

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**Evaluación de la vida útil del aislamiento en  
transformadores de potencia a partir del ciclo térmico  
del calentamiento del transformador.**

PRESENTADO POR:

**MAURO ERNESTO MÁRQUEZ PINEDA**

**GERSON ARNULFO MOLINA OCHOA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, JUNIO 2016

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

**RECTOR INTERINO :**

**LIC. JOSÉ LUIS ARGUETA ANTILLÓN**

**SECRETARIA GENERAL :**

**DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

**DECANO :**

**ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL**

**SECRETARIO :**

**ING. JULIO ALBERTO PORTILLO**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DIRECTOR :**

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

Título :

**Evaluación de la vida útil del aislamiento en transformadores de potencia a partir del ciclo térmico del calentamiento del transformador.**

Presentado por :

**MAURO ERNESTO MÁRQUEZ PINEDA**

**GERSON ARNULFO MOLINA OCHOA**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

San Salvador, junio 2016

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

## ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 26 de mayo de 2016, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón  
Director

Firma: 

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia  
Secretario

Firma: 



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Ing. Armando Martínez Calderón

2- MSc. Luis Roberto Chevez Paz

3- Ing. Numa Pompilio Jiménez Cortéz

Firma: 

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

Evaluación de la vida útil del aislamiento en transformadores de potencia a partir del ciclo térmico del calentamiento del transformador.

A cargo de los Bachilleres:

- Márquez Pineda Mauro Ernesto

- Molina Ochoa Gerson Arnulfo

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final:

9.0

( nueve punto cero )

## **AGRADECIMIENTOS**

- A DIOS** Por darme la oportunidad de culminar mis estudios de pregrado, guiarme a lo largo de mi carrera, darme sabiduría, entendimiento y paciencia para lograr mis objetivos.
- A MIS PADRES** Cenia Pineda y Mauro Márquez, por estar siempre conmigo, por darme palabras de aliento en cada momento que decaía ante la presión de la carrera, por sus consejos, por su ayuda y su apoyo a lo largo de la carrera.
- A MIS HERMANOS** Salvador Márquez y Oscar Márquez por su apoyo.
- PRIMO** Mauricio Pineda, por tu valiosa ayuda y apoyo.
- MI NOVIA Y SU HIJO** Inés Iriarte y Cristofer López, Por ser un pilar fundamental en mi vida, por nunca dejarme solo, por sus palabras siempre dándome ánimos en cada momento, por todo el amor y comprensión.
- ASESOR** Ing. Armando Calderón, por la oportunidad de desarrollar esta investigación y por su apoyo en la elaboración de este trabajo de graduación.
- EN ESPECIAL** Reina Vides y al Sr. Posada, por su valiosa ayuda en este proceso, por sus consejos, por su amistad y por su tiempo para escucharnos.
- AMIGOS** Cesar Mejía, Daniel Valladares, William Gómez, Samuel Renderos, gracias a por estos años de estudio en la carrera, su amistad y ayuda, el apoyo, los buenos y malos recuerdos de la época de estudio.

**GRACIAS A TODOS LOS QUE COMPARTIERON CONMIGO ESTA ETAPA DE MI VIDA.**

*MAURO ERNESTO MÁRQUEZ PINEDA*

## **AGRADECIMIENTOS**

- A DIOS TODOPODEROSO** Por cuidarme a lo largo de mis estudios, guiarme y darme el entendimiento y sabiduría, fortaleza en momentos difíciles y permitirme alcanzar este objetivo.
- A MIS PADRES** Por su apoyo incondicional, su sacrificio para ayudarme, sus consejos y estar siempre a mi lado motivándome a salir adelante, sin su ayuda no hubiera sido posible alcanzar esta meta.
- MIS ABUELOS** Por el cariño e interés que siempre han mostrado, y darme su apoyo siempre en todo lo que he necesitado.
- HERMANO Y TIOS** por su cariño he interés en todo momento.
- ASESOR** por darnos la oportunidad y apoyo en la elaboración de este trabajo de graduación.
- AMIGOS** Dar gracias a mis compañeros, por estos años de estudio en la carrera, su amistad y ayuda, el apoyo y los buenos recuerdos de la época de estudio.
- EN ESPECIAL...** **REINA VIDES,** Por su apoyo, sus consejos, orientaciones ayuda y amistad tan valiosa.

**QUE EL TODOPODEROSO DERRAME BENDICIONES SOBRE NUESTRAS VIDAS**  
*GERSON ARNULFO MOLINA OCHOA*

## INDICE

AGRADECIMIENTOS.....	1
AGRADECIMIENTOS.....	2
INDICE.....	3
INDICE DE FIGURAS.....	6
INDICE DE TABLAS.....	8
INTRODUCCIÓN .....	10
RESUMEN.....	11
OBJETIVOS .....	12
Objetivo General:.....	12
Objetivos Específicos: .....	12
LISTADO DE SIMBOLOS Y ABREVIACIONES.....	13
GLOSARIO TECNICO .....	15
CAPITULO 1: TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.....	18
1.1    Introducción histórica.....	18
1.2    Diseño constructivo .....	18
1.2.1    Núcleo.....	18
1.2.2    Devanados .....	20
1.2.3    Cuba.....	22
1.2.4    Cambiador de taps.....	24
1.2.5    Aisladores tipo Bushing .....	25
1.2.6    Aislamiento sólido .....	25
1.2.7    Aislamiento líquido: el aceite mineral aislante .....	30
1.2.8    Sistemas de refrigeración .....	32
1.2.9    Placas de características.....	33
CAPITULO 2: CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	37
2.1    Categoría de transformadores según su perfil de carga .....	37
2.2    Regímenes de carga según norma IEC 60076-7.....	37



2.3	Regímenes de carga según norma STD. IEEE C57.91.....	40
CAPITULO 3: EFECTOS DE SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES.....		47
3.1	Temperaturas internas del transformador .....	47
3.1.1	Modelo de distribución de temperaturas .....	49
3.1.2	Ciclo de vida del transformador .....	52
3.2	Efectos de sobrecargas .....	53
3.2.1	Efectos de sobrecargas elevadas de corta duración .....	54
3.2.2	Efectos de sobrecargas de larga duración.....	55
3.2.3	Efectos de sobrecargas en los bushings .....	55
3.2.4	Efectos de sobrecargas en los cambiadores de taps.....	57
3.3	Influencia del tamaño del transformador.....	57
3.4	Límites para grandes transformadores.....	58
3.5	Factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador de potencia sumergido en aceite.....	59
3.5.1	La humedad .....	59
3.5.2	El Oxígeno .....	63
3.5.3	El calor .....	64
3.5.4	La contaminación externa .....	65
CAPITULO 4: METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LA VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR.....		67
4.1	Consideraciones generales .....	67
4.2	Datos básicos y pérdidas por unidad .....	70
4.2.1	Pérdidas a una corriente distinta de la nominal .....	71
4.2.2	Factor armónico de pérdidas por corrientes adicionales en los devanados .....	72
4.2.3	Factor armónico de pérdidas por otros tipos de pérdidas adicionales .....	72
4.2.4	Consideraciones de diseño de los devanados.....	73
4.3	Métodos.....	74
4.3.1	Calculo de la capacidad equivalente usando datos disponibles del reporte de pruebas certificado .....	74

4.3.2	Aumento del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite superior.....	76
4.3.3	Elevación de la temperatura del aceite superior. ....	76
4.4	Metodología de cálculo: .....	77
4.5	Calculo de la capacidad equivalente de un transformador inmerso en aceite usando datos de diseño de pérdidas por corrientes Eddy .....	79
4.5.1	Parte I: Calculo de la capacidad equivalente.....	80
4.5.2	Parte II: Calculo de las elevaciones de temperaturas .....	81
CAPITULO 5: APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR.....		85
5.1	Datos del transformador para la aplicación del método.....	85
5.1.1	Datos de placa del transformador.....	85
5.1.2	Datos del ensayo de fabricación del transformador .....	87
5.2	Calculo de pérdidas.....	87
CAPITULO 6: ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS. ....		94
6.1	Envejecimiento del transformador.....	94
6.2	Factor de aceleración de envejecimiento del transformador. ....	95
6.3	Recomendaciones para la práctica.....	99
CONCLUSIONES.....		101
BIBLIOGRAFIA .....		102
ANEXOS.....		105
ANEXO A: FACTORES DE CORRECCIÓN .....		105
ANEXO B: PERFILES DE CARGA Y TEMPERATURA DEL TRANSFORMADOR.....		108
ANEXO C: ANALISIS DE CONTENIDO DE ARMONICOS .....		109
ANEXO D: APLICACIÓN DE METODOLOGIA CON 90% DE USO DE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR.....		112
ANEXO E: FACTOR DE DESCLASIFICAMIENTO Ó FACTOR K .....		117

