxito.

1.3 QUE ES EL MANTENIMIENTO.

Manual Escorza [4] define al mantenimiento como un “conjunto de técnicas y sistemas que permiten prever las averías, efectuar revisiones, engrases y reparaciones eficaces, dando a la vez normas de buen funcionamiento a los operadores de las máquinas, a sus usuarios, contribuyendo a los beneficios de la empresa. Es un órgano de estudio que busca lo más conveniente para las máquinas, tratando de alargar su vida de forma rentable”

Guillermo Díaz [5] considera que el mantenimiento, pueden ser dos cosas muy distintas, la primera es la que definimos, como aquella acción encaminada a devolver a un equipo averiado a su estado normal de funcionamiento, esta sería una de las principales definiciones. Pero también es mantenimiento, aquella acción encaminada a aumentar la disponibilidad de las instalaciones reduciendo el número de averías y la duración del equipo. Como puede ver ambas definiciones son válidas pero muy distantes entre sí en cuanto al resultado. La labor del

departamento de mantenimiento, además está relacionada muy estrechamente en la prevención de accidentes y lesiones en el trabajador ya que tiene la responsabilidad de mantener en buenas condiciones, la maquinaria y herramienta, equipo de trabajo. El mantenimiento representa un arma importante en cuanto a seguridad laboral para el trabajador, ya que el gran porcentaje de accidentes son causados por desperfectos en los equipos que pueden ser prevenidos mediante un mantenimiento adecuado. Y además la finalidad de un mantenimiento en una empresa es la de cumplir las condiciones necesarias para las cuales fueron proyectadas con la capacidad y la calidad especificadas. Para LugoHermanos S.A [6] la programación de inspecciones, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica con base a un plan establecido y no a una demanda del operario o usuario; también es conocido como Mantenimiento Preventivo Planificado - MPP.

1.4 TIPOS DE MANTENIMIENTOS.

Las estrategias convencionales de "reparar cuando se produzca la avería" como dice Guillermo Díaz [5] ya no sirven. Fueron válidas en el pasado, pero ahora, no es conveniente esperar a que se produzca la avería para intervenir, para evitar lo que ocurría en el pasado las empresas industriales se plantearon un programa de mantenimiento.

1.4.1 Evolución del mantenimiento.

Santiago García Garrido [3] plantea que tradicionalmente, se han distinguido 5 tipos de mantenimiento, que se diferencian entre sí por el carácter de las tareas que incluyen:

1.4.2 Mantenimiento Correctivo.

El mantenimiento correctivo, es la forma menos eficaz de llevar un mantenimiento. Esperar que un equipo se averíe produce unos gastos a la empresa difíciles de soportar, es la forma de mantenimiento que aún prevalece en la mayoría de las empresas. Además en esta primera generación se incurría en costes de no-calidad, al tenerse que reprocesar productos (algunos cuando el cliente advertía el

defecto) hasta que se vio que controlar la calidad costaba menos que las consecuencias de no hacerlo. Así nacieron los controles de calidad en los procesos (equivalente a la 2ª generación del mantenimiento).

Más adelante se comprobó que el coste de estos controles era muy alto y se pasó al control de calidad por procesos y al control estadístico de calidad (corresponde a la 3ª generación del Mantenimiento).

La evolución posterior ha sido la creación de círculos de calidad y grupos de mejora continua con objetivos de alcanzar la calidad total e integración del personal (equivalente a los modelos de organización tipo T.P.M., (cuarta generación del Mantenimiento).

1.4.3 Mantenimiento Preventivo.

Mantenimiento Preventivo o Basado en el tiempo, consiste en reacondicionar o sustituir a intervalos regulares un equipo o sus componentes, independientemente de su estado en ese momento. El Mantenimiento Preventivo como el mantenimiento Predictivo está encaminado a aumentar la disponibilidad de las instalaciones reduciendo el número de averías y su duración. Actualmente, es consciente de que esperar a que se produzca la avería para intervenir, es incurrir en unos costes excesivamente elevados (pérdidas de producción, deficiencias en la calidad, etc.) y por ello las empresas industriales se plantearon implantar procesos de prevención de estas averías mediante un adecuado programa de Mantenimiento preventivo, encaminado a reemplazar aquellas piezas con duración finita y re engrases de los sistemas.

1.4.4 Mantenimiento Predictivo.

Mantenimiento Predictivo o Basado en la Condición, consiste en inspeccionar los equipos a intervalos regulares de tiempo sin desmontarlos y tomar acción para prevenir las fallas o evitar las consecuencias de las mismas según su condición. Incluye tanto las inspecciones objetivas (con instrumentos) y subjetivas (con los sentidos), como la reparación del defecto (falla potencial). A veces se le llama Mantenimiento Detectivo o Búsqueda de Fallas, aunque la definición de este

último podría ser la de aquella función que consiste en la inspección de las funciones ocultas, a intervalos regulares, para ver si han fallado y reacondicionarlas en caso de falla (falla funcional). Hay que describir aquí también otro tipo de mantenimiento que surge a partir de los anteriores el Mantenimiento Mejorado o Rediseños, consiste en la modificación o cambio de las condiciones originales del equipo o instalación para mejorar su funcionamiento en pro de que no sufra averías repetitivas. Todos los integrantes de la compañía, a través de actividades de pequeños grupos tienen como meta final tener cero averías y los cero defectos, mejorándose así las tasas de operación de los equipos y minimizando los stocks y costes.

1.4.5 Mantenimiento Cero Horas (Overhaul).

Según Santiago García Garrido [3] el mantenimiento cero horas es el conjunto de tareas cuyo objetivo es revisar los equipos a intervalos programados bien antes de que aparezca ningún fallo, bien cuando la fiabilidad del equipo ha disminuido apreciablemente de manera que resulta arriesgado hacer previsiones sobre su capacidad productiva. Dicha revisión consiste en dejar el equipo a Cero horas de funcionamiento, es decir, como si el equipo fuera nuevo. En estas revisiones se sustituyen o se reparan todos los elementos sometidos a desgaste. Se pretende asegurar, con gran probabilidad un tiempo de buen funcionamiento fijado de antemano.

1.4.6 Mantenimiento En Uso.

Es el mantenimiento básico de un equipo realizado por los usuarios del mismo. Consiste en una serie de tareas elementales (tomas de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos) para las que no es necesario una gran formación, sino tan solo un entrenamiento breve. Este tipo de mantenimiento es la base del TPM (Total Productive Maintenance). Ya que es un sistema de organización donde la responsabilidad no recae sólo en el departamento de mantenimiento sino en toda la estructura de la empresa. Para D. Keith Denton [7], el buen funcionamiento de las máquinas o instalaciones depende y es responsabilidad de todos.

1.5 TIPO DE MANTENIMIENTO ACTUAL.

El Ing. Oliverio García [8] dice que toda empresa desea ser más eficiente y productiva cada día en cada uno de los departamentos, las actuales condiciones de competencia en el mercado obligan a la organización a buscar un mecanismo de mejora continua que permitan marcar la diferencia frente a sus competidores y faciliten mantenerse dentro del negocio con posibilidades de crecimiento y expansión. Para tener una ventaja competitiva las empresas ECUATORIANAS utilizan el tipo de mantenimiento TPM (Mantenimiento Productivo Total) que es filosofía japonesa que involucra la mejora de la productividad para ser más competitiva, otras empresas han implementado el desarrollo del indicador de ETE (Eficiencia Total del Equipo) para tener una mejor eficacia esta se puede medir mediante la determinación de la OEE (Efectividad Global del Equipo), esta comprende tres factores: disponibilidad, eficiencia de desempeño y porcentaje de productos de calidad. Las condiciones ideales a obtener deben ser del siguiente orden.

Mínima disponibilidad del equipo 90%

Eficiencia del desempeño 95%

Porcentaje de productos de calidad 99%

De donde, la eficiencia total mínima a lograr debe ser:

$$\text{Eficiencia total} = 0.9 * 0.95 * 0.99 = 0.85$$

Es decir igual o superior a un ochenta y cinco por ciento. El TPM eleva el nivel de la eficiencia del equipo. Con estos tipos de mantenimientos se logra que las industrias Ecuatorianas logren alcanzar estándares de calidad en sus productos basados en las normas establecidas en Ecuador que son "INEN" e internacionalmente "ISO" para poder ofertar su producción.

1.6 TENDENCIAS FUTURAS.

Para Ing. Julio Carvajal Brenes [9] dice que El mundo está evolucionando de una manera veloz como nunca antes sucedió, afectando todos los ámbitos de nuestras realidades. Podemos decir que la gestión del mantenimiento no puede estar ajena a ese cambio acelerado y, por lo tanto, se ve influenciado y obligado a dinamizarse y a ser creativo para dar la respuesta que se espera. En la actualidad están sustituyendo el mantenimiento por viejos valores de paradigmas de excelencia de mayor nivel. Es así como han empezado a hablar y practicar la ingeniería de fiabilidad, el trabajo en equipo, la gestión de activos, la medición de la función que desempeñan y la gestión de la disponibilidad. Utilizando tecnología moderna y comenzando a entrar en las técnicas de análisis para atacar la raíz de los problemas. El personal de mantenimiento ha reexaminado las funciones tradicionales y ha descubierto que más que mantener equipos, lo que hacen es gestionar activos tangibles. Su misión es gestionar económicamente activos en forma de equipos.

Este enfoque los ha conducido a tener claro el aspecto de rentabilidad en la gestión que realizan y a preocuparse realmente por reducir sus costes de mantenimiento.

Hoy el uso de la computadora como herramienta en el ámbito del mantenimiento se empieza a apreciar considerablemente. Unos las usan para programar los Controladores Lógicos Programables (PLC), otros para llevar los controles y analizar tendencias y espectros de sus mantenimientos predictivos. Y cada vez más la están utilizando para la gestión de mantenimiento de su compañía. En el futuro los trabajadores utilizarán cotidianamente una computadora para cumplir con sus tareas laborales. Es viable pensar que las aplicaciones digitales llegarán a ser comunes para la mayoría de los trabajadores durante la mayor parte de la jornada. Las empresas dispondrán de un sistema nervioso digital con capacidad para funcionar de manera fluida y eficiente, para reaccionar con prontitud a las emergencias y oportunidades, para llevar con rapidez la información valiosa a los miembros de la organización que la necesitan, para tomar decisiones con tiempo.

Las tareas repetitivas desaparecerán o serán cambiadas a puestos de mayor valor añadido que utilicen las aptitudes de un trabajador con preparación superior. Los datos en tiempo real de los sistemas de producción permitirán programar el mantenimiento antes de que nada se estropee. El personal de mantenimiento estará necesariamente inmerso en este medio, pues de lo contrario su contribución a la productividad de la compañía no será posible en la toma de decisiones.

Capítulo 11

Transformadores

2 TRANSFORMADORES

2.1 HISTORIA

Imagínese por un momento un mundo sin transformadores eléctricos: no habría sistemas de transmisión de alto voltaje y por consiguiente, no habría forma de transportar la electricidad a largas distancias. Otros avances más recientes que no habrían sucedido son el comercio energético internacional, con sus beneficios para el cliente, o el aprovechamiento a gran escala de la energía eólica en regiones lejanas. Thomas Fogelberg, Ake Carlsson [10] dicen que a finales del siglo XIX, el transformador demostró ser un componente indispensable para la transmisión competitiva de la energía eléctrica. El fenómeno de inducción electromagnética en el que se basa el funcionamiento del transformador fue descubierto por Michael Faraday en 1831, y se basa fundamentalmente en que cualquier variación de flujo magnético que atraviesa un circuito cerrado genera una corriente inducida, y en que la corriente inducida sólo permanece mientras se produce el cambio de flujo magnético.