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Transformador con núcleo tipo columna .....	19
Figura 2 Esquema de transformador del tipo acorazado .....	20
Figura 3 Conductor con aislamiento de papel .....	22
Figura 4 Cuba de un transformador de potencia .....	23
Figura 5 Aislador tipo bushing de poliméricos de silicona .....	25
Figura 6 Transformador con papel Kraft como aislamiento solido .....	27
Figura 7 Placa característica de un transformador de potencia .....	35
Figura 8 Gráfica con expectativa de vida normal .....	41
Figura 9 Grafica de carga por encima de la carga nominal .....	42
Figura 10 Grafica de carga de emergencia de corta duración .....	44
Figura 11 Grafica de carga de emergencia de larga duración .....	45
Figura 12 Esquema de ventilación forzada y circulación natural del aceite .....	47
Figura 13 Variación de temperatura en la superficie de los órganos de refrigeración .....	49
Figura 14 Diagrama térmico de temperaturas internas del transformador y el arrollamiento según IEC 60076-7 .....	51
Figura 15 Ciclo de vida de los transformadores .....	53
Figura 16 Distribución del agua en el aislamiento de un transformador.....	60
Figura 17 Relación entre el contenido de agua en el aceite y la rigidez dieléctrica del aceite .....	61
Figura 18 Relación entre la temperatura del aceite y la solubilidad del agua en el aceite..	62
Figura 19 Capacidad de tensión de la celulosa vs Temperatura .....	64

Figura 20 Esquema de conexión del transformador de potencia a evaluar. ....	86
Figura 21 Diagrama de conexión del transformador según placa característica .....	87
Figura 22 Perfil de la carga real del transformador de potencia. ....	108
Figura 23 Perfil de la Temperatura real del transformador de potencia. ....	108

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tipos de Enfriamiento para transformadores de potencia. ....	33
Tabla 2 Magnitudes relacionadas con la sobrecarga .....	35
Tabla 3 Categoría de transformadores norma ANSI .....	37
Tabla 4 Corriente y temperatura límite aplicable a sobrecargas de transformadores según norma IEC 60076-7 .....	39
Tabla 5 Tabla ANSI/IEEE C57.91 – 1981 .....	40
Tabla 6 Temperaturas límites aplicables a sobrecargas de transformadores de potencia IEEE C57.91 .....	42
Tabla 7 Distribución del agua entre el aislamiento sólido y el aceite .....	61
Tabla 8 Factores que contribuyen al deterioro del sistema de aislamiento de un transformador de potencia .....	65
Tabla 9 .....	78
Tabla 10 .....	79
Tabla 11 .....	82
Tabla 12 Datos de placa característica del transformador de potencia. ....	86
Tabla 13 Datos de voltaje según ubicación de cambiador de derivaciones.....	86
Tabla 14 Medición del contenido de corrientes armónicas del transformador de potencia .....	88
Tabla 15 Datos de pérdidas calculados a partir de la metodología de desarrollo .....	90
Tabla 16 Corrección de pérdidas en el transformador.....	91
Tabla 17 Factores para la determinación la vida equivalente del transformador. ....	99
Tabla 18 Factor empírico para varios tipos de enfriamiento .....	107
Tabla 19 Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión .....	110
Tabla 20 Comparación de valores de Distorsión Armónica del transformador con los exigidos por la SIGET.....	111
Tabla 21 Datos de pérdidas calculados a partir de la metodología de desarrollo .....	113

Tabla 22 Corrección de pérdidas en el transformador.....	114
Tabla 23 Cálculo para factor de desclasificación ó factor K .....	118

## INTRODUCCIÓN

Con esta investigación se pretende aportar información de utilidad para las diferentes empresas nacionales que están a cargo de la operación, administración y mantenimiento de dichos transformadores; basados en las normas del IEEE se ha logrado determinar los lineamientos a seguir para obtener el porqué del calentamiento y la consecuencia de esto en un transformador.

En el presente trabajo se encontrarán las ecuaciones y resultados de la evaluación realizada a un transformador en operación, a la vez, tomando en cuenta los resultados obtenidos en dicho análisis, se establecen las recomendaciones necesarias para poder ejecutar un mejor uso y a consecuencia de esto una mayor optimización de este gran elemento como lo es un transformador de potencia.

Los lineamientos aquí determinados, pretenden servir de guía para futuras evaluaciones de este tipo de transformadores, ya que nuestro trabajo está ejecutado bajo normas internacionales, las cuales establecen las pautas necesarias para llevar a cabo una investigación de este tipo; además cabe mencionar que los datos aquí presentados se han tomado de un transformador real que actualmente se encuentra en operación en el territorio Nacional.

Como bien se menciona en nuestro objetivo, el fin de esta investigación es realizar un diagnóstico que pueda determinar la vida útil de un transformador de potencia en condiciones reales de operación, en dicho diagnóstico, las consecuencias de dicho sobrecalentamiento, la determinación del porcentaje de vida útil y las recomendaciones para el mantenimiento del transformador evaluado.

## RESUMEN

En el presente trabajo pretende ser una guía para el análisis de la evaluación de la vida útil del aislamiento de los transformadores de potencia a partir del ciclo térmico.

En el Capítulo I se realiza una breve explicación sobre la historia del transformador, así como de los componentes que constituyen a un transformador de potencia inmerso en aceite. Posteriormente en el Capítulo II se hace un análisis de la carga de los transformadores de potencia, así también como de los regímenes de carga expuestos por las normas IEC e IEEE. En continuidad a lo anteriormente mencionado el capítulo III se hace un estudio de los efectos de las sobrecargas en transformadores de potencia, así como el análisis de los diferentes factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador. En el capítulo IV se expone la metodología que se debe aplicar para la determinación de la elevación de temperatura en el punto más caliente del transformador.

El Capítulo V nos habla sobre la implementación de la metodología para la determinación de la vida útil del transformador, con datos de un transformador en operación en el país. Y para finalizar en el Capítulo VI se presenta el análisis de los resultados obtenidos, así como la determinación del envejecimiento del transformador y algunas recomendaciones para el funcionamiento normal del transformador. En el ANEXO A se definen los factores de corrección cuando la altitud de un transformador es superior a los 1000 msnm. El ANEXO B muestra los perfiles de carga y térmicos del transformador en operación. En el ANEXO C se analiza el contenido de armónicos que el transformador presenta. El ANEXO D se simula un escenario en donde el transformador comienza a deteriorar si la elevación es mayor a la establecida por la norma IEEE.



## OBJETIVOS

### Objetivo General:

Diagnosticar la vida útil del aislamiento en transformadores de potencia a partir del ciclo térmico del calentamiento del transformador, partiendo de datos reales de un transformador en operación en la red Nacional.

### Objetivos Específicos:

- ✚ Establecer una guía de lineamientos para poder determinar el punto más crítico de un transformador de potencia.
- ✚ Calcular el porcentaje de vida útil de un transformador de potencia mediante los diferentes métodos para definir la temperatura del punto más caliente de dicho transformador.
- ✚ Determinar el grado de envejecimiento que puede tener un transformador de potencia de acuerdo al ciclo de carga del mismo.
- ✚ Especificar las recomendaciones necesarias para el buen uso de un transformador de potencia.

## LISTADO DE SIMBOLOS Y ABREVIACIONES

**AV:** Alta tensión [V].

**DATI:** Distorsión Armónica Total de Corriente.

**DAII:** Distorsión Armónica Individual de Corriente.

**$F_{HL}$ :** Factor de Pérdida armónica para corrientes de Eddy en los devanados.

**$F_{HL-STR}$ :** Factor de Pérdida armónica para otros flujos dispersos.

**$F_{EQA}$ :** Factor de envejecimiento equivalente.

**$F_{AA}$ :** Factor de aceleramiento de envejecimiento.

**IEEE:** Instituto de ingenieros electricistas y electrónicos (siglas en inglés).

**IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional

**$h$ :** Orden armónico.

**$h_{max}$ :** Número de armónica mayor.

**$I$ :** Corriente de carga RMS (A).

**$i$ :** Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden  $i$

**$I_1$ :** Corriente de carga fundamental RMS (A).

**$I_h$ :** Corriente armónica “ $h$ ” RMS (A).

**$I_{max}$ :** Corriente de carga no sinusoidal máxima permisible RMS (A).

**$I_R$ :** Corriente RMS fundamental bajo frecuencia nominal y condiciones de carga nominal

**$I_{1-R}$ :** Corriente de línea fundamental en AT bajo condiciones de carga y frecuencia nominal

**$I_{2-R}$ :** Corriente de línea fundamental en MT bajo condiciones de carga y frecuencia nominal

**MT:** Media tensión (V).

**ONAF:** Aceite natural y aire forzado (siglas en inglés).

**ONAN:** Aceite natural y aire natural (siglas en inglés).

**$P_{EC}$ :** Pérdidas por corrientes de Eddy en los devanados (W).

**$P_{EC-R}$ :** Pérdidas por corrientes de Eddy en los devanados en condiciones nominales (W).

**$P_{EC-O}$ :** Pérdidas por corrientes de Eddy a la corriente medida (W).

**$P$ :** Porción de pérdida  $I^2R$  de la pérdida de carga (W).

**$P_{LL}$ :** Pérdida de carga (W).

**$P_{NL}$ :** Pérdida de vacío (W).

**$P_{OSL}$ :** Pérdidas de dispersión (W).

**$P_{OSL-R}$ :** Pérdidas de dispersión bajo condiciones nominales (W).

**$P_{TSL-R}$ :** Pérdidas totales de dispersión bajo condiciones nominales (W).

**$R_1$ :** Resistencia de los devanados en el lado AT.

**$R_2$ :** Resistencia de los devanados en el lado BT.

**$\theta_g$ :** Aumento del punto más caliente en el conductor sobre la temperatura del aceite (°C).

**$\theta_{g-R}$ :** Aumento del punto más caliente en el conductor sobre la temperatura del aceite bajo condiciones nominales (°C).

**$\theta_{TO}$ :** Aumento de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente (°C).

**$\theta_{TO-R}$ :** Aumento de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente bajo condiciones nominales (°C).

**$\theta_H$ :** Temperatura del punto más caliente en el devanado, en grados °C.

**$\Delta t_n$ :** Intervalo de tiempo, en horas.

## GLOSARIO TECNICO

**Transformador de Potencia:** Es un transformador que transfiere energía eléctrica de cualquier parte del circuito entre el generador y los circuitos primarios de distribución.

**Papel Kraft:** Material construido a partir de una delgada lamina de celulosa y otros elementos, sirve como medio aislante de los conductores dentro de los transformadores rellenos de aceite

**Cartón Prensado:** Material construido a base de papel utilizado al igual que el papel kraft como medio de aislante separando los devanados de la parte activa.

**Micanita:** es un aislante compuesto de láminas muy delgadas de mica, superpuestas y encoladas constituyendo grandes planchas de un cierto espesor. El barniz empleado para encolarlas fue durante mucho tiempo una solución de goma laca con alcohol, ahora se emplea resina gliftal.

**Celulosa:** Principal componente de las paredes celulares de los arboles con altas propiedades aislantes.

**Cromatografía de gases:** Método físico de separación de compuestos orgánicos e inorgánicos térmicamente estables y volátiles para la caracterización de mezclas complejas. Es utilizada en el aceite dieléctrico de transformadores para determinar el tipo y cantidad de gases disueltos en el aceite para prevenir o detectar posibles fallas.

**Embalamiento térmico:** Inestabilidad térmica de comportamiento regenerativo, de modo que cuanto mayor sea la temperatura, más calor produce y, que si no se evita llega a destruir el dispositivo afectado.

**Histéresis:** Propiedad de los materiales ferromagnéticos a conservar parte del magnetismo cuando cesa la aplicación de un campo magnético sobre éste.

**K-factor:** para transformadores secos, de los Underwriters Laboratories (UL), es un índice de la capacidad del transformador para soportar los efectos del calentamiento producidos por las cargas no lineales, siendo diseñados para operar a su capacidad nominal con corrientes que tengan niveles de distorsión de acuerdo a dicho factor, sin que se excedan los límites nominales de elevación de temperatura.

**THD:** Distorsión armónica total, Es la relación entre el contenido armónico de la señal y la primera armónica o fundamental. Su valor se ubica entre 0% e infinito.

**TDD:** Distorsión de demanda total, Es la relación entre la corriente armónica y la demanda máxima de la corriente de carga.

**Perdidas Eddy:** Estas pérdidas son debidas a las corrientes inducidas sobre el material ferromagnético como consecuencia de estar sometido a un campo magnético variable con el tiempo.

# *CAPITULO I*

## CAPITULO 1: TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE

### 1.1 Introducción histórica

La invención del transformador, data del año de 1884 para ser aplicado en los sistemas de transmisión que en esa época eran de corriente directa y presentaban limitaciones técnicas y económicas. El primer sistema comercial de corriente alterna con fines de distribución de la energía eléctrica que usaba transformadores, se puso en operación en los Estados Unidos de América, en el año de 1886 en Great Barington, Mass, en ese mismo año, se transmitió energía eléctrica a 2000 V en corriente alterna a una distancia de 30 kilómetros, en una línea construida en Cerchi, Italia. A partir de esta pequeña aplicación inicial, la industria eléctrica en el mundo ha ido avanzando de tal forma que en la actualidad es factor de desarrollo de los pueblos, formando parte importante en esta industria el transformador.<sup>1</sup>

En la IEC Standard 60076-1<sup>2</sup> se define cómo transformador de potencia, una máquina estática con dos o más arrollamientos, los cuáles por inducción electromagnética transforman un sistema de tensión y corriente alterna en otro sistema de tensión y corriente también alterna, pero de distinta magnitud, pero misma frecuencia, para un determinado propósito de transmisión de potencia eléctrica.

El Transformador es un Componente esencial del Sistema Eléctrico de Potencia, su historia empieza con *Michael Faraday* Siglo XIX.

Actualmente los Transformadores pueden manejar 500 veces la potencia y 15 veces el voltaje de los primeros Transformadores del Siglo XX. Su peso por unidad de potencia se ha reducido en 10 veces, y su eficiencia es superior al 99%.

### 1.2 Diseño constructivo

#### 1.2.1 Núcleo

El núcleo magnético está formado por laminaciones de acero que tienen pequeños porcentajes de silicio (alrededor del 4%) que se denominan laminaciones magnéticas, las cuales tienen pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis

---

<sup>1</sup> EL TRAF0 [www.alipso.com/monografias/transforma/](http://www.alipso.com/monografias/transforma/)

<sup>2</sup> International Standart IEC 60076-1, 2000 – 04, versión 2.1, pág. 9

y de corrientes parásitas. Debido a que el silicio aumenta la resistividad del material, hace disminuir la magnitud de dichas corrientes y en consecuencia las pérdidas por este concepto. El alto número de delgadas láminas de metal del núcleo se mantienen juntas por medio de correas de acero alrededor de las columnas o por epoxi curado.

Los núcleos para transformadores se agrupan básicamente en las siguientes categorías:

*a. Tipo columnas:*

En este tipo se distinguen dos partes principales: las columnas o piernas y los yugos o culatas. En las columnas se alojan los devanados y los yugos unen entre sí a las columnas para cerrar el circuito magnético. En el diseño de columnas las bobinas están arrolladas alrededor del núcleo, lo cual se presenta en forma cilíndrica. Generalmente, el devanado de alta y baja tensión es enrollado concéntricamente y normalmente la bobina de baja tensión se enrolla alrededor de la de alta tensión.

Se utilizan generalmente en mediana y baja potencia, con algunas ventajas como:

- 1) Menor costo de fabricación
- 2) Mayor impedancia.

Sin embargo, presenta algunas desventajas como:

- 1) Menor resistencia mecánica
- 2) Menor regulación

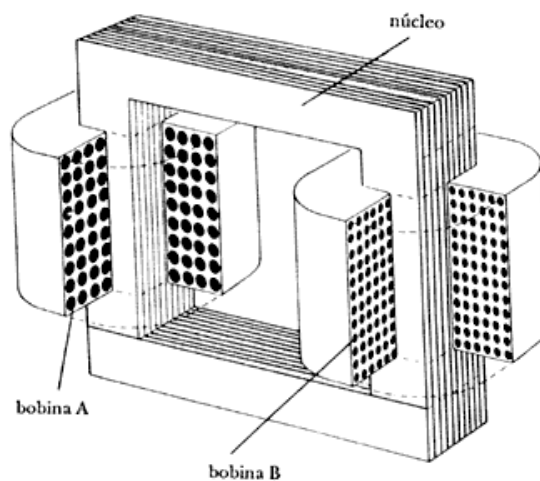


Figura 1 Transformador con núcleo tipo columna <sup>3</sup>

<sup>3</sup> FUENTE: <http://www.tecnologia-industrial.es/Transformador.htm>.



La conexión entre las columnas y la culata se realiza mediante un solapamiento a 45 grados con el fin de lograr mayor sección de cruce, ya que, a 90 grados en la zona cercana a la junta, el flujo no sigue la dirección de laminación, en el caso de chapas de grano orientado origina un calentamiento local debido al aumento de las pérdidas en el hierro y perturbaciones en el flujo, por este motivo el solapamiento se realiza a 45 grados.

*b. Tipo acorazado:*

En este tipo de diseño el núcleo está alrededor de la bobina. Su núcleo tiene la ventaja respecto al tipo columna, de reducir la dispersión magnética. Es común encontrar este tipo núcleo en transformadores de potencia por su bajo costo. En transformadores de grandes potencias, el núcleo de tipo acorazado es de mayor utilización, ya que en caso de cortocircuito o sobrecarga las fuerzas electromagnéticas pueden ser mejor controladas.

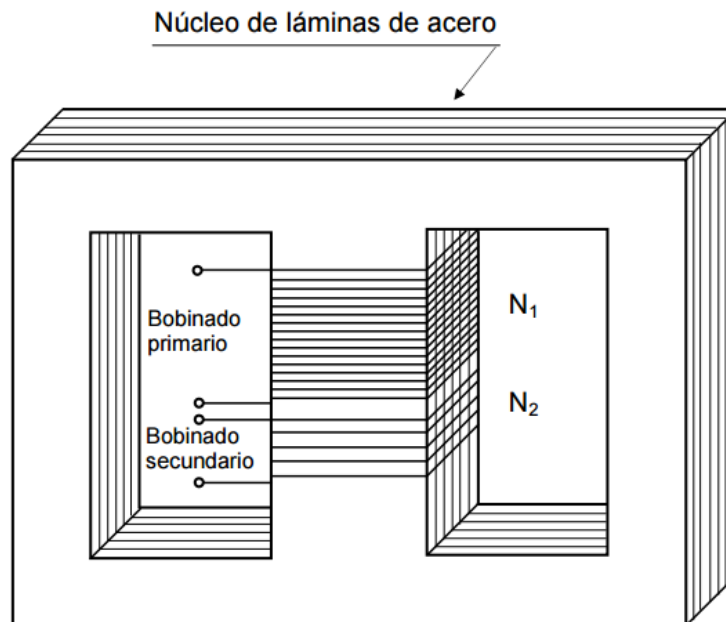


Figura 2 Esquema de transformador del tipo acorazado <sup>4</sup>

### 1.2.2 Devanados

Los devanados constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener

<sup>4</sup> [http://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/electrotecnica\\_y\\_maquinas\\_electricas/apuntes/7\\_transfo.pdf](http://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/electrotecnica_y_maquinas_electricas/apuntes/7_transfo.pdf)

diferentes características de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que se encuentre sumergido.

Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar esfuerzos mecánicos debido a su propio peso, y, sobre todo, los de tipo electromagnético que se producen durante cortocircuitos.

Hay dos formas típicas de bobinados para transformadores: cilíndricos y planos. Los núcleos, por su forma, son los que determinan la elección de uno u otro tipo.

1. *Bobinado cilíndrico*: se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo columna.
2. *Bobinado plano*: se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo acorazado.

La forma del conductor de los devanados en los transformadores de potencia es normalmente rectangular o plano con el fin de utilizar los espacios disponibles con mayor efectividad.

Con el aumento de área del conductor se debe dividir en 2 o más conductores paralelos con el fin de disminuir corrientes parásitas y facilitar el trabajo en los devanados.

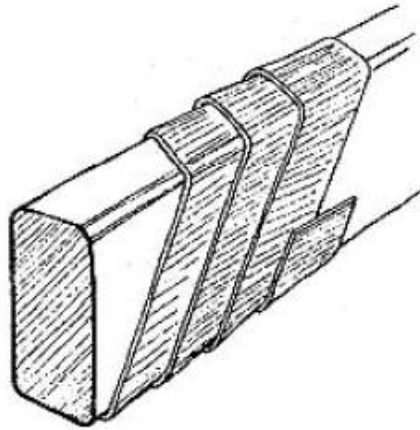
Los dos bobinados primario y secundario, generalmente se dividen en dos partes o más envueltas uno encima del otro, con el embobinado de baja tensión en la parte interna. Dicha conformación sirve para los siguientes propósitos:

- a. Simplifica el problema de aislar el embobinado de alto voltaje del núcleo.
- b. Causa mucho menos filtración de flujo, como sería el caso si los dos embobinados estuvieran separados por alguna distancia del núcleo.
- c. Mejora la refrigeración.

Los materiales aislantes para el bobinado, son: papel barnizado, fibra, micanita, cinta impregnada, algodón impregnado, etc. Debe evitarse el uso del caucho en los transformadores sumergidos en aceite, pues éste lo altera, y tiene efectos nocivos sobre la micanita y sobre el barniz.

Las piezas separadoras entre bobinados, secciones, o entre éstas y el núcleo pueden ser de madera, previamente cocida en aceite, aunque actualmente se prefieren los materiales duros a base de papel o similares. La madera se utiliza únicamente de separador.

Cada hilo conductor siempre es aislado con lámina de papel o laca esmaltada. El recubrimiento celulósico se construye de una delgada tira de papel de décimas de micras de espesor.



*Figura 3 Conductor con aislamiento de papel*<sup>5</sup>

Se utilizan varias capas de papel para obtener el espesor total necesario, con el fin de tener una consistencia adecuada frente a esfuerzos mecánicos y eléctricos a los cuales será sometido el hilo y el cable durante toda su vida útil, sobretodo en situaciones críticas de sobrecarga.

Para evitar fuertes esfuerzos dieléctricos puntuales y puntos calientes, la superficie del conductor está pulida evitando así, poros indeseables.

### 1.2.3 Cuba

Es el tanque donde se aloja la parte activa que va sumergida en aceite. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y su carga, soportar los enfriadores, ventiladores y los accesorios especiales.

---

<sup>5</sup> Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Francisco José Yebenes Cabrejas, pág. 17

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga y descarga de éste. La cuba y los radiadores de un transformador deben tener el área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55°C. Dependiendo de la clase térmica de aislamiento pueden soportar temperatura unos grados arriba de 55°C.



*Figura 4 Cuba de un transformador de potencia <sup>6</sup>*

Antes de llenar la cuba con aceite aislante a la parte activa en su interior se le hace el vacío, para eliminar todo el aire que pone en peligro la resistencia dieléctrica de aislamiento del transformador.

La cuba está diseñada para soportar y permitir la expansión del aceite con el aumento de temperatura, esta expansión se realiza en un tanque denominado conservador. Es diseñado para contener el 10% o 20% del volumen total de aceite del transformador. Los tanques conservadores con respiración libre, lo deben hacer a través de silica gel para evitar la entrada de aire húmedo. Gracias a este depósito también se mantiene constante la presión interior de la cuba, expulsando el gas sobrante que resulta de un calentamiento excesivo del aceite, provocado por una sobrecarga en el transformador.

---

<sup>6</sup> [http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012012000100006&script=sci\\_arttext](http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012012000100006&script=sci_arttext)

#### **1.2.4 Cambiador de taps**

Los cambiadores de taps o de derivaciones permiten modificar la relación de transformación en un transformador. Esta acción se manifiesta en aumento o disminución del voltaje secundario para una misma tensión en el devanado primario.

Los cambiadores son conectados, generalmente en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior y consecuentemente la conexión de derivadores puede hacerse sin dificultad en cuanto al aislamiento. Los cambiadores en el lado de baja tensión no se recomiendan, pues los conductores de los devanados son de mayor sección, llevando por ello, una corriente considerable, que puede ocasionar arcos eléctricos demasiado grandes durante el cambio de posición.

Los cambiadores de taps se clasifican en dos grupos:

- a) Taps sin carga
- b) Taps con carga

Los cambiadores de taps sin carga son diseñados para ajustar la relación de transformación, desconectando el transformador y agregando o disminuyendo el número de espiras para tener siempre un voltaje de salida constante. Esta operación se hace manual y sobre un volante colocado al costado o en la cubierta del transformador.

Los cambiadores de taps con carga se diseñan para trabajar bajo carga, puesto que se debe alimentar continuamente la carga aun en el periodo cuando el derivador está cambiando de posición.

Existen dos clases de cambiadores bajo carga: con resistencias y con reactores. Los que utilizan resistencia son más usados, ya que tiene la ventaja de ser compactos y más comerciales.

Los de reactores son menos utilizados debido a que necesitan una cuba de mayor tamaño para ubicar los reactores, así también más personal operativo, lo que aumenta su costo.

Los cambiadores del transformador son susceptibles de calentamiento, tanto en los contactos de regulación como en las resistencias de transición para soportar los calentamientos de la corriente nominal, así como de sobrecargas.

### 1.2.5 Aisladores tipo Bushing

Su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de devanados y el circuito exterior al transformador, manteniendo el aislamiento y hermeticidad.

Los tipos de boquillas más utilizadas son: sólidas, en aceite y condensador; su elección dependerá del voltaje de operación y de la capacidad de corriente, como parámetros más importantes.



*Figura 5 Aislador tipo bushing de poliméricos de silicona <sup>7</sup>*

Los aisladores tipo bushing necesitan soportar la evacuación de la corriente de consumo, lo cual genera puntos calientes en las partes más cercanas al conductor, es por ello que son punto crítico en las sobrecargas y fallas.

### 1.2.6 Aislamiento sólido

El aislamiento es una de las partes más importantes para el diseño del transformador ya que un fallo de éste lleva consigo uno de los problemas más grandes y más costosos que se pueden producir. Además, será el aislamiento un parámetro fundamental para determinar la cargabilidad de un transformador ya que en la medida en la que el aislamiento sea capaz de soportar temperaturas más altas sin degradarse, el grado de carga que podrá soportar el transformador aumentará. La influencia del aislamiento empleado también llegará hasta el diseño de partes activas como los arrollamientos o el núcleo de hierro pudiéndose ver reducidos el coste de éstos si se realiza una buena elección del aislamiento. Por lo tanto, un buen diseño del aislamiento sólido resultará fundamental para conseguir un transformador

---

<sup>7</sup> [http://www.perumarketplaces.com/ing/ficha\\_producto0.asp?Prod=14884&sector=7](http://www.perumarketplaces.com/ing/ficha_producto0.asp?Prod=14884&sector=7).

lo más compacto posible, además podrá permitir reducir ciertas dimensiones del transformador, factor muy importante teniendo en cuenta los aumentos de demanda y la necesidad de transformadores de gran potencia donde cualquier reducción de espacio puede ser altamente considerable.

El aislamiento sólido tendrá la función de aislar el bobinado de alta tensión del núcleo magnético y de aislar las capas de espiras entre sí (aislamiento entre espiras y capas y entre arrollamientos). Los materiales empleados en el aislamiento sólido del transformador son materiales celulósicos (y consecuentemente porosos) impregnados de aceite. Estas impregnaciones de aceite permitirán mejorar el comportamiento del aislante sobre todo en alta tensión donde sin estar impregnados se vería mermado bastante su comportamiento. Además, al impregnar de aceite el aislante celulósico se consigue aumentar la rigidez dieléctrica de este aislante, se mejora su estabilidad térmica y además se produce un efecto retardante en la absorción de la humedad (ya que los poros se encuentran ya impregnados).