La primera "bobina de inducción" fueron inventadas por Nicholas Callan College de Maynooth, en Irlanda en el año de 1836.

Entre la década de 1830 y la década de 1870, los esfuerzos para construir mejores bobinas de inducción, en su mayoría por ensayo y error, reveló lentamente los principios básicos de los transformadores. Un diseño práctico apareció en la década de 1880, para luego pasar hacer el transformador un papel decisivo en la "Guerra de Corrientes", y en que los sistemas de distribución de corriente alterna triunfo sobre sus homólogos de corriente continúa, una posición dominante que mantienen desde entonces.

En 1882, Lucien Gaulard y John Dixon Gibbs expusieron por primera vez un dispositivo con un núcleo de hierro llamado "generador secundario" en Londres, luego vendieron la idea de la compañía Westinghouse de Estados Unidos.

También fue expuesto en Turín, Italia en 1884, donde fue instalado para el sistema de alumbrado eléctrico dando así nacimiento al primer transformador.

Entre 1884 y 1885, los ingenieros Zipernowsky, Bláthy y Deri de la compañía Ganz crearon en Budapest el modelo "ZBD" de transformador de corriente alterna, basado en un diseño de Gaulard y Gibbs (Gaulard y Gibbs sólo diseñaron un modelo de núcleo abierto).

En 1885, George Westinghouse compro las patentes del ZBD y las de Gaulard y Gibbs. Él le encomendó a William Stanley la construcción de un transformador de tipo ZBD para uso comercial. El primer sistema comercial de corriente alterna con fines de distribución de la energía eléctrica que usaba transformadores se puso en operación en 1886 en Great Barington, Massachussets, en los Estados Unidos de América. En ese mismo año, la electricidad se transmitió a 2000 voltios en corriente alterna a una distancia de 30 kilómetros, en una línea construida en Cerchi, Italia

2.2 QUE ES EL TRANSFORMADOR

Dice el Ing. Cip Eduardo Tiravanti [12] que por lo general en las centrales eléctricas (CC.EE.) se genera energía a tensiones de 6-24 kV., para poder transmitir la energía a grandes distancias, porque resulta más económico haciéndolo a altas tensiones, por ello en las centrales se instalan transformadores elevadores de tensión. Actualmente en la transmisión de energía se usan tensiones de 220, 330, 500 y 750 KV y potencias de 1200 - 1600 MVA.

La energía eléctrica en el país se distribuye a las industrias y a las ciudades por cables subterráneos y líneas aéreas a tensiones de 35, 60, 110, 138 y 220 kV.

Por lo tanto en los centros de consumo deben instalarse transformadores para bajar los niveles de tensión a 10 kV y 0.38-0.22 kV. Los transformadores usados para estos fines pueden ser monofásicos o trifásicos.

El transformador [13] es un dispositivo que se encarga de "transformar" el voltaje de alterna, que tiene a su entrada en otro de diferente amplitud, que entrega a su

salida. Este se compone de un núcleo de hierro sobre el cual se han enrollado varias espiras (vueltas) de alambre conductor (cobre, aluminio). Este conjunto de vueltas se llaman bobinas y se denominan, bobina primaria a aquella que recibe el voltaje de entrada y bobina secundaria a aquella que entrega el voltaje transformado. La bobina primaria recibe un voltaje alterno que hará circular, por ella, una corriente alterna. Esta corriente inducirá un flujo magnético en el núcleo de hierro. Como el bobinado secundario está enrollado sobre el mismo núcleo de hierro, el flujo magnético circulará a través de las espiras de éste. Al haber un flujo magnético que atraviesa las espiras del "secundario", se generará por el alambre del secundario un voltaje Fig.1. En este bobinado secundario habría una corriente si hay una carga conectada (el secundario conectado por ejemplo a un resistor).

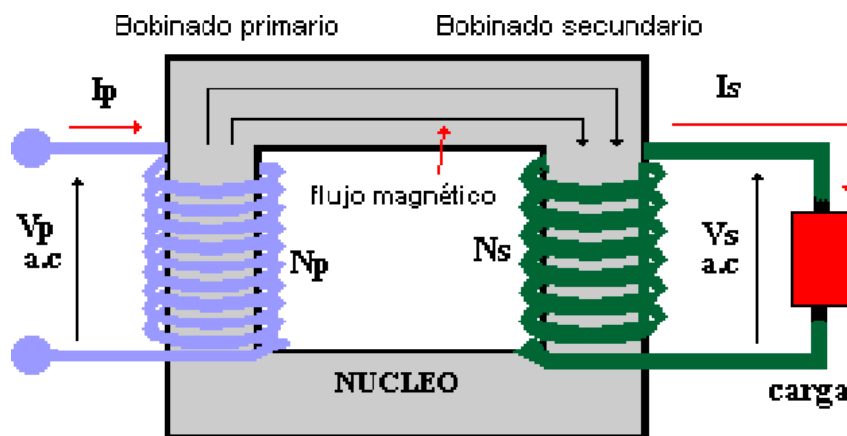


Fig.1 Esquema General de un Transformador

La razón de transformación del voltaje entre el bobinado "primario" y el "secundario" depende del número de vueltas que tenga cada uno. Si el número de vueltas del secundario es el triple del primario. En el secundario habrá el triple de voltaje.

$$V_s/V_p = N_s/N_p$$

$$\text{Entonces: } V_s = N_s \times V_p / N_p$$

V_p = Voltaje primario.

V_s = Voltaje en el secundario

N_p = Numero de espiras en el primario

N_s = Numero de espiras en el secundario.

Un transformador puede ser "elevador o reductor" dependiendo del número de espiras de cada bobinado. Si se supone que el transformador es ideal. (La potencia que se le entrega es igual a la que se obtiene de él, se desprecian las pérdidas por calor y otras), entonces:

$$P_i = P_s$$

Potencia de entrada (P_i)

Potencia de salida (P_s).

Si tenemos los datos de corriente y voltaje de un dispositivo, se puede averiguar su potencia usando la siguiente fórmula.

$$P = V \times I \text{ (en watts)}$$

Potencia = voltaje x corriente

Aplicando este concepto al transformador y como

Potencia en el embobinado primario = Potencia en el embobinado secundario

Por lo tanto, la única manera de mantener la misma potencia en los dos bobinados es que cuando el voltaje se eleve, la corriente se disminuya en la misma proporción y viceversa. Entonces, para conocer la corriente en el secundario (I_s) se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_s / I_p = N_p / N_s$$

$$I_s = N_p \times I_p / N_s \quad I_p = \text{corriente en el primario}$$

2.3 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES [14]

2.3.1 Transformadores de potencia

2.3.1.1 Descripción

Se utilizan para transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios.

2.3.1.2 Características Generales

Se construyen en potencias normalizadas desde 1.25 hasta 20 MVA, en tensiones de 13.2, 33, 66 y 132 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.



Fig.2 Transformador de Potencia

2.4 ELEMENTOS PRINCIPALES QUE CONFORMAN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE. [17]

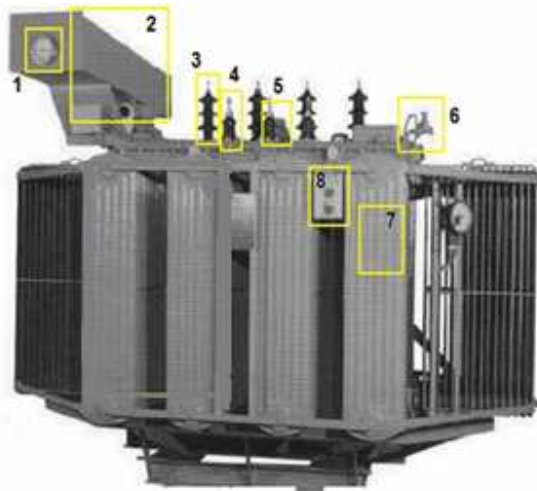


Fig. 3 Partes del transformador de potencia

1. **Indicador del nivel de aceite:** Permite observar desde el exterior el nivel de aceite del transformador
 - Nivel mínimo: se verá totalmente el color rojo.
 - Nivel máximo: se verá totalmente el color blanco.
2. **Depósito de expansión:** Sirve de cámara de expansión del aceite, ante las variaciones de volumen que sufre esta debido a la temperatura.
3. **Pasa-tapas de entrada:** Conectan el bobinado primario del transformador con la red eléctrica de entrada a la estación o subestación transformadora.
4. **Pasa-tapas de salida:** Conectan el bobinado secundario del transformador con la red eléctrica de salida a la estación o subestación transformadora.
5. **Regulador de tensión (Cambia Tap):** Permite adaptar la tensión del transformador para adaptarla a las necesidades del consumo. Esta acción solo es posible si el bobinado secundario está preparado para ello.
6. **Grifo de llenado:** Permite introducir líquido refrigerante en la cuba del transformador.
7. **Radiadores de refrigeración:** Su misión es disipar el calor que se pueda producir en las carcassas del transformador y evitar así que el aceite se caliente en exceso.

8. **Placa de características:** En ella se recogen las características más importantes del transformador, para que se pueda disponer de ellas en caso de que fuera necesaria conocerlas.

2.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

2.5.1 Descripción:

Se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión. Son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

Se denomina transformadores de distribución, generalmente a los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de 18 kV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales

2.5.2 Características Generales:

Se fabrican en potencias normalizadas desde 25 hasta 1000 kVA y tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV. Se construyen en otras tensiones primarias según especificaciones particulares del cliente. Se proveen en frecuencias de 50-60 Hz. La variación de tensión, se realiza mediante un conmutador exterior de accionamiento sin carga.



Fig 4 Transformador de distribución tipo plataforma Fig 5 Transformador de distribución tipo poste

2.6 TRANSFORMADORES SECOS ENCAPSULADOS EN RESINA EPOXI

2.6.1 Descripción:

Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Son de aplicación en grandes edificios, hospitales, industrias, minería, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

2.6.2 Características Generales:

Su principal característica es que son refrigerados en aire con aislamiento clase F, utilizándose resina epoxi como medio de protección de los arrollamientos, siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 2500 kVA, tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.



Fig. 6 Transformador seco

2.7 AUTOTRANSFORMADORES

2.7.1 Descripción:

Es un transformador donde una parte del devanado es común tanto al primario como al secundario. Su principio de funcionamiento es el mismo que el del transformador común, entonces la relación de transformación entre las tensiones y las corrientes y el número de vueltas se mantiene.

Las corrientes primaria y secundaria están en oposición y la corriente total que circula por las espiras en común es igual a la diferencia de la corriente del devanado de baja tensión y el devanado de alta tensión. Para que un autotransformador funcione adecuadamente, los dos devanados deben tener el mismo sentido de bobinado.

2.7.2 AUTOTRANSFORMADOR REDUCTOR

Si 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 dice que el autotransformador es reductor de tensión.

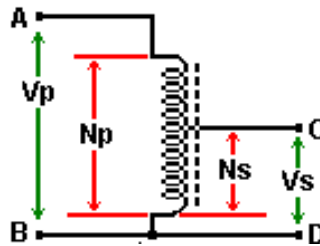


Fig. 7 Esquema de un Autotransformador Reductor

2.7.3 AUTOTRANSFORMADOR ELEVADOR

Si se 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 elevador de tensión.