Las características que deberá tener un material para cumplir con las funciones de aislamiento sólido son las siguientes:

- ✓ Alta rigidez dieléctrica
- ✓ Constante dieléctrica lo más cercana posible a la del aceite.
- ✓ Tangente de delta lo más baja posible (pérdidas dieléctricas bajas).

Existen varios materiales celulósicos empleados como aislante sólido del transformador, de ellos los más utilizados son el papel Kraft y el cartón prensado (o pressboard), pero también se utilizan en algunos casos otros materiales como la celulosa de algodón o la madera y también nos podemos encontrar con papeles para aplicaciones especiales (como, por ejemplo, el „papel crêped“, el papel altamente extensible, el papel térmicamente mejorado o el papel prensado 'Diamond dotted').

#### a. Papel Kraft

La constante dieléctrica del papel Kraft es de 4,4 mientras que la constante dieléctrica del aceite puede alcanzar valores en torno a 2, por lo que las constantes dieléctricas de ambos materiales no se encuentran demasiado alejadas.

En cuanto a la composición de este tipo de material aislante su fabricación es bastante similar a la del papel comercial (de uso común), encontrándose algunas diferencias relacionadas con el objetivo de evitar que queden en el papel residuos (principalmente

ácidos) que puedan provocar que el papel pierda propiedades dieléctricas, un ejemplo de estas modificaciones es cómo en la fabricación del papel Kraft no se utilizan productos para el blanqueamiento del mismo (práctica empleada en la fabricación de papel normal), ya que los compuestos que se emplean para tal efecto provocarían esa pérdida de propiedades dieléctricas. En la fabricación de este tipo de papel también es habitual realizarle tratamientos de compresión para obtener un papel prensado aumentando de este modo su densidad. Este tipo de papel Kraft presenta un mejor acabado superficial y una mayor resistencia mecánica.



Figura 6 Transformador con papel Kraft como aislamiento sólido <sup>8</sup>

#### b. Cartón prensado o pressboard

El cartón prensado es, principalmente, un conjunto de capas de papel que se unen en fases de la fabricación en las que el material aún está en estado húmedo, consiguiéndose un aislamiento con un grosor superior. Esta unión de diferentes capas se puede realizar de dos formas: sin utilizar ningún tipo de producto para facilitar la unión, o utilizando productos adhesivos (empleados cuando el grosor es grande). Se puede distinguir entre tres tipos de pressboard en función de una serie de parámetros relacionados con su fabricación y con diferentes características y acabado final:

- El primer tipo de cartón prensado es el *calandrado*. Este tipo de pressboard se fabrica mediante un primer proceso de prensado con un 55 % de humedad.

---

<sup>8</sup> <https://www.pinterest.com/pin/313070611573670428/>



Posteriormente se seca mediante tratamientos de calor hasta que se consigue un cartón con un 5% de humedad y con una densidad relativa de entre 0.90 y 1.00. Por último, se somete al cartón a un proceso de compresión en calandrias hasta que alcanza una densidad relativa de entre 1.15 y 1.30.

- El cartón prensado *moldeable* no es sometido a operaciones de prensado después del proceso de formación de éste. El resultado es un pressboard con un 5% de humedad y con una densidad relativa de 0.90 y destaca por su gran capacidad para absorber el aceite y por ser muy flexible para tomar determinadas formas en transformadores que requieren características especiales.
- El último tipo de pressboard es el cartón prensado *precomprimido*, en este tipo de cartón el proceso de secado y de prensado se realizan a la vez sobre unas prensas calientes. Este método de fabricación permite obtener un cartón prensado con una fuerte unión entre fibras lo que supone que el material resultante tenga una alta resistencia mecánica y sea muy estable, la densidad relativa de este tipo de pressboard es de 1.25. Destacará por mantener su forma durante su instalación en el transformador y por no variar ésta cuando el cartón prensado se vea sometido a esfuerzos térmicos. Este tipo de pressboard es el más empleado para la mayoría de casos gracias a una mayor estabilidad que los dos tipos anteriormente descritos. Este tipo de cartón es habitualmente empleado para soportar tanto un arrollamiento como el final de éste.

### c. Papeles aislantes para aplicaciones especiales

Los materiales aislantes que a continuación se describirán destacan por ofrecer una serie de características adaptadas a necesidades específicas de algunos tipos de transformadores. Como se citaba anteriormente, los tipos de papel para aplicaciones específicas que se van a tratar son el „papel crêped“, el papel altamente extensible, el papel térmicamente mejorado y el papel prensado 'Diamond dotted'. El „papel crêped“ y el papel altamente extensible destacan por su extensibilidad, que les permite adaptarse a diferentes formas que pueden ser necesarias que adopte el aislamiento con la diferencia de que el „papel crêped“ perderá la elasticidad con el tiempo y con la sucesión de esfuerzos mientras que el papel altamente extensible mantiene esa extensibilidad en el tiempo y unas mejores propiedades mecánicas. La principal aplicación del papel altamente extensible será la de aislar las trasposiciones de los arrollamientos. Otro tipo de papel para aplicaciones especiales es el papel térmicamente mejorado, que se diferenciará del papel Kraft en una serie de tratamientos durante su fabricación consistentes en la adición de estabilizadores

que permitirán que éste tenga una mayor estabilidad (gracias a una mejor unión de las cadenas de las moléculas de celulosa) a altas temperaturas y con ello una menor degradación térmica. Este tipo de papel permitirá un calentamiento mayor del punto más caliente del transformador, teniendo un envejecimiento “normal” y para valores de calentamiento que hacen que el papel Kraft tenga un envejecimiento “normal” el papel de calidad térmica envejecerá bastante menos. El último tipo de papel para aplicaciones específicas será el papel prensado 'Diamond dotted' que estará compuesto de papel Kraft recubierto de resina epoxi, la cual se aplica en ambos lados de papel y en forma de pequeños diamantes, este tipo de papel tiene una buena resistencia mecánica y se utiliza en forma de cilindro para ser colocado entre ambos arrollamientos.

#### d. Otros materiales

La madera es el material más empleado después del papel y el cartón prensado. Este tipo de aislamiento destaca por su alta densidad, su resistencia mecánica y su estabilidad. En su proceso de fabricación deberá ser sometida a operaciones de secado de modo que su grado de humedad no supere el 10%. En pequeños transformadores es comúnmente utilizado en el núcleo magnético mientras que en grandes transformadores puede sustituir al pressboard en la función de soporte del arrollamiento.

La celulosa de algodón fue un material muy empleado durante años para fabricar el aislamiento sólido conocido como „rag paper“, este tipo de aislante destaca por ofrecer una alta rigidez dieléctrica combinada con una buena resistencia mecánica. El principal problema de utilización de este aislamiento es el alto coste de su fabricación, resulta mucho más caro fabricar este tipo de papel que fabricar papel a partir de la madera (incluyendo el coste que supone el talado de árboles) además de ofrecer una peor capacidad de absorción del aceite, de ahí que este tipo de aislamiento no sea muy empleado.

Todos los materiales mencionados con anterioridad son materiales empleados en transformadores inmerso en aceite, es importante resaltar que este tipo de aislamientos no serán igualmente eficaces en transformadores en seco ya que el rendimiento de éstos baja significativamente si no están impregnados de aceite. Para el caso de transformadores en seco en la actualidad lo más habitual es el uso de resinas, aunque cabe destacar que años atrás el más empleado era un polímero orgánico conocido como NOMEX, destacable por soportar temperaturas que podían llegar a alcanzar los 220 °C.

### 1.2.7 Aislamiento líquido: el aceite mineral aislante

El aceite mineral aislante jugará un papel básico en los transformadores de potencia inmersos en él ya que cumplirá tres funciones fundamentales:

- a. *Aislamiento líquido*: cumplirá la función de aislar eléctricamente dos zonas que se encuentran a tensiones bien distintas, como es el caso de los arrollamientos. Además, como se explicaba en el apartado anterior, el aceite impregnará al aislamiento celulósico con el objetivo de mejorar sus propiedades como aislante. Las características que hacen del aceite mineral un buen aislante para los transformadores de potencia son las siguientes:
  - ✓ Tensión de ruptura dieléctrica alta: puede llegar a los 330 kV/cm cuando el aceite es nuevo. Será un parámetro fundamental ya que muestra la capacidad que tiene el aislamiento para aislar una diferencia de tensión a una determinada distancia
  - ✓ Pérdidas dieléctricas muy bajas: con una tangente de delta inferior al 1%.
  - ✓ Volatilidad baja: se trata de una propiedad muy importante porque refleja la tendencia que tendrá el aceite de captar impurezas, es importante que un aislante sea poco volátil ya que las impurezas pueden ocasionar reducciones importantes de la rigidez dieléctrica a la vez que pueden provocar una aceleración de su envejecimiento.
  
- b. *Refrigerante*: el aceite mineral jugará un papel fundamental en la refrigeración del transformador ya que absorberá una gran cantidad del calor que se genere en los arrollamientos. Las cualidades que hacen que el aceite tenga un buen comportamiento como refrigerante se enumeran a continuación:
  - ✓ Alta conductividad térmica: condición que permitirá la transmisión del calor por el aceite y que acelerará la evacuación de éste.
  - ✓ Viscosidad baja: la evacuación del calor por convección es la forma de transmisión de éste que resulta más determinante para refrigerar los arrollamientos y el núcleo del transformador, una viscosidad baja será básica para facilitar la convección ya que el aceite circulará con una mayor facilidad. Además, muchos transformadores están dotados de motobombas para forzar la circulación del aceite, a medida que la viscosidad del aceite sea

menor se necesitarán motobombas con menor potencia, por lo que en este sentido también resultará un factor importante.

- ✓ Calor específico elevado: propiedad que favorecerá la captación del calor existente en los arrollamientos y en el hierro.
  - ✓ Punto de congelación bajo: lo que será fundamental en circunstancias en las que la temperatura ambiente sea muy fría. Un aceite en estado semi-sólido ve reducida considerablemente su viscosidad y su capacidad de refrigerar pasa a ser prácticamente nula.
  - ✓ Punto de inflamación alto: lo que hace que sea menor el riesgo de incendio que con otros compuestos.
- c. Indicador del estado del transformador: mediante análisis de los gases disueltos en el aceite se puede determinar el estado de éste y de esa forma será posible detectar algunas averías del transformador. Será fundamental, por lo tanto, para el mantenimiento del transformador realizar análisis periódicos del aceite tanto para vigilar el estado de éste como para analizar y detectar averías en el resto de elementos del transformador.

Para el correcto funcionamiento del transformador será necesario un buen estado del aceite ya que si está degradado puede ver mermadas considerablemente sus propiedades como aislante y refrigerante. Los principales factores que provocan la degradación del aceite son los siguientes:

- ✓ La presencia de oxígeno en la cuba que provoca la oxidación del aceite y con ello que éste pierda sus propiedades aislantes y refrigerantes.
- ✓ Las altas temperaturas que tiene que soportar favorecen la oxidación.
- ✓ La humedad resultará también perjudicial para el aceite. El agua, además de contener oxígeno favoreciendo la oxidación, provoca una disminución de la rigidez dieléctrica del aceite perjudicando este hecho gravemente la capacidad de éste como aislante. Si la proporción de agua es superior a 20 ppm habrá que tratar el aceite para eliminar esta cantidad de agua o incluso cambiarlo.

- ✓ El arco eléctrico provocará aumentos en la temperatura del aceite con los efectos que ello puede causar.
- ✓ La presencia de impurezas en el aceite también será para éste perjudicial, causando efectos como la aceleración de su envejecimiento o la disminución de su rigidez dieléctrica.

Para tener controlado el estado del aceite y comprobar que no existen averías en el transformador, será necesario realizarle análisis periódicos. Cada cierto espacio de tiempo se deberá tomar muestras del aceite del transformador y se realizarán análisis de color, de índice de neutralización, de tensión de ruptura dieléctrica de la tangente de delta y de gases (mediante el cual se podrán detectar claramente las averías).

El aceite se encontrará en el interior de un depósito que recibirá el nombre de cuba, en el interior de la cuba se alojarán, además, todas las partes activas del transformador (núcleo, devanados, aislamiento...). Por lo tanto, la función de la cuba será tanto la ejercer de depósito del aceite como de proteger del exterior todas las partes activas del transformador por ello se fabricará a partir de láminas de acero soldadas que la dotarán de la robustez necesaria.

### **1.2.8 Sistemas de refrigeración**

El calor provocado por las pérdidas producidas tanto en los arrollamientos como en el núcleo de hierro provocará aumentos de temperatura que pueden ocasionar daños a elementos del transformador especialmente vulnerables a los esfuerzos térmicos como es el caso del aislamiento celulósico, que sufrirá envejecimientos importantes si se sobrepasa su temperatura de trabajo nominal. Por lo tanto, resultará indispensable evacuar eficientemente ese calor generado por las pérdidas, para lo que el transformador deberá estar dotado de un sistema de refrigeración adaptado a las necesidades de carga que deba cubrir.

La función de los sistemas de refrigeración es la de disipar este calor y mantener la de temperatura normal de operación en un valor menor de 95°C para un aislamiento clase 55°C (55°C en los devanados + 40°C de la temperatura ambiente) y 110°C para un aislamiento clase 65 °C (65°C en los devanados + 40°C de la temperatura ambiente).

En transformadores de potencia, el calor es generado por el núcleo y las bobinas, este calor es transmitido por conducción al medio enfriador, generalmente aire, a través del aceite interno de la cuba a los intercambiadores de calor montados en la parte exterior de la cuba.

Los tipos de enfriamiento según la norma IEC 60076-7 son los siguientes:

<b>TIPO DE ENFRIAMIENTO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<i>OA (ONAN)</i>	aceite y aire circulando por convección natural
<i>FA (ONAF)</i>	aceite circulando por convección natural y aire forzado con motoventiladores
<i>FOA (OFAF)</i>	aceite circulando forzado, usando motobombas y aire forzado con motobombas
<i>OW (ONWF)</i>	aceite circulando por convección natural y agua circulando forzada, usando motobombas
<i>FOW (OFWF)</i>	aceite y agua circulando forzados, usando motobombas.

Tabla 1 Tipos de Enfriamiento para transformadores de potencia.

### 1.2.9 Placas de características

El transformador deberá estar provisto de una placa de material resistente a la intemperie, instalado en un lugar visible, mostrando los elementos correspondientes que se indican a continuación. Las entradas en la placa se marcarán de forma indeleble.

- a)** Tipo de transformador (por ejemplo, transformadores, auto-transformador, transformador elevador, etc.).
- b)** Número de la norma utilizada para el diseño del transformador.
- c)** Nombre del fabricante.
- d)** El número de serie del fabricante.
- e)** Año de fabricación.
- f)** Número de fases.

- g)** Potencia nominal (en KVA o MVA). (Para los transformadores multi-bobina, la potencia nominal de cada devanado se debe dar. Las combinaciones de carga también deben ser indicadas a menos que la potencia nominal de una de las bobinas es la suma de las potencias nominales de los otros devanados.)
- h)** Frecuencia nominal (en Hz).
- i)** Tensiones nominales (en V o kV) y rango de derivación.
- j)** Corrientes nominales (en A o kA).
- k)** Símbolo de la conexión.
- l)** la impedancia de cortocircuito, el valor medido en porcentaje. Para transformadores sinusos múltiples, varias impedancias para diferentes combinaciones de dos devanados deben ser dada con los respectivos valores de potencia de referencia.
- m)** Tipo de refrigeración. (Si el transformador tiene varios métodos de enfriamiento asignados, los respectivos valores de potencia pueden ser expresados como porcentajes de potencia nominal, por ejemplo, ONAN / ONAF 70/100%.)
- n)** Masa total.
- o)** Masa de aceite aislante.

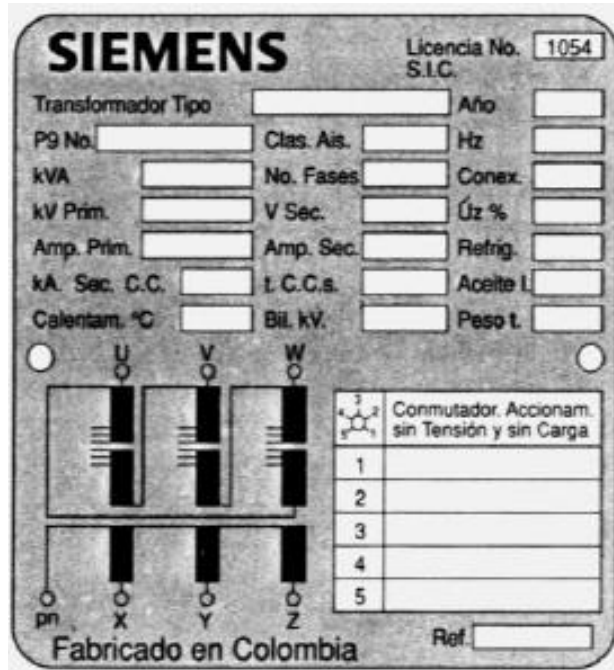


Figura 7 Placa característica de un transformador de potencia <sup>9</sup>

Los equipos auxiliares del transformador también llevan placas con identificación y características propias de acuerdo a las normas de dichos equipos (cambiador de taps, transformadores de corriente, equipos especiales de refrigeración).

Las magnitudes de la placa característica que son útiles para realizar cálculos o para dimensionar la capacidad de carga máxima del transformador son las que se muestran en la tabla 1.

Magnitudes	Relación con sobrecargas
<b>Potencia nominal</b> <b>Corriente nominal</b> <b>Sistema de refrigeración</b>	Necesaria para determinar el factor de carga y cargabilidad del transformador.
<b>Tensiones nominales</b>	Necesaria para determinar el grado de envejecimiento de los aislamientos.
<b>Masa total</b> <b>Masa del aceite</b>	Necesaria para determinar el cálculo de constantes térmicas.

Tabla 2 Magnitudes relacionadas con la sobrecarga <sup>10</sup>

<sup>9</sup> <http://www.egroups.com/Transformador%20de%20Potencia/Transformadores%20de%20Potencia.ppt>

<sup>10</sup> Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, pág. 26



# *CAPITULO II*

## CAPITULO 2: CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

### 2.1 Categoría de transformadores según su perfil de carga

Las normas ANSI vigentes relacionadas con transformadores los han clasificado en categorías según su capacidad en KVA, siendo las siguientes:

Categoría	Monofásico	Trifásico
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5000
III	1668 a 10000	5001 a 30000
IV	Más de 10000	Más de 30000

Tabla 3 Categoría de transformadores norma ANSI <sup>11</sup>

### 2.2 Regímenes de carga según norma IEC 60076-7

El ciclo de carga es la variación de carga demanda de un transformador respecto del tiempo. Los transformadores operan generalmente con un ciclo de carga que se repite cada 24 horas. Conociendo el ciclo se puede calcular el grado de envejecimiento que puede tener un transformador.