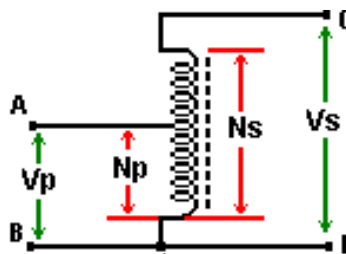


Fig. 8 Esquema de un Autotransformador Elevador

Los autotransformadores tienen la ventaja sobre los transformadores comunes, de un peso y costo menor. Otra ventaja es la de no necesitar aislamiento entre los bobinados primario y secundario.

2.8 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE REFRIGERACIÓN.

Según la Universidad Distrital Francisco José de Caldas presenta la simbología de la naturaleza del agente de refrigeración [15]

NATURALEZA DEL AGENTE DE REFRIGERACIÓN	Símbolo
Aceite mineral	O
Askarel	L
Gas	G
Agua	W
Aire	A
Aislamiento sólido	S
NATURALEZA DE LA CIRCULACION	
Natural	N
Forzada	F
Forzado Dirigido	D

Tabla 1. Clasificación por el tipo de fabricante

Respecto a los diferentes sistemas que se pueden utilizar para la refrigeración, las máquinas pueden construirse en las modalidades siguientes:

- ONAN [Oíl (O), Natural (N), Aire (A), Natural (N)].

Refrigeración natural por radiadores adosados a la cuba.

- ONAF [Oíl (O), Natural (N), Aire (A), Forzado (F)].

Refrigeración forzada sobre los radiadores y cuba, mediante moto ventiladores.

- OFAF [Oíl (O), Forzado (F), Aire (A), Forzado (F)].

Refrigeración forzada mediante equipos exteriores al transformador. Bien a través de aéreo refrigerantes o de radiadores provistos de ventiladores y motobombas.

- ODAF [Oíl (O) Dirigido (D) Aire (A) Forzado (F)].

En estos sistemas la circulación del aceite se hacen circular por dentro de los conductos de enfriamiento del enrollado y el aire está forzado mediante ventiladores.

- OFWF [Oíl (O), Forzado (F), Agua (W), Forzado (F)].

Refrigeración forzada mediante hidrefrigerantes o intercambiadores de calor agua/aceite. Tanto el agua de refrigeración como el aceite del transformador están forzados por bombas.

Los transformadores también se los clasifican según Wulkan [16] de acuerdo a la forma y construcción de sus núcleos y estos a su vez se pueden dividir en cuatro grupos.

- Transformadores tipo núcleo de columnas o cerrado.
- Transformadores de núcleo acorazado o blindado.
- Transformadores de núcleo tipo H.
- Transformadores de tipo Spirakore.

Para el Ing. Cip Eduardo Tiravanti [12] dice que un transformador debe llevar una placa de datos que contenga lo siguiente.

- Potencia nominal, kVA.
- Tensión de AT, kV.
- Tensión de BT, kV.
- Corriente nominal en AT. Amp.
- Corriente nominal en BT. Amp.
- Factor de potencia, $\cos\phi$.
- Frecuencia, Hz.
- Esquema de conexión.
- Número de fases.
- Tensión de cortocircuito.

2.9 PÉRDIDAS QUE SE PRODUCEN EN LOS TRANSFORMADORES [16]

Wulkan dice que en los transformadores se representan pérdidas de potencia de varias clases como son:

2.9.1 PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO

1. Pérdidas por corrientes parasitas
2. Pérdidas por histéresis

2.9.2 PÉRDIDAS EN EL COBRE

1. En el devanado primario
2. En el devanado secundario

Las pérdidas por corrientes parásitas.- Se deben a que el flujo alterno, además de inducir una fuerza electromotriz (F.E.M) en los devanados del transformador, induce también en el núcleo de acero una F.E.M, la que produce una circulación de pequeñas corrientes que actúan sobre la superficie del núcleo y producen calentamiento del mismo. Si el núcleo fuese de acero macizo, las corrientes parasitas producirían pérdidas intolerables. Por este motivo, los núcleos de los transformadores se construyen en láminas delgadas de acero al silicio, que ofrece gran resistencia a las corrientes parásitas, inducidas en el núcleo. Las laminaciones son destempladas en un horno eléctrico y son recubiertas por una delgada capa de barniz que aumenta la resistencia a las corrientes parásitas.

Las pérdidas por histéresis.- Debido a que el flujo magnético (flujo \emptyset) se invierte varias veces por segundo, según la frecuencia produciendo así pérdidas de potencia debido a la fricción de millones de moléculas que cambian de orientación varias veces.

Las pérdidas en el cobre.- Estas pérdidas se deben a la disipación de calor que se producen en los devanados. Estas pérdidas son proporcionales a las resistencias de cada embobinado, y a través de la corriente que circula en ellos. Las pérdidas en el cobre se pueden calcular por las siguientes formulas:

Pérdidas en el devanado primario = $I_1^2 R_1$ [vatios]

I_1 = corriente en el devanado primario

R_1 = resistencia efectiva del devanado primario

Pérdidas en el devanado secundario = $I_2^2 R_2$ [vatios]

I_2 = corriente en el devanado secundario.

R_2 = resistencia efectiva del devanado secundario.

Las pérdidas totales en el cobre se calcula con la siguiente formula. Donde

$P_T = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2$ [vatios]

P_T = pérdida total en el cobre

2.10 MATERIALES ELÉCTRICOS USADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE TRANSFORMADORES.

Vizard [18] dice que los materiales usados como conductores en los transformadores, al igual que los usados en otras máquinas eléctricas, deben ser de alta conductividad, ya que con ellos se fabrican las bobinas. Los requisitos fundamentales que deben cumplir los materiales conductores, son los siguientes:

- La más alta conductividad posible.
- El menor coeficiente posible de temperatura por resistencia eléctrica.
- Una adecuada resistencia mecánica.
- Deben ser dúctiles y maleables.
- Tener una adecuada resistencia a la corrosión.

2.11 ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES [19]

La edad de los transformadores está dada por la resistencia de sus componentes al deterioro cronológico en el tiempo, tiempo de servicio y carga, y debido a los eventos anormales y severos tales como fallas internas, y perturbaciones de desconexión. La demanda máxima de la carga servida es un gran contribuyente al deterioro de los transformadores. Muchos de los aspectos de un transformador que se deterioran con el tiempo son:

- El nivel de aislamiento de sus bobinados.
- Su aceite y aisladores (bushings).
- La resistencia mecánica de su núcleo, cuba, estructura interna y conexiones eléctricas.

Existen varias razones para enfocarse en la resistencia del aislamiento interno.

Primero, una falla del aislamiento del bobinado no prevendría al transformador para que deje de hacer su trabajo, pero probablemente sí existiera una pequeña falla, esta se convertiría en una mayor al tiempo y teniendo como consecuencia un daño severo en el transformador, por no decir catastrófico. La falla de los aisladores, corrosión y otros tipos de deterioro pueden llevar a la falla del dispositivo, pero rara vez causan daños mayores.

Segundo, muchos otros defectos, cuando se encuentran, pueden ser reparados o reemplazados en muchos de los casos rápidamente y a un bajo costo. Los aisladores pueden ser reemplazados, los cambiadores de taps pueden ser reparados. Sin embargo, el aislamiento del bobinado es el más caro y dificultoso de reparar en un transformador. La unidad debe ser monitoreada por un período muy largo y devuelta a la fábrica o a un centro de restauración ya que es esencial completar el proceso de reconstrucción.

2.12 INSPECCIÓN DE RUTINA EN LOS TRANSFORMADORES

La rutina de la inspección física de los transformadores incluye: Examinar el exterior del equipo para encontrar signos de goteo o de corrosión; examinando juntas de los radiadores y puestas a tierra, entre otros, aisladores sucios o trisados, pérdidas en la estructura, sellos, y subcomponentes asociados (ventiladores de radiadores, sensores de presión). También se deberían incluir las pruebas de operación de equipos auxiliares como bombas de aceite, válvulas de alivio de presión, y el mecanismo del intercambiador de taps y su sistema de control.

2.13 INSPECCIONES, PRUEBAS, Y DIAGNÓSTICOS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Monitoreo de	Frecuencia de Monitoreo
Nivel de líquido	Continuamente
Corriente de carga	Continuamente
Temperatura	Continuamente
Voltaje	Continuamente
Inspecciones y Pruebas	
Exterior para signos de daño,	deterioro Rutinario, trimestralmente
Interior para signos de daño, deterioro	5-10 años
Conexiones a tierra	Cada 6 meses
Pararrayos	Cada 6 meses
Equipos de protección y alarmas	Cada 6 meses
Radiadores, Bombas, Válvulas y ventiladores	Cada 6 meses
Funcionamiento de cambiador de taps	Cada 6 meses
Otros equipos exteriores adjuntos	Anualmente
Aislamiento Sólido	
Alta tensión (AC)	Cada 5 años
Voltaje Inducido	Cada 5 años
Resistencia de Aislamiento	1-3 años
Factor de potencia	1-3 años
Índice de polarización y voltaje de recuperación	1-3 años
Aceite Aislante	
Acides	Anualmente
Análisis de color	Anualmente
Capacidad dieléctrica	Anualmente
Tensión interfacial	1-3 años

Factor de potencia TCGA3 (Total Combustible Gas)	Anualmente Anualmente
Cuando existe indicios	
Todas las pruebas e inspecciones anteriores DGA (Cromatografía de gases) Resistencia del aislamiento TTR4 (Prueba de relación de transformación y número de espiras)	Inmediatamente Con la identificación del problema Cuando se sospecha falla en el bobinado Cuando se sospecha falla en el bobinado

Tabla 2. Inspecciones, pruebas, y diagnósticos para transformadores de potencia.

2.14 LÍMITES MÁXIMOS DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES USADOS CONTINUAMENTE.

Tipo de Transformador	Temperatura del Bobinado (Por resistencia)	Temperatura en punto más caliente
55° C sumergido en aceite	55° C	65° C
56° C sumergido en aceite	65° C	80° C
55° C Tipo Seco	55° C	65° C
80° C Tipo Seco	80° C	110° C
150° C Tipo Seco	150° C	180° C

Tabla 3. Límites máximos de temperatura en transformadores usados continuamente límites máximos de temperatura en transformadores usados continuamente

2.15 SOBRECARGA [20]

Los transformadores se pueden encontrar sometidos a sobrecargas durante largos períodos de tiempo estando éstas limitadas por el límite de la elevación de temperatura de los devanados y el medio refrigerante que se use. Las sobrecargas excesivas en los transformadores produce deterioro en los aislamientos.

El estudio está basado en La Guía de Carga de Transformadores Sumergidos en Aceite Mineral ANSI/IEEE Std C57.91-1995.

2.15.1 EFECTOS DE LA SOBRECARGA

La aplicación de cargas que exceden el nivel de las especificaciones de placa (sobrecarga) involucra cierto grado de riesgo. A continuación enumeramos las áreas de riesgo que hay que tomar en consideración cuando se carga grandes transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa.

a) La evolución de gas libre proveniente del aislamiento del bobinado y de los conductores terminales (conductores aislados) calentados por la carga y por las corrientes de Foucault (corrientes que circulan entre y dentro de los alambres de los conductores aislados) pueden hacer peligrar la integridad dieléctrica

b) La evolución de gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas vinculadas por el flujo electromagnético producido por el bobinado o corrientes de inducidas puede también reducir la rigidez dieléctrica

c) La operación a una alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son más preocupantes durante los períodos de sobrecorriente transitoria (en falla) cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos.

d) La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas.

e) La presión acumulada en los bushings, para corrientes por encima del nivel especificado pueden dar como resultado el filtrado/goteo de empaquetaduras, pérdida de aceite, y finalmente una falla dieléctrica.

f) Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente de acuerdo con IEEE Std.C57.12.00-1993), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede también dar como resultado una presión que ocasione que entre en operación el dispositivo de

desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede igualmente crear problemas en el sistema de conservación del aceite o exponer partes eléctricas durante el enfriamiento.

2.16 CONSIDERACIONES DE VOLTAJE Y DE FRECUENCIA

Hay que tomar en consideración las influencias del voltaje y de la frecuencia cuando se determina las limitaciones para la sobrecarga de un transformador. Hay que hacerlo a pesar de que muy probablemente habrá poco control de estos parámetros durante una sobrecarga. Se tiene que reconocer que, en condiciones de sobrecarga, la regulación del voltaje a través del transformador puede incrementarse significativamente (dependiendo de la impedancia del transformador) debido a la carga incrementada de la potencia y la caída posible del factor de potencia.

Capítulo III

Vida Útil del Aislamiento del Transformador y Desarrollo de las

Ecuaciones

3 VIDA ÚTIL DE UN TRANSFORMADOR

3.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente existe un gran número de transformadores envejecidos, se hace necesario conocer el tiempo de vida y el estado del aislamiento de los equipos con el fin de extender su tiempo de vida útil o conocer con tiempo suficiente el momento en el cual, se requiere considerar el cambio del transformador que es el corazón de la subestación [22].

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil entre 20 y 35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio al fallo de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo.

En principio, el envejecimiento de los transformadores se recoge en las guías de carga del IEEE e IEC. La idea básica de estas guías data de hace más de 50 años. De acuerdo a ellas, el envejecimiento y la duración de vida del aislamiento del transformador podrían describirse, casi exclusivamente, por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante ubicado entre el devanado del transformador. En la guía de carga del IEEE indica que debido a los muchos factores que causan deterioro del aislamiento del transformador y que influyen en el efecto acumulativo de la temperatura en un determinado tiempo, se imposibilita predecir con precisión la vida útil del aislamiento en condiciones controladas y mucho menos ante situaciones de servicio sujetas a cambio. Cuando se utiliza el término “vida” se hace referencia a la vida calculada del aislamiento y no a la vida real del transformador.

3.2 PREDICCIÓN DE LA CAPACIDAD DE CARGA DE UN TRANSFORMADOR LLENO DE LÍQUIDO.

La garantía de funcionamiento térmico de un transformador está basado en los datos de chapa los cuales asumen que la carga y la temperatura ambiente permanece constante. Los usuarios necesitan de información técnica para predecir el funcionamiento del transformador bajo las condiciones de carga y temperatura de trabajo. Investigaciones recientes muestran que existe un retraso en el tiempo entre el incremento de la temperatura del aceite en la parte superior y el incremento en los conductos de enfriamiento, lo que provoca un incremento de la temperatura del punto más caliente con respecto al que se predice mediante las ecuaciones de la norma. Una predicción más exacta requiere de la medición de la temperatura del aceite a la entrada y la salida de los conductos de enfriamiento del enrollado. En la norma anterior no se considera los cambios en la resistencia provocados por la temperatura ni los cambios en la viscosidad, además considera constante los cambios de la temperatura ambiente.

3.2.1 Descripción

El fluido dieléctrico refrigerante es enfriado por el radiador y pasa al fondo de los conductos refrescantes del enrollado a la temperatura del aceite del fondo. Este aceite fluye verticalmente dentro de los conductos del enrollado donde es calentado por el enrollado saliendo por la parte superior de los conductos. El aceite refrigerante entra en el radiador a la temperatura del aceite en la parte superior completándose el ciclo (Anexo A). Existen cuatro modos de refrigeración: conversión natural de aire y aceite. Conversión natural del aceite y forzada de aire. Conversión con flujo directo de aceite y forzada de aire. Conversión con flujo no directo de aceite y forzado de aire. En el caso del enfriamiento por flujo directo de aceite, se fuerza al aceite a pasar dentro de los conductos del enrollado mediante bombas, las que deben vencer una alta resistencia por lo que la velocidad de flujo tiene que ser alta. En el caso de la refrigeración no directa el aceite es forzado a pasar por dentro del radiador mediante bombas y esto pasa al tanque donde el mayor flujo atraviesa los conductores de refrigeración. Se emplean una o dos bombas de bajo flujo.

Para modos de refrigeración ONAN, ONAF, ODAF, y condiciones de estado estable, la temperatura del aceite saliente de los conductores del enrollado y la temperatura en parte superior de la cuba son iguales. Para el caso de la OFAF la temperatura del aceite a la salida de los conductos refrigerantes es mayor que la de la parte superior del aceite.

3.3 LAS ECUACIONES DE LA GUÍA DE CARGA

Las ecuaciones [24] de la guía de carga asumen que la temperatura del aceite a la salida del conductor del conducto de enfriamiento es la misma que la del aceite en la parte superior del tanque.

$$T_{HS} = T_A + \theta_{TO} + \Delta T_g \quad (1)$$

T_{HS} : Temperatura del punto más caliente.

T_A : Temperatura ambiente.

θ_{TO} : Incremento de la temperatura del aceite de la parte superior sobre la temperatura ambiente.

ΔT_g : Incremento de la temperatura del punto más caliente al conductor sobre la del aceite en la parte superior.

En investigaciones recientes se ha determina que durante las sobrecargas la temperatura del aceite en los conductos se incrementa rápidamente a una constante de tiempo equivalente a la del enrollado. Estos trae consigo un incremento de la temperatura inicial del punto más caliente mayor que la pre dicha por la guía de carga para modos de enfriamientos ONAN y ONAF.

3.4 ECUACIONES DE CARGA PERFECCIONADAS.

Este sistema está basado en las condiciones de flujo de aceite en el transformador durante condiciones transcientes.

$$T_{HS} = T_A + \theta_{BO} + \Delta T_{WO} + \Delta T_{HSWO} \quad (2)$$

Donde

θ_{BO} : Incremento de la temperatura del aceite en el fondo sobre el ambiente.

ΔT_{WO} : Incremento de la temperatura del aceite en la ubicación del punto más caliente del enrollado sobre la del fondo.

ΔT_{HSWO} : Incremento de la temperatura del punto más caliente dentro del enrollado sobre la del aceite en el área del punto más caliente.

Para condiciones de sobre carga el incremento de la temperatura del aceite en el área del punto más caliente (ΔT_{WO}) es el incremento de la temperatura del aceite en los conductos sobre la del aceite del fondo [25] Cuando la carga se reduce, la temperatura en los conductos cae pero una parte del enrollado superior mantiene un remanente en el aceite de la parte superior más caliente. Cuando la temperatura del aceite en los conductos es menor que la del aceite en la parte superior más caliente. Cuando la temperatura del aceite en los conductos es menor que la del aceite en la parte superior, ΔT_{WO} se asume es igual al incremento de la temperatura del aceite en la parte superior sobre la del fondo.

3.5 TEMPERATURA PROMEDIO DEL ENROLLADO.

Se puede considerar la siguiente ecuación por la ley de conservación de la energía

$$\text{Calor generado a } \Delta t = \text{Calor absorbido a } \Delta t + \text{Calor perdido a } \Delta t \quad (3)$$

El calor generado por el enrollado durante Δt es

$$Q_{gen,W} = L^2 \left(P_w K_w + \frac{P_s}{K_w} \right) \Delta t \quad (4) \quad K_w = \frac{(T_{w,1} + T_k)}{(T_{wr} + T_k)} \quad (5)$$

Donde:

$Q_{gen,W}$: Calor generado por el enrollado Watt-min.

L : Carga por unidad.

P_W : Pérdidas I^2R del enrollado a carga por unidad.

K_W : Corrección de la temperatura para las pérdidas del enrollado.

P_E : Pérdidas de Eddy del enrollado a carga por unidad.

$T_{W,1}$: Temperatura promedio del enrollado en t1.

T_k : Factor de temperatura para cambios en la resistencia.

$T_{W,R}$: Temperatura promedio a corriente nominal en p.u.

El calor absorbido por el enrollado es.

$$Q_{abs,W} = M_W C_{PW} (T_{W,2} - T_{W,1}) \quad (6)$$

Donde:

$Q_{abs,W}$: Calor absorbido por el enrollado.

M_W : Masa del enrollado en libras.

C_{PW} : Calor específico del enrollado watt-min/libras.

$T_{W,2}$: Temperatura promedio del enrollado en T2

La masa y la capacidad térmica puede estimarse de la constante de tiempo del enrollado y esta a su vez puede obtenerse de las curvas de enfriamiento obtenidas durante las corridas de fábrica de pruebas de calentamiento o asumir valores aproximados. También puede determinarse mediante:

$$M_W C_{PW} = ((P_W + P_E)TW) / (T_{W,R} - T_{DAO,R}) \quad (7)$$

Donde:

TW : Constante de tiempo del enrollado (min.)

$T_{DAO,R}$: Temperatura promedio del fluido dentro del enrollado a carga nominal.

Para los modos de enfriamiento ONAN, ONAF, y ODAF el calor perdido por el enrollado es el siguiente:

$$Q_{LOST,W} = ((T_{W,1} - T_{DAO,1}) / (T_{W,R} - T_{DAO,R}))^{\frac{5}{4}} \left(\frac{\mu_{W,T}}{\mu_{W,1}} \right)^{\frac{1}{4}} (P_W + P_E) \Delta t \quad (8)$$

Donde:

$Q_{LOST,W}$: Calor cedido por el enrollado (watt/min).

$T_{DAO,1}$: Temperatura promedio del aceite en los conductos al tiempo t1.

$\mu_{W,T}$: Viscosidad de la película de aceite en los conductos a carga nominal (centipoise).

$\mu_{W,1}$: Viscosidad de la película de aceite en los conductos al tiempo t1 (centipoise).

La viscosidad μ es elevada a una temperatura igual a la temperatura promedio del enrollado más la temperatura promedio del aceite en los conductos dividida por dos. Para OFAF no se necesita corrección de la viscosidad puesto que el aceite es bombeado y el calor perdido es dado por.

$$Q_{LOST,W} = ((T_{W,1} - T_{DAO,1}) / (T_{W,R} - T_{DAO,R})) (P_W + P_E) \Delta t \quad (8A)$$

Sustituyendo la ecuación 6 en la 3 y despejando $T_{W,2}$ tenemos:

$$T_{W,2} = (Q_{gen,W} - Q_{lost,W} + M_W C_{PW} T_{w,1}) / M_W C_{PW} \quad (9)$$

Donde el calor generado esta dado por la ecuación 4 y 5, y el calor cedido por las ecuaciones 8 y 8A. $M_W C_{PW}$ esta dado por le ecuación 7.

3.6 INCREMENTO DE LA TEMPERATURA DEL ACEITE EN LOS CONDUCTOS DEL ENROLLADO.

El incremento de la temperatura del aceite dentro de los conductos de enfriamiento del enrollado pueden determinarse por:

$$T_{TDO} - T_{EO} = \Delta T_{DO} = (Q_{LOST,W} / ((P_W + P_E)\Delta t))^X (T_{TDO,R} - T_{EO,R}) \quad (10)$$

Donde:

T_{TDO} : Temperatura del aceite a la salida de los conductos del enrollado.

$T_{TDO,R}$: Temperatura del aceite a la salida de los conductos del enrollado a carga nominal.

T_{EO} : Temperatura del aceite del fondo a la entrada de los conductos del enrollado.