- **Régimen de carga cíclica normal:** es aquél donde el envejecimiento térmico medio en todo el ciclo no ha superado el valor de envejecimiento normal de referencia.
- **Régimen de sobrecarga de emergencia de larga duración:** este tipo de sobrecarga resulta de la indisponibilidad de uno o varios elementos del sistema, por un período mayor de 30 minutos, que pueden deberse a desconexiones planificadas o averías de larga duración.

La sobrecarga del transformador por ser de larga duración y en algunos casos la duración indeterminada, daña los aislamientos del transformador. En este caso hay que estimar los tiempos de sobrecarga en la medida de lo posible y considerar el riesgo de llevar al transformador a los límites estipulados en la norma IEC 60076-7 a efectos de costos.

<sup>11</sup> IEEE std C57.12 – 2000, sección 7.1.2

- **Régimen de sobrecarga de emergencia de corta duración:** tipo de carga excepcionalmente alta, de naturaleza transitoria, con una duración menor de 30 minutos, debida a acontecimientos poco probables que suponen una seria perturbación para el sistema.

En estos casos suelen darse por problemas transitorios de estabilidad del sistema, caídas de tensión en algún punto del sistema, desestabilización de la frecuencia del sistema, etc.

Un aspecto muy importante en el análisis de la capacidad de carga de un transformador de potencia, es el límite de carga que van directamente ligados a las temperaturas máximas admisibles de los materiales.

La publicación IEC 60076-7 “Guía de Carga para Transformadores sumergidos en Aceite”. Presenta los algoritmos para construir las curvas del punto caliente para los transformadores contruidos de acuerdo a IEC-60076.

La norma establece los valores que pueden superar los establecidos en la placa, utilizando la tabla 3.

<b>Tipos de carga</b>	<b>Transformadores de distribución</b>	<b>Transformadores de mediana potencia</b>	<b>Transformadores de gran potencia</b>
<i>Ciclo normal de carga</i>			
Corriente [p.u.]	1.5	1.5	1.3
Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulósita [°C]	120	120	120
Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite) [°C]	105	105	105
Temperatura máxima del aceite [°C]	105	105	105
<i>Sobre carga de emergencia de larga duración</i>			
Corriente [p.u.]	1.8	1.5	1.3
Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulósita [°C]	140	140	140

Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite) [°C]	160	160	160
Temperatura máxima del aceite [°C]	115	115	115
<i>Sobrecarga de emergencia de corta duración</i>			
Corriente [p.u.]	2	1.8	1.5
Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulósita [°C]	*	160	160
Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite) [°C]	*	180	180
Temperatura máxima del aceite [°C]	*	115	115

Tabla 4 Corriente y temperatura límite aplicable a sobrecargas de transformadores según norma IEC 60076-7<sup>12</sup>

**NOTA:** Los límites de corriente y temperatura no tienen por qué ser válidos simultáneamente. La corriente puede estar limitada a un valor menor mostrado a fin de reunir una condición en la limitación de temperatura. En cambio, la temperatura puede estar limitada a un valor menor que el mostrado a fin de encontrar una condición en la limitación de corriente.

\* Riesgos a la aislación por formación de burbujas si se exceden los 140°C.

Es de hacer notar que la temperatura de punto caliente está referida a las partes metálicas que están en contacto con la celulosa. También se señala que sólo para casos muy extremos se acepta superar los 130°C, llegando a 160° C para los transformadores de gran potencia.

Se recomienda no operar los bobinados a temperaturas superiores a 135 °C durante sobrecargas, pues corre riesgo de llegar al límite establecido para la corrosión por azufre en los aceites. La liberación de productos compuestos de azufre dentro del transformador ocasiona problemas irreversibles para la vida del mismo.

<sup>12</sup> Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, pág. 27

## 2.3 Regímenes de carga según norma STD. IEEE C57.91

La norma STD. IEEE C57.91 define los siguientes tipos de carga:

- a) *Carga con base en sobrecargas de corta duración sin afectar la vida esperada normal del transformador.*

Los transformadores pueden operarse por encima de 110°C, promedio de temperatura del punto más caliente, durante cortos períodos o durante períodos más largos con temperaturas inferiores a 110°C, debido a que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo. Las cargas sugeridas para la vida normal esperada están dadas en las tablas de la norma ANSI/IEEE C57.91 – 1981, basadas en una vida mínima de 20 años con una temperatura continua del punto más caliente de 110°C. La determinación del porcentaje de pérdida de vida está basada en ciclos de carga de 24 horas y una mínima duración de vida de 20 años. Las máximas pérdidas de vida son de 0.0137% día.

La característica de soporte de sobrecarga está dada por los siguientes puntos, asumiendo una temperatura ambiente de 20°C y una precarga precedente igual al 90%, como se indica en la tabla 4 de la norma ANSI/IEEE C57.91 – 1981.

Tiempo [segundos]	Veces de la corriente nominal
<b>3600</b>	2.02
<b>7200</b>	1.74
<b>14400</b>	1.5
<b>28800</b>	1.33
<b>86400</b>	1.16

Tabla 5 Tabla ANSI/IEEE C57.91 – 1981<sup>13</sup>

La temperatura de los 110 °C en los puntos más calientes está basada en un calentamiento de 80 °C en el punto más caliente sumada a la temperatura ambiente promedio estándar de 40 °C.

<sup>13</sup> Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, pág. 30

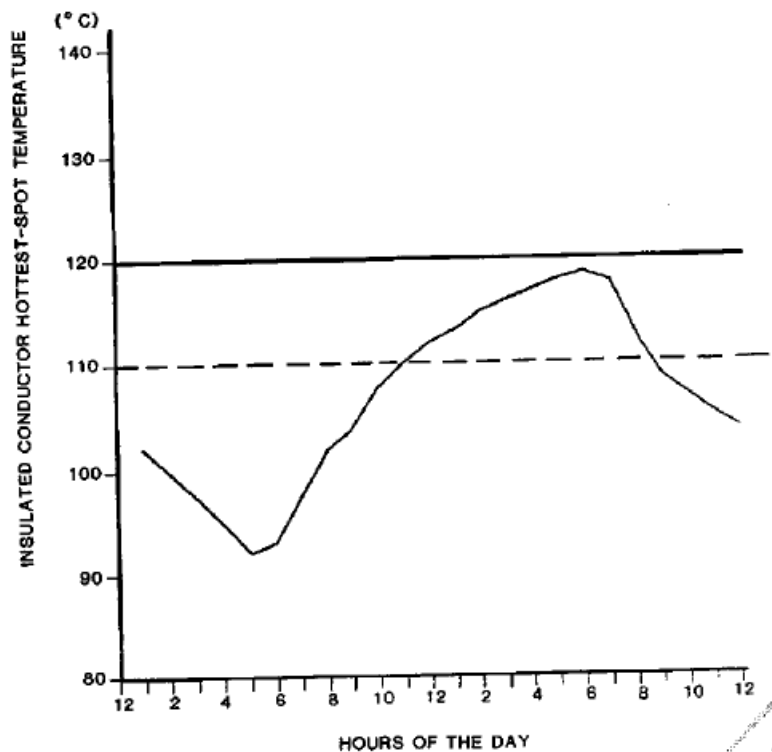


Figura 8 Gráfica con expectativa de vida normal<sup>14</sup>

b) *Carga de corta duración con sacrificio moderado de la vida esperada*

La carga planificada por encima de la carga nominal da como resultado que la temperatura de los conductores en los puntos más calientes, o la temperatura de la capa superior del aceite excedan las temperaturas sugeridas en la tabla 3 para cargas con expectativa de vida normal, y el usuario las acepta como una carga normal, planificada repetitiva.

	Carga con expectativa de vida normal	Carga planificada por encima de la carga	Sobrecarga de emergencia de larga duración	Sobrecarga de emergencia de corta duración
Temperatura del punto más caliente del conductor [°C]	120	130	140	180
Temperatura del punto más caliente de otras partes metálicas en contacto y en no contacto con el aislamiento [°C]	140	150	160	200

<sup>14</sup> IEEE Guide for loading Mineral Oil – Immersed Transformers, pag. 57

Temperatura de la capa superior [°C]	105	110	110	110
--------------------------------------	-----	-----	-----	-----

Tabla 6 Temperaturas límites aplicables a sobrecargas de transformadores de potencia IEEE C57.91

La carga planificada por encima de la carga nominal está determinada por la condición, en que un transformador es cargado de tal forma, que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de 120 °C y 130 °C.