$T_{EO,R}$: Temperatura del aceite del fondo a la entrada de los conductos del enrollado a carga nominal.

ΔT_{DO} : Incremento de la temperatura del aceite en la parte superior de los conductos sobre la del fondo.

X : 0,5 para ONAN, OFAF y ODAF y 1.0 para ODAF.

Para ODAF si la temperatura del aceite $T_{TDO,R}$ no se conoce, esta puede ser asumida aproximadamente igual a la temperatura promedio del enrollado a carga nominal basado en el análisis de los datos previamente reportado por el autor [3]. En esta referencia se muestra que el punto caliente puede no estar localizado en la parte alta del enrollado. La temperatura del aceite a la altura del punto caliente está dada por:

$$\Delta T_{WO} = H_{HB} (T_{TDO} - T_{EO}) \quad (11)$$

$$T_{WO} = T_{EO} + \Delta T_{WO} \quad (12)$$

Donde:

H_{HB} : Altura del enrollado hasta la localización del punto caliente.

T_{WO} : Temperatura del aceite en los conductos a la localización del punto caliente.

Cuando la temperatura del aceite en los conductos del enrollado es menos que la de la superficie del tanque la temperatura del aceite adyacente al punto caliente se asume igual a la del aceite en la superficie dado por la parte superior del enrollado puede estar en contacto con el aceite más caliente de la superficie. Por tanto si $T_{TDO} < T_{TO}$ entonces $T_{WO} = T_{TO}$ (12A)

Donde:

T_{TO} : Es la temperatura del aceite de la superficie del tanque.

3.7 TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE DEL ENROLLADO.

Para determinar la temperatura del punto más caliente se puede hacer una ecuación de balance de calor similar al procedimiento empleado para determinar la temperatura promedio del enrollado.

Calor generado en el punto = calor absorbido en el punto + calor perdido en el punto (13)

Para considerar el calor adicional generado en la temperatura del punto caliente es necesario corregir las pérdidas del enrollado desde la temperatura promedio del enrollado hasta la temperatura del punto más caliente por medio de las siguientes ecuaciones:

$$P_{HS} = ((T_{HS,R} + T_K)/(T_{WR} - T_K))P_W \quad (14)$$

$$P_{EHS} = E_{HS} P_{HS} \quad (15)$$

Donde:

P_{HS} : Perdida del calor enrollado I^2R a la temperatura del punto caliente.

P_{EHS} : Perdida de Eddy a la temperatura del punto caliente.

E_{HS} : Perdida en la unidad I^2R para perdida de Eddy a la temperatura del punto caliente.

El calor generado en el punto caliente es

$$Q_{GEN,HS} = L^2 (P_{HS} K_{HS} + \left(\frac{P_{EHS}}{K_{HS}}\right)) \Delta t \quad (16)$$

$$K_{HS} = ((T_{HS,1} + T_K) / (T_{HS,R} + T_K)) \quad (17)$$

Donde:

$Q_{GEN,HS}$: Calor generado a la temperatura del punto caliente.

K_{HS} : Corrección de la temperatura para pérdidas en la localización del punto caliente.

El calor absorbido en el punto caliente es:

$$Q_{ABS,HS} = M_W C_{PW} (T_{HS,2} - T_{HS,1}) \quad (18)$$

Para los modos ONAN, ONAF, OFAF, el calor perdido en la localización del punto caliente esta dado por:

$$Q_{LOST,HS} = ((T_{HS,1} - T_{WO}) / (T_{HS,R} - T_{WO,R}))^{\frac{5}{4}} \left(\frac{\mu_{HS,R}}{\mu_{HS,1}}\right)^{\frac{1}{4}} (P_{HS} + P_{EHS}) \Delta t \quad (19)$$

Donde:

$Q_{LOST,HS}$: El calor cedido en el punto caliente watt-min

$\mu_{HS,R}$: Viscosidad de la película de aceite en el punto caliente a carga nominal (centipoise).

$\mu_{HS,1}$: Viscosidad de la película de aceite en el punto caliente al tiempo t1 (centipoise).

La viscosidad del fluido es evaluada al promedio del punto caliente del enrollado y la temperatura del aceite en los conductos a la altura del punto caliente. Para ODAF el aceite es bombeado y no se requiere corrección de viscosidad por lo que el calor esta dado por:

$$Q_{LOST,HS} = ((T_{HS,1} - T_{WO}) / (T_{HS,R} - T_{WO,R})) (P_{HS} + P_{EHS}) \Delta t \quad (19A)$$

Sustituyendo la ecuación 18 en la 13 y despejando T_{HS2} tenemos:

$$T_{HS,2} = (Q_{GEN,HS} - Q_{LOST,HS} + M_W C_{PW} T_{HS,1}) / M_W C_{PW} \quad (20)$$

Donde el calor generado esta dado por las ecuaciones 16 y 17 y el calor cedido por las ecuaciones 19 o 19A.

3.8 TEMPERATURA PROMEDIO DEL ACEITE.

La temperatura del fondo es requerida para determinar la temperatura del punto más caliente. Esta también varía con los cambios en la temperatura ambiente y los ciclos de carga. El análisis realizado es similar al del enrollado. El calor perdido por el enrollado halos conductos y el calor generado por el núcleo y otras pérdidas es absorbido por el aceite en el tanque y el radiador y es cedido al ambiente.

Una ecuación de balance de calor es la siguiente:

Calor perdido por enrollado al aceite + Calor generado por el núcleo + otras perdidas = Calor absorbido por el tanque y el aceite + Calor cedido por el tanque y el radiador al aire. (21)

El calor cedido por el enrollado al aceite esta dado por las ecuaciones 8 o 8A. El calor generado por el núcleo varia ligeramente con la temperatura sin embargo este es asumido constante para el análisis. Sin embargo una sobre excitación durante los ciclos de carga incrementa las pérdidas del núcleo. El calor generado por el núcleo esta dado por las siguientes ecuaciones.

$$\text{Normal: } Q_C = P_{C,R} \Delta t \quad (22A)$$

$$\text{Sobrexcitado: } Q_C = P_{C,OE} \Delta t \quad (22B)$$

Donde:

Q_C : Calor generado por el núcleo watt-min.

$P_{C,R}$: Pérdidas del núcleo por excitación normal, watts

$P_{C,OE}$: Pérdidas del núcleo para sobre excitación, watts.

Calor generado por otras pérdidas:

$$Q_S = (L^2 P_S / K_w) \Delta t \quad (23)$$

Donde:

Q_S : Calor generado por otras pérdidas, watt-min.

P_S : Otras pérdidas a carga nominal.

La corrosión de temperatura, K_w se asume que la temperatura de las partes estructurales es la misma que la temperatura promedio del enrollado.

El calor absorbido por el tanque, núcleo y aceite esta dado por:

$$Q_{ABS,1} = (\sum MC_p)(T_{O,2} - T_{O,1}) \quad (24)$$

$$\sum MC_p = M_{TANK} C_{PTANK} + M_{CORE} C_{PCORE} + M_{OIL} C_{POIL} \quad (25)$$

Donde:

T_O : Temperatura promedio del aceite.

M_{TANK} : Masa del tanque, libras.

C_{PTANK} : Calor específico del tanque, watt-min/libras, °C.

M_{CORE} : Masa del núcleo, libras.

C_{PCORE} : Calor específico del núcleo, watt-min/libras, °C.

M_{OIL} : Masa del aceite, libras.

C_{POIL} : Calor específico en el aceite, watt-min/libras, °C

Para determinar el peso del núcleo es necesario sustraer el peso del enrollado utilizado en la ecuación 6 del total del peso del núcleo y el cobre.

$$M_W = M_{CC} C_{PW} / C_{PW} \quad (26)$$

$$M_{CORE} = M_{CC} - M_W \quad (27)$$

Donde:

M_{CC} : Peso del núcleo y el cobre, libras.

El calor perdido por el aceite esta dado por:

$$Q_{LOST,O} = ((T_{O,1} - T_{A,1}) / (T_{O,R} - T_{A,R}))^{1/y} P_T \Delta t \quad (28)$$

$$P_T = P_W + P_E + P_S + P_C \quad (29)$$

Donde:

$Q_{LOST,O}$: Calor perdido por el aceite al aire ambiente.

$T_{A,1}$: Temperatura ambiente del aire al tiempo t1.

$T_{A,R}$: Temperatura ambiente del aire nominal.

P_T : Pérdidas totales a carga nominal.

y : Factor exponencial, para ONAN = 0.8, ONAF y OFAF = 0.9, ODAF=1.0.

Sustituyendo la ecuación 24 en la 21 y despejando $T_{O,2}$ tenemos:

$$T_{O,2} = Q_{LOST,W} + Q_S + Q_C - Q_{LOST,O} + (\sum MC_P) T_{O,1} / \sum MC_P \quad (30)$$

El calor cedido por el enrollado al aceite esta dado por la ecuación 8 o 8A. El calor generado por el núcleo esta dado por la ecuación 22, y el calor perdido por el aceite es dado por la ecuación 28.

3.9 TEMPERATURAS DEL FONDO Y LA SUPERFICIE DEL ACEITE.

Estas son determinadas por una ecuación similar a la del calentamiento del aceite en los conductos.

$$(T_{TO} - T_{BO}) = \Delta T_{TB} = \left[\frac{Q_{LOST,O}}{P_T \Delta t} \right]^Z (T_{TO,R} - T_{BO,R}) \quad (31)$$

Donde:

$T_{TO,R}$: Temperatura del aceite superior a carga nominal.

$T_{BO,R}$: Temperatura del aceite del fondo a carga nominal.

ΔT_{TB} : Diferencia de temperaturas del aceite desde la parte superior al fondo del radiador.

Z: Es 0,5 para ONAN y ONAF y 1.0 para OFAF y ODAF

El calor perdido por el aceite $Q_{LOST,O}$ está dada por la ecuación 28, la temperatura del aceite superior e inferior es determinada entonces como sigue:

$$T_{TO} = T_O + \Delta T_{TB}/2 \quad (32)$$

$$T_{BO} = T_O - \Delta T_{TB}/2 \quad (33)$$

Donde T_O es determinada por la ecuación 30.

3.10 VISCOSIDAD DEL FLUIDO Y CALOR ESPECÍFICO DEL MATERIAL.

La viscosidad del fluido es altamente dependiente de la temperatura. Esta está dada a cualquier temperatura por la ecuación:

$$\mu = B \exp^{C/(T+273)} \quad (34)$$

Las temperaturas empleadas para el cálculo de la viscosidad se dan en la tabla IV.

Los valores de las constantes B y C se dan en la tabla V. El calor específico varia levemente con la temperatura por lo que se puede asumir contante. Los valores son dados en la tabla V.

Tabla IV: Temperatura para el cálculo de la viscosidad.

Ecuación N°	Viscosidad	Temperatura de cálculo
8	$\mu_{W,R}$	$(T_{W,R} - T_{DAO,R})/2$
8	$\mu_{W,1}$	$(T_{W,1} - T_{DAO,1})/2$
19	$\mu_{HS,R}$	$(T_{HS,R} - T_{WO,R})/2$
19	$\mu_{HS,1}$	$(T_{HS,1} - T_{WO,1})/2$

Tabla 4. Temperatura para el cálculo de la viscosidad.

Tabla V: Calor específico y constante para el cálculo de la viscosidad.

Material	Cp (watt-min/lib °C)	B	C
Aceite	13,92	0,0013573	2797,3
Tanque (Acero)	3,51		
Núcleo (Acero)	3,51		
Cobre	2,91		
Aluminio	6,80		

Tabla 5. Calor específico y constante para el cálculo de la viscosidad.

Los criterios de estabilidad han sido derivados del sistema de ecuaciones basado en los criterios dados por Dusinberre [26] Para ONAN, ONAF y OFAF el sistema de ecuaciones es estable si se dan los siguientes criterios.

$$T/\Delta t > \left(\frac{T_{W,1} - T_{DAO,1}}{T_{W,R} - T_{DAO,R}} \right)^{\frac{1}{4}} \left(\frac{\mu_{W,R}}{\mu_{W,1}} \right)^{1/4} \tag{35}$$

$$T/\Delta t > \left(\frac{T_{HS,1} - T_{WO}}{T_{HS,R} - T_{WO,R}} \right)^{\frac{1}{4}} \left(\frac{\mu_{HS,R}}{\mu_{HS,1}} \right)^{1/4} \tag{36}$$

Para el modo de OFOA $T/\Delta t > 1$ (37)

Para el programa de computación un incremento de $\Delta t = 30$ Seg. Fue usado y se siguió el siguiente criterio de estabilidad y exactitud para los cuatro modos de refrigeración: $T/\Delta t > 9$ (38)

3.11 CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE VIDA

La temperatura del tiempo del punto más caliente puede ser usada para determinar la pérdida relativa de vida del aislamiento del enrollado durante un ciclo de carga. [27] Un factor de aceleración del envejecimiento para un incremento

promedio de 65°C del aislamiento y 80°C de incremento del punto más caliente es dado por:

$$\ln A = (15000/383) - (15000/(T_{HS} + 273)) \quad (39)$$

El factor de aceleración del envejecimiento tiene un valor de 1,0 para operación continua a temperatura de 110°C. Para operaciones por encima de 110°C el factor es mayor de 1,0 indicando que el envejecimiento se acelera. Para operaciones por debajo de 110°C el factor es menos de 1,0. Para temperatura del punto más caliente variable sobre un ciclo de carga el envejecimiento equivalente es dado por:

$$\text{Equiv. Ageing} = \sum A^t \Delta t \quad (40)$$

Un factor de aceleración del envejecimiento equivalente A_{equiv} puede ser calculado por:

$$A_{equiv} = (\sum A^t \Delta t) / \sum \Delta t \quad (41)$$

Dado esto, es permisible operar la temperatura del punto más caliente sobre 110°C durante parte del ciclo si la temperatura es 110°C durante todo el ciclo, dando como resultado un factor de envejecimiento equivalente de 1,0 para un ciclo completo de carga.

3.12 CORRIDA DEL PROGRAMA

Mediante la hoja de datos (anexo B) y el programa Matlab 7.5.0 fue realizada la programación de las ecuaciones de la guía de carga y la corrida del programa que se encuentran en el Anexo C.

Mediante los resultados obtenidos se pudo determinar el tiempo de vida que le queda al transformador dando un valor en el factor de aceleración del envejecimiento en nuestro caso de 0.8764 por cada ciclo de carga porque la temperatura del punto caliente no sobrepasa los 110°C y es por eso que no alcanza el valor de 1 y porque no le estamos sobrecargando hemos empezado con una carga de 80 MVA hasta alcanzar los 110 MVA pero con un corto tiempo.

En otro ejemplo le sobrecargaremos y veremos que el valor del factor de envejecimiento va a ser de 1.0255 porque sobrepasara los 110 MVA y se observara como se incrementa la temperatura del punto más caliente.

Como el transformador está diseñado para tener una vida útil de 30 años hemos calculado que un factor de envejecimiento de 0.8764 nos daría una vida de 34.23 años sin embargo bajo un régimen de carga por encima de la nominal planteado en el segundo ejemplo podemos decir que la vida sería de 29.25 años.

En el anexo D se muestra el comportamiento de cada una de las temperaturas.

Capítulo IV

Factibilidad Economía

4 Factibilidad Económica

En todos los proyectos que se ejecutan, es importante la realización de un análisis económico, tratando de buscar una solución que resuelva convenientemente la alternativa tomada. Para eso es importante tomar en cuenta una serie de aspectos tales como: los costos de cada componente, los gastos de producción y la mano de obra, etc.

El proyecto desarrollado con el objetivo de elaborar un modelo técnico de diagnóstico de un transformador de potencia, no ha requerido de grandes costos, fundamentalmente en cuanto a tiempo de máquina. Con la implementación de este programa se puede determinar la vida útil del transformador, previa recolección de los datos necesarios, lo cual se puede realizar sin ningún inconveniente en cualquier subestación o planta generadora.

En el proyecto se incurrió en Gastos de la elaboración de la tesis como se detalla en la tabla VI.

Gastos de Materiales	U/M	Precio Unidad(CUC)	Total CUC
Paquetes de hojas	Uno	4.00	12.00
Discos Compactos	Uno	0.65	2.60
Totales en CUC.			14.60 CUC
Salario			
		Precio (MN)	Total (MN)
Técnico Superior	\$/hora	3.75	1440.00
Revisión Bibliográfica	\$/hora	1.87	300.00
Traducción	\$/hora	1.87	56.00
Estudio de la formación	\$/hora	1.87	375.00
Totales en MN			2171.00
Servicios de Terceros			
Impresiones		100.00	100.00
Por encuadernar la tesis		60.00	60.00
Otros gastos		70.00	70.00
Totales en MN		\$ 230.00	\$ 230.00

Tabla 6 Gastos de la elaboración de la tesis.

Conclusiones

Conclusiones

- 1 Se realizo con buenos resultados una aplicación basada en las guías de carga reconocidas por las normas IEEE creando así una ayuda al mantenimiento computarizado.
- 2 Con la finalización de este trabajo se puede contar con una herramienta capaz de leer las variables provenientes de un transformador de potencia, y analizarlas posteriormente.
- 3 Se cuenta de esta forma con una aplicación sumamente barata y fiable pues el peso de la misma recae sobre el software y no sobre la electrónica como tal.
- 4 Se desarrollo un estudio detallado de las técnicas de mantenimiento existentes en el mundo.

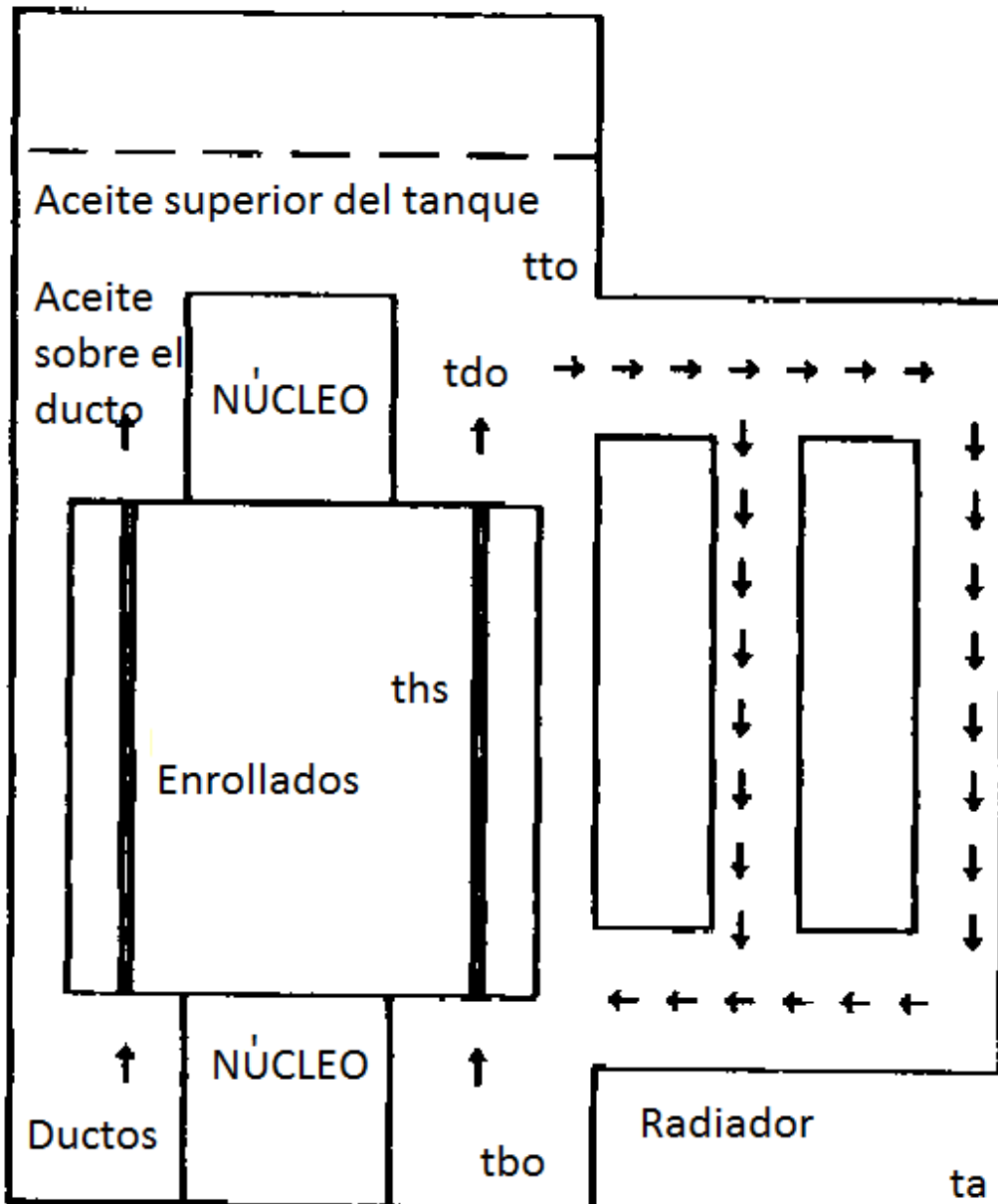
Recomendaciones

Recomendaciones

- 1 Se recomienda que se utilice este programa diseñado, para las investigaciones relacionadas con el diagnóstico de transformador de potencia.
- 2 Que se siga trabajando en la mejora del sistema, ampliando sus potencialidades con la implementación de otras herramientas, como pueden ser funciones matemáticas, estadísticas, esto lo convertiría en un programa más eficiente.
- 3 Se pudiera crear una base de datos para de esta forma tener un registro histórico del equipo, y poder predecir a tiempo la rotura del transformador antes de que salga de servicio pudiendo, entonces planificar su reparación sin afectar el servicio.
- 4 Recomiendo el empleo de este modelo de diagnóstico a las subestaciones eléctricas ya que con este se informarían a tiempo el estado en que se encuentra el transformador.

Anexos

ANEXO A



ANEXO B

SADE ELECTROMECANICA			
CALCULOS DE ENSAYO DE CALENTAMIENTO			
EXPOSANTES		PARA LOS ARROLLAMIENTOS	
PARA EL ACEITE		PARA LOS ARROLLAMIENTOS	
a)=0.8 PARA VENTILACION NATURAL	b)=1.6 PARA CIRCUL. NATURAL		
a)=1.0 PARA VENTILACION FORZADA	b)=1.8 PARA CIRCUL. FORZADA DE ACEITE		
BOBINADOS : AT/BT	TAP :	OL	
PARADA DE : AT	CALENTAMIENTO A :	100 MVA	
PARAMETRO	UNIDAD	ECUACION	RESULTADO
a) EXPONENTE PARA EL ACEITE			1.0
b) EXPONENTE PARA ARROLLAMIENTO			1.8
c) RESISTENCIA EN FRIO	ohm	VER ENSAYOS	0.540090
d) TEMP. MED. DE RESIST. EN FRIO	grados	VER ENSAYOS	27.0
e) RESISTENCIA FINAL	ohm	VER ENSAYOS	0.608300
f) TEMPERATURA AMBIENTE FINAL	grados	VER ENSAYOS	20.3
g) POTENCIA DE ENSAYO	W	VER ENSAYOS	360000.0
h) CORRIENTE DE ENSAYO	A	VER ENSAYOS	267.40
i) TEMPERATURA ACEITE MAXIMO	grados	VER ENSAYOS	52.5
k) TEMP. SUPERIOR ENFRIADORES	grados	VER ENSAYOS	46.6
l) TEMP. INFERIOR ENFRIADORES	grados	VER ENSAYOS	39.4
m) Pcc A 75 GRADOS	W	VER ENSAYOS	319486.0
n) Pa	W	VER ENSAYOS	41970.0
o) CORRIENTE NOMINAL	A		251.00
p) PERDIDAS TOT. A 75 GRADOS	W	m+n	361456.0
q) SOBRETAMP. ACEITE MAX. A q)	grados	i-f	32.29
r) SOBRETAMP. ACEITE MAX. A p)	grados	$q*(p/g)^a$	32.42
s) SOBRETAMP. ACEITE MEDIO A q)	grados	$q-(k-1)/2$	29.65
t) SOBRETAMP. ACEITE MEDIO A p)	grados	$s*(p/g)^a$	29.77
u) TEMP. DE ARROLLAMIENTO	grados	$e/c*(235+d)-235$	60.09
v) SOBRETAMP. Cu-ACEITE A h)	grados	$u-(s+f)$	11.18
w) SOBRETAMP. Cu-ACEITE A q)	grados	$v*(o/h)^b$	9.98
x) SOBRETAMP. ARROLLAMIENTO	grados	w+t	38.75
OBSERVACIONES			

ANEXO C

```

% VARIABLES DE ENTRADA
% Temperaturas
Thsr=73.4;           % Temp del punto caliente a carga nominal
Twr=60.09;          % Temp promedio del enrollado a carga nominal
Ttdor=52.5;         % Temp del aceite a la salida de los conductos del
                    % enrollado a carga nominal

Ttor=46.6;          % Temp del aceite sup a carga nominal
Tbor=39.4;          % Temp del aceite a la entrada (fondo) de los
                    % conductos del enrollado a carga nominal

Tar=20.2;           % Temp amb del aire nominal (Potencia de ensayó)
Tk=234.5;           % Factor de temp para cambios en la resistencia
                    % (cobre)

% Masas y Calor específico del transformador
Cpw=2.91;           % Calor específico del enrollado (watt-min/lib-C)
Mtank=216053;       % Masa del tanque, libras
Cptank=3.51;        % Calor específico del tanque, watt-min/libras
Cpcore=3.51;        % Calor específico del núcleo, watt-min/libras
Mo=7209;            % Volumen del aceite, Galones
Cpoil=13.92;        % Calor específico en el aceite, watt-min/libras
DFo= 0.031621;     % Densidad del aceite, lib/in^3
Mcc=119050;         % Peso del núcleo y el cobre, libras

% Datos de las corridas
Z=0.5;              % Es 0,5 para ONAN y ONAF y 1.0 para OFAF y ODAF
X=0.5;              % Es 0,5 para ONAN, ONAF y ODAF y 1.0 para OFAF
Y=0.8;              % Factor exponencial, para ONAN = 0.8, ONAF y ODAF =
                    % 0.9, OFAF=1.0

B=0.0013573;       % Constantes B y C para el cálculo de la viscosidad
C=2797.3;
Hhb=0.98;           % Altura del enrollado hasta la localización del
                    % punto caliente

% Datos de Corrida
Ta= dlmread('TempAmb.txt'); % Muestras de la temp Ambiente
Lo = dlmread('Carga.txt'); % Muestras de la corrida de Carga
NM=length(Ta);      % Número de Muestras
DT=1;               % Periodo de muestreo 1 minutos durante 24
                    % horas

TW=5;               % Constante de tiempo del enrollado (min)
OA=1;

Ths=zeros(1,NM);   % Temp del punto caliente a t1
Tw=zeros(1,NM);    % Temp promedio del enrollado en t1
Ttdo=zeros(1,NM);  % Temp del aceite a la salida de los
                    % conductos del enrollado en t1

Tto=zeros(1,NM);   % Temp del aceite superior en t1
Tbo=zeros(1,NM);   % Temp del aceite a la entrada (fondo) de los
                    % conductos del enrollado en t1

To=zeros(1,NM);    % Temp media del aceite
Lna=zeros(1,NM);

Ths(1)=70.2;        % Temp del punto caliente a t1
Tw(1)=60.75;        % Temp promedio del enrollado en t1

```

```

Ttdo(1)=55.3; % Temp del aceite a la salida de los
              % conductos del enrollado en t1
Tto(1)=50.3; % Temp del aceite superior en t1
Tbo(1)=42;   % Temp del aceite a la entrada (fondo) de los
              % conductos del enrollado en t1

% Ecuaciones de carga perfeccionadas.
Tdaor=(Ttdor+Tbor)/2; % Temp promedio del fluido dentro del
                      % enrollado a carga nominal

Tfaver=(Ttor+Tbor)/2;
Tor=(Tbor+Ttor)/2;   % Temp promedio del aceite a carga
                      % nominal(potencia de ensallo)

Dtwor=(Ttdor-Tbor)*Hhb;
Twor=Tbor+Dtwor;
Tuwr=(Twr-Tdaor)/2;
Uwr=B^(C/(Tuwr+273));
Tuhsr=(Thsr-Twor)/2;
Uhsr=B^(C/(Tuhsr+273));

% Pérdidas
Lnom=100; % Carga Nominal
Pw=232732; % Perd I^2*R enrollado a carga en por
           % unidad
Pcr=41970; % Perdidas del núcleo para excitación
           % normal, watts
Pcoe=Pcr; % Perdidas del núcleo para
           % sobreexcitación, watts
Ps=86749; % Otras perdidas a carga nominal, watts
Pe=0; % Perdidas de eddy del enrollado a carga
      % por unidad, watts

Pehs=0;
Pt=Pw+Pe+Ps+Pcr; % Perdidas totales
Phs=((Thsr+Tk)/(Twr+Tk))*Pw; % Perdida del enrollado I^2 R a la
                             % temperatura del punto caliente

% Peso del nucleo
MwCpw=((Pw+Pe)*TW)/(Twr-Tdaor); % Masa, Calor especifico del enrollado
Mw=MwCpw/Cpw; % Masa del enrollado, libras
Mcore=Mcc-Mw; % Masa del núcleo, libras
Moil=Mo*231*DFo; % Masa del Aceite, libras
Mcp=(Mtank*Cptank)+(Mcore*Cpcore)+(Moil*Cpoil);

% Calor generado por el núcleo Qc
Qc=Pcr*DT ; % normal
% Qc=Pcoe*DT % sobrecargado, NO OCURRE en nuestro
              % caso.

Tdao=(Ttdo(1)+Tbo(1))/2; % Temp promedio del aceite en los
                          % conductos
Tuw=(Tw(1)-Tdao)/2; % Temp de cálculo para la viscosidad
Uw =B^(C/(Tuw+273)); % Viscosidad del aceite en el enrollado

Dtwo=(Ttdo(1)-Tbo(1))*Hhb; % Incremento de la temp del aceite en la
                             % ubicación del Punto Caliente sobre la
                             % del fondo

```

```

Two=Tbo(1)+Dtwo; % Temp del aceite en los conductos a la
                  % localización del punto caliente
Tuhs=(Ths(1)-Two)/2; % Temp de cálculo para la viscosidad
Uhs=B^(C/(Tuhs+273)); % Viscosidad del aceite en el punto
                       % caliente

Kw=((Tw(1)+Tk)/(Twr+Tk)); % Corrección de la temp para las pérdidas
                          % del enrollado
Khs=(Ths(1)+Tk)/(Thsr+Tk);

L=Lo(1)/Lnom;
To(1)=(Tbo(1)+Tto(1))/2; % Temp promedio del aceite a t1
Qlosto=((To(1)-Ta(1))/(Tor-Tar))^(1/Y)*(Pt*DT); % Calor perdido por
                                                  % el aceite
Qs=((L^2)*Ps)/Kw*DT; % Calor generado por
                    % otras pérdidas
Qlostw=((Tw(1)-Tdao)/(Twr-Tdaor))^(5/4)*((Uwr/Uw)^(1/4))*(Pw+Pe)*DT;
Qgenw=((L^2)*((Pw*Kw)+(Pe/Kw)))*DT; % Calor generado por
                                       % el enrollado

Qlosths=((Ths(1)-Two)/(Thsr-
Twr))^(5/4)*((Uhsr/Uhs)^(1/4))*(Phs+Pehs)*DT;
Qgenhs=((L^2)*((Phs*Khs)+(Pehs/Khs)))*DT; % Calor generado en
                                           % el punto más
                                           % caliente

Lna(1)=(15000/383)/(15000/(Ths(1)+273));

for i=2:NM

L=Lo(i)/Lnom;
To(i)=(Qlostw+Qs+Qc-Qlosto+(Mcp*To(i-1)))/Mcp; % Temp promedio del
                                                  % aceite
Tw(i)=(Qgenw-Qlostw+(Mw*Cpw*Tw(i-1)))/(Mw*Cpw); % Temp promedio del
                                                  % enrollado
Ths(i)=(Qgenhs-Qlosths+(Mw*Cpw*Ths(i-1)))/(Mw*Cpw); % Temp del punto más
                                                  % caliente del
                                                  % enrollado

if L<=0.6
OA=1 ; % Enfriamiento ONAN
Z=0.5;
X=0.5;
Y=0.8;
DTtb=((Qlosto/(Pt*DT))^(Z))*(Ttor-Tbor);
DTdo=((Qlostw/((Pw+Pe)*DT))^(X))*(Ttdor-Tbor);
Qlosto=((To(i)-Ta(i))/(Tor-Tar))^(1/Y)*(Pt*DT); % Calor
                                                  % perdido por
                                                  % el aceite
Qlostw=((Tw(i)-Tdao)/(Twr-Tdaor))^(5/4)*((Uwr/Uw)^(1/4))*(Pw+Pe)
*DT;
Qlosths=((Ths(i)-Two)/(Thsr-Twr))^(5/4)*((Uhsr/Uhs)^(1/4))*
(Phs+Pehs)*DT;

elseif L<=0.80
OA=2 ; % Enfriamiento ONAF
Z=0.5;
X=0.5;

```

```

Y=0.9;
DTtb=((Qlosto/(Pt*DT))^(Z))*(Ttor-Tbor);
DTdo=((Qlostw/((Pw+Pe)*DT))^(X))*(Ttdor-Tbor);
Qlosto=((To(i)-Ta(i))/(Tor-Tar))^(1/Y)*(Pt*DT);    % Calor
                                                    perdido por
                                                    el aceite

Qlostw=((Tw(i)-Tdao)/(Twr-Tdaor))^(5/4)*((Uwr/Uw)^(1/4))*(Pw+Pe)
*DT;
Qlosths=((Ths(i)-Two)/(Thsr-Twor))^(5/4)*((Uhsr/Uhs)^(1/4))*
(Phs+Pehs)*DT;

else
OA=3;                % Enfriamiento OFAF
Z=1.0;
X=1.0;
Y=0.9;
DTtb=((Qlosto/(Pt*DT))^(Z))*(Ttor-Tbor);
DTdo=((Qlostw/((Pw+Pe)*DT))^(X))*(Ttdor-Tbor);
Qlosto=((To(i)-Ta(i))/(Tor-Tar))^(1/Y)*(Pt*DT);    % Calor
                                                    perdido por
                                                    el aceite

Qlostw=((Tw(i)-Tdao)/(Twr-Tdaor))*(Pw+Pe)*DT;
Qlosths=((Ths(i)-Two)/(Thsr-Twor))*(Phs+Pehs)*DT;

end

% temperaturas del fondo y la superficie del aceite
Tto(i)=To(i)+(DTtb/2);
Tbo(i)=To(i)-(DTtb/2);
Ttdo(i)=DTdo+Tbo(i);

Dtwo=(Ttdo(i)-Tbo(i))*Hhb;    % Incremento de la temp del aceite en la
                              ubicación del Punto Caliente sobre la
                              del fondo

Two=Tbo(i)+Dtwo;             % Temp del aceite en los conductos a la
                              localización del punto caliente

Tuhs=(Ths(i)-Two)/2;        % Temp de cálculo para la viscosidad
Uhs=B^(C/(Tuhs+273));      % Viscosidad del aceite en el punto
                              caliente

Tdao=(Ttdo(i)+Tbo(i))/2;
Tuw=(Tw(i)-Tdao)/2;        % Temp de cálculo para la viscosidad
Uw =B^(C/(Tuw+273));       % Viscosidad del aceite en el enrollado

Kw=((Tw(i)+Tk)/(Twr+Tk));   % Corrección de la temp
                              para las pérdidas del
                              enrollado

Khs=(Ths(i)+Tk)/(Thsr+Tk);

Qs=((L^2)*Ps)/Kw)*DT;      % Calor generado por
                              otras pérdidas
Qgenw=((L^2)*((Pw*Kw)+(Pe/Kw)))*DT; % Calor generado por el
                              enrollado
Qgenhs=((L^2)*((Phs*Khs)+(Pehs/Khs)))*DT; % Calor generado en el
                              punto más caliente

```

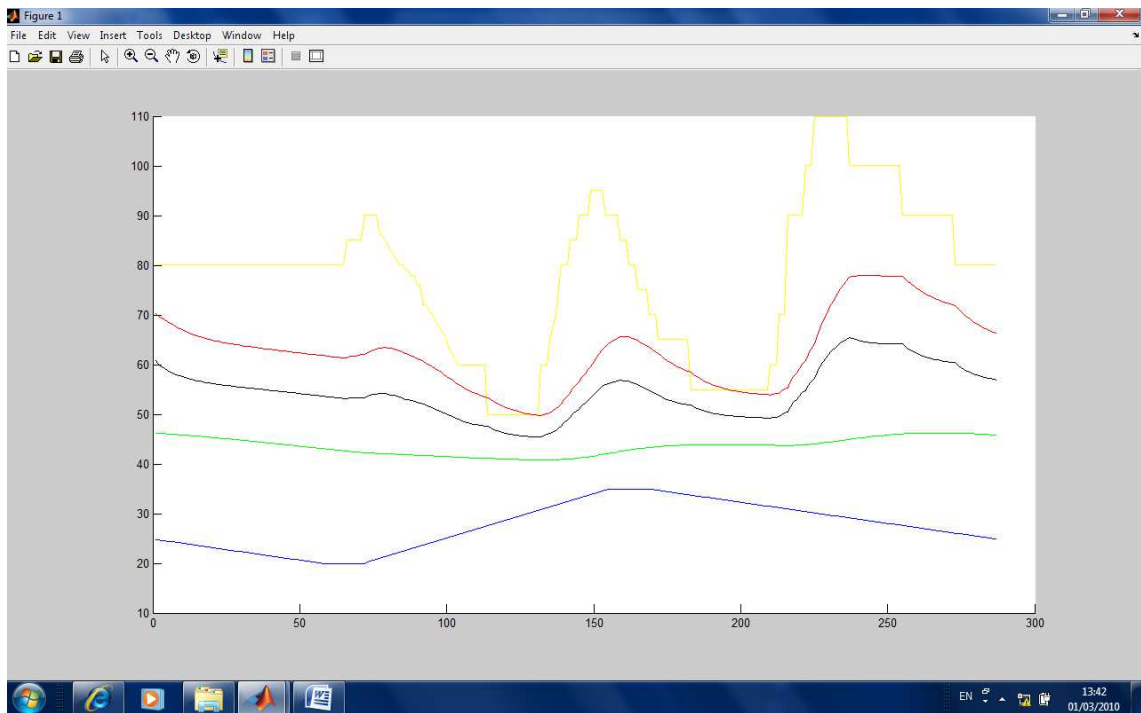
```
Lna(i)=(15000/383)/(15000/(Ths(i)+273));           % Calculo de la perdida
                                                    de vida

end

EAgeing=sum(Lna*DT);
EDt=length(Lna);
Aequi=(EAgeing/EDt);                               % Envejecimiento
Equivalente

tiempo=(1:NM);
hold on
plot(tiempo,Ta,'b')
plot(tiempo,Lo,'y')
plot(tiempo,To,'g')
plot(tiempo,Tw,'k')
plot(tiempo,Ths,'r')
```

ANEXO D




Referencias


REFERENCIAS

- [1] Dr. Jack Roberts“ [http://www.bing.com/search?q= TPM+ Mantenimiento+ Productivo + Total%2C +su +Definici %C3%B3n+e+Historia &src=IE-SearchBox&FORM=IE8SRC](http://www.bing.com/search?q=TPM+Mantenimiento+Productivo+Total%2C+su+Definici%C3%B3n+e+Historia&src=IE-SearchBox&FORM=IE8SRC) consultado el 20/12/2009
- [2] José Molina, <http://www.monografias.com/trabajos15/mantenimiento-industrial/mantenimiento-industrial.shtml> consultado 22/12/2009
- [3] Santiago García Garrido <http://mantenimientoindustrial.wikispaces.com/TPM> consultado el 20/12/2009
- [4] Manuel Escorza
<http://www.mescorza.com/manten/mantenimiento/definicion.htm>
consultado el 20/12/2009
- [5] Guillermo Díaz <http://www.predic.es/home/index.php/the-news/mantenimiento-en-general/45-articulosmantenimiento/16-historia-y-evolucion-del-mantenimiento>
consultado 18/12/2009
- [6] LugoHermanos S.A <http://lugohermanos.com/blog/otras-noticias/definicion-de-mantenimiento-preventivo/>
consultado el 22/12/2009
- [7] D. Keith Denton. www.monografias.com. Seguridad Industrial Mc Graw-Hill.1984 consultado el 20/12/2009
- [8] Ing. Oliverio García Palencia
<http://www.fing.edu.uy/iq/cursos/qica/repart/TPM.pdf> consultado 23/12/2009
- [9] Ing. Julio Carvajal Brenes
<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mmnew/bib/notas/PonenciaCarvajal.pdf>. Consultado el 22/12/2009
- [10] Thomas Fogelberg, Åke Carlsson
<http://74.125.93.132/search?q=cache:Svq28WIOQDEJ:library.abb.com/>
consultado el 23/12/2009.
- [11] José Mario Cauich Kú
[http://www.alipso.com/monografias4/El Transformador de Potencia Electrico./](http://www.alipso.com/monografias4/El_Transformador_de_Potencia_Electrico/)
consultado el 10/12/2009.
- [12] ING. CIP EDUARDO TIRAVANTI www.stilar.net
- [13] http://www.unicrom.com/Tut_transformador.asp consultado 13/12/2009.

- [14] http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/gral_tipos_y_aplicaciones.htm
Consultado el 03/01/2010.
- [15] Universidad Distrital Francisco José de Caldas
<http://www.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap3/c3trafos.php> consultado el 07/01/2010
- [16] Wulkan
<http://www.monografias.com/trabajos58/transformadores/transformadores.shtml>
consultado el 15/12/2009.
- [17] Marcos Tosatado <http://www.mailxmail.com/curso-estaciones-energia/estaciones-transformador-potencia-sumergido-aceite#>
consultado el 03/01/2010
- [18] Vizard <http://apuntes.rincondelvago.com/transformador.html>
consultado 12/01/2010
- [19] <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/966/6/T10729CAP1.pdf>
consultado 13/01/2010
- [20] Marcelo J. Hinojosa Torrico
<http://www.electroindustria.com/docs/Estudio%20de%20Sobrecarga.pdf>
consultado 18/01/2010
- [22] <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1059/4/T10866CAP4.pdf>. consultado 19/12/2010
- [23] Roberto Liñán G. <http://www.iie.org.mx/gee/arti/8.pdf> Monitoreo en línea
consultado 23/12/2009
- [24] IEEE Guide for Loading Oil Immersed Transformers Up to and Including 100MVA With 55°C or 65°C Average Winding Rise, ANSI/IEEE C57.92-1981
- [25] IEEE Thermal Test Working Group of the Transformers Committee, Project N°P838 /12,feb,1992
- [26] G.M.Dusinberre, Heat Transfer Calculations by Finite Differences Scranton Pennsylvania 1961
- [27] W.J McNutt, "Insulation Thermal Life Considerations for transformer Loading Guides, IEEE Transactions on Power Delivery Vol 7/ 1992



UNIVERSIDAD DE PINAR DEL RIO
 "HERMANOS SAIZ MONTES DE OCA"
 FACULTAD DE INFORMÁTICA Y TELECOMUNICACIONES
 CALLE MARTÍ No. 270 FINAL CP. 20100 PINAR DEL RIO, CUBA.
 TELÉF. (53) (82) 555453



ACTA DE DEFENSA DE LOS TRABAJOS DE DIPLOMA

El tribunal N° 1 de esta facultad ha evaluado el trabajo de Diploma Titulado
"Modelo térmico de diagnóstico de un transformador de potencia"

Del (los) estudiante (s):
José Alberto Ancheta Martínez Firma: [Firma]
 Firma: _____

Para permitir la calificación del trabajo, el tribunal tuvo en cuenta lo siguiente:

- Método científico de análisis y resolución del problema, actualización científico técnico.
 Excelente Bien _____ Regular _____ Mal _____
- Capacidad creadora, originalidad e independencia en el trabajo.
 Excelente Bien _____ Regular _____ Mal _____
- Calidad de la Exposición y la Defensa: Excelente.
- Opinión Del Tutor: Independencia, creatividad y alto nivel científico
- Opinión Del Oponente: Profesionalidad, convicción y protección
- Análisis de cómo el estudiante fue capaz de demostrar el logro de los objetivos propuestos.
 Excelente Bien _____ Regular _____ Mal _____
- Valoración de los resultados:
Se consideran los resultados de gran importancia ya que permiten calcular la vida útil de un transformador de potencia de manera fácil.
- Atendiendo a la calidad del trabajo se recomienda ser publicado. Si No _____
 Ser presentado en eventos científico-estudiantil. Si No _____

El tribunal decide otorgar al estudiante la calificación de 5 puntos como evaluación de su trabajo de defensa.

Paso a la Secretaría general de la facultad de informática y Telecomunicaciones de la Universidad de Pinar del Rio, para ser incluido en el expediente académico del estudiante.

Dado en Pinar del Rio, a los 11 días del mes de Marzo del 2010.

Presidente: Dra. Leonel Gualda Lopez Firma: [Firma]
 Secretario: Dra. Iris Viana Calile Firma: [Firma]
 Vocal: Barbara M. Lopez Pochillo Firma: [Firma]
 Vocal: _____ Firma: _____