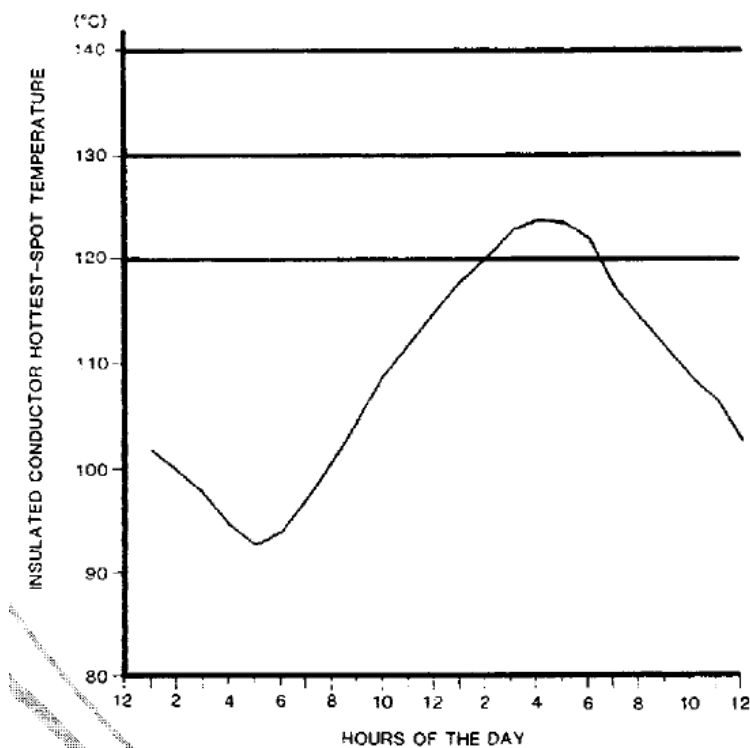


Figura 9 Grafica de carga por encima de la carga nominal<sup>15</sup>

El tiempo en que un transformador opera dentro del rango de 120° C y 130° C tiene que determinarse a partir de los cálculos de pérdida de vida del aislamiento, teniendo en cuenta el ciclo específico de carga. Las características de este tipo de carga son fallas no sistemáticas, incidencias regulares y comparativamente frecuentes y la expectativa de vida es menor, que en el caso de la carga nominal.

Cuando el efecto de envejecimiento de un ciclo de carga o el efecto de envejecimiento acumulativo de un número de ciclos de carga es mayor, que el efecto de envejecimiento de la operación continua con carga nominal sobre un periodo dado, el aislamiento se deteriora a una velocidad mayor que la normal, siendo esta una función del tiempo y de la temperatura expresada comúnmente como un porcentaje de pérdida de vida.

<sup>15</sup> IEEE Guide for loading Mineral Oil – Immersed Transformers, pag. 57

Se considera razonable una pérdida promedio de vida adicional de 1% por año ó 5% en una operación de emergencia.

*c) Carga de emergencia de corta duración*

Ésta es una carga excepcionalmente grande originada por uno o varios acontecimientos improbables que perturban seriamente la carga normal de la red y causa que la temperatura en los puntos más calientes de los conductores o la temperatura del aceite superior, exceda los límites de temperatura sugeridos para cargas planificadas por encima de la carga nominal. Una carga de emergencia de corta duración está determinada por una condición de carga, en el cual el transformador es cargado de tal forma, que su temperatura en los puntos más calientes sea de hasta 180 °C durante un breve tiempo.

En la tabla 5 se presenta las temperaturas sugeridas por la norma IEEE para el punto más caliente. La temperatura del aceite superior no tiene que exceder los 110 °C. Se espera que este tipo de carga, con mayor riesgo, ocurra con poca frecuencia, uno o dos acontecimientos en la vida normal del transformador. El riesgo es mayor que en el caso de carga de emergencia de larga duración. La aceptación de estas condiciones por poco tiempo puede ser preferible a otras alternativas. Hay que realizar cálculos para determinar si la pérdida de vida del aislamiento durante la emergencia de corta duración es aceptable para el ciclo específico de carga.



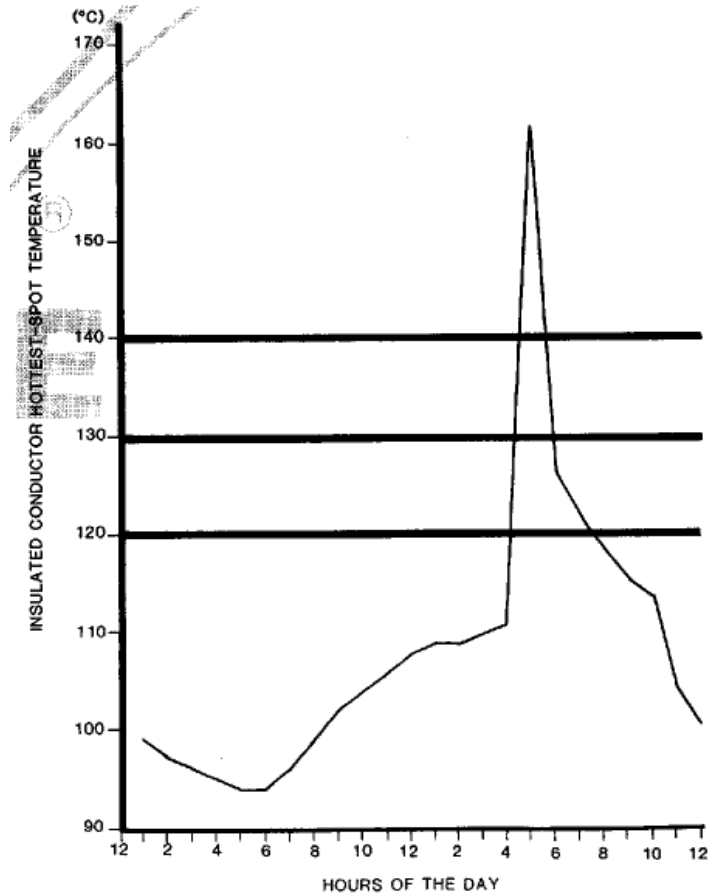


Figura 10 Grafica de carga de emergencia de corta duración <sup>16</sup>

d) *Carga de emergencia de larga duración*

Esta carga es el resultado de tener fuera de servicio prolongado algún elemento de la red y causa que la temperatura en los puntos más calientes de los conductores o la temperatura del aceite superior excedan la temperatura sugerida para una carga planificada por encima de la carga nominal. Es deseable que este tipo de carga sea poco frecuente en la vida del transformador, de dos a cinco veces. Cada acontecimiento puede durar varios meses, y el riesgo es mayor que en el caso de carga planificada por encima de la carga nominal. Se puede aplicar cargas de emergencia por largo tiempo en transformadores que llevan cargas continuas estables, pero se debe determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable. La temperatura máxima del aceite no debe exceder los 110 °C.

La carga de emergencia de larga duración está determinada por la condición, en que un transformador de potencia es cargado de tal forma, que su temperatura en los puntos más calientes, quede dentro del rango de 120 °C y 140 °C.

<sup>16</sup> IEEE Guide for loading Mineral Oil – Immersed Transformers, pag. 57

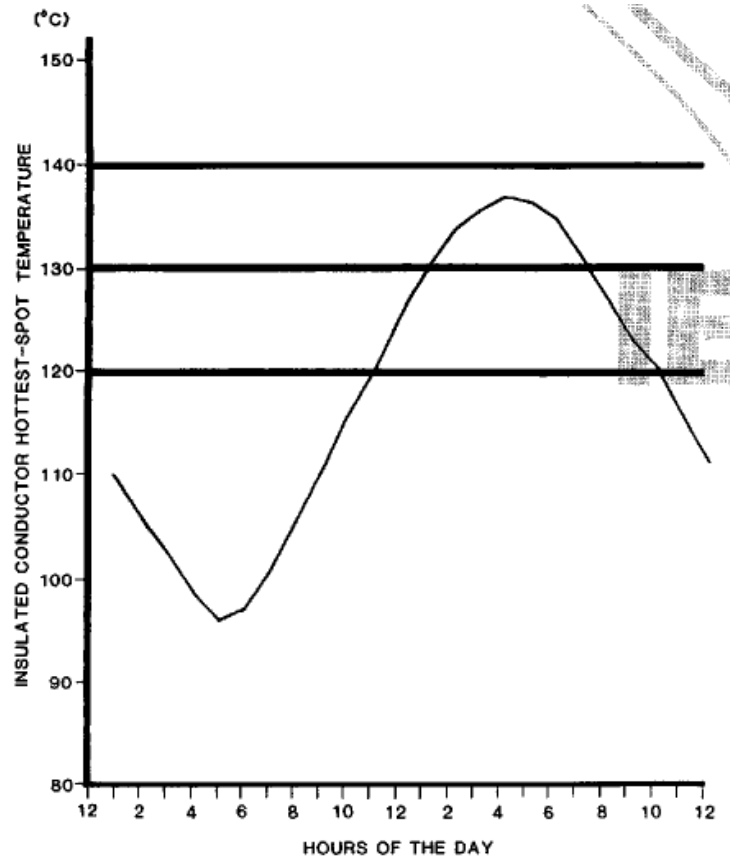


Figura 11 Grafica de carga de emergencia de larga duración <sup>17</sup>

<sup>17</sup> IEEE C57.91 – 1995,  
Guide for loading Mineral Oil – Immersed Transformers, pag. 57

# *CAPITULO III*

## CAPITULO 3: EFECTOS DE SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES

### 3.1 Temperaturas internas del transformador

La figura 12 muestra el corte de un transformador; permite ubicar donde se produce el calor y cómo se transmite al medio externo, en rigor el transformador es un cuerpo heterogéneo, que está lejos de tener una distribución uniforme de temperaturas.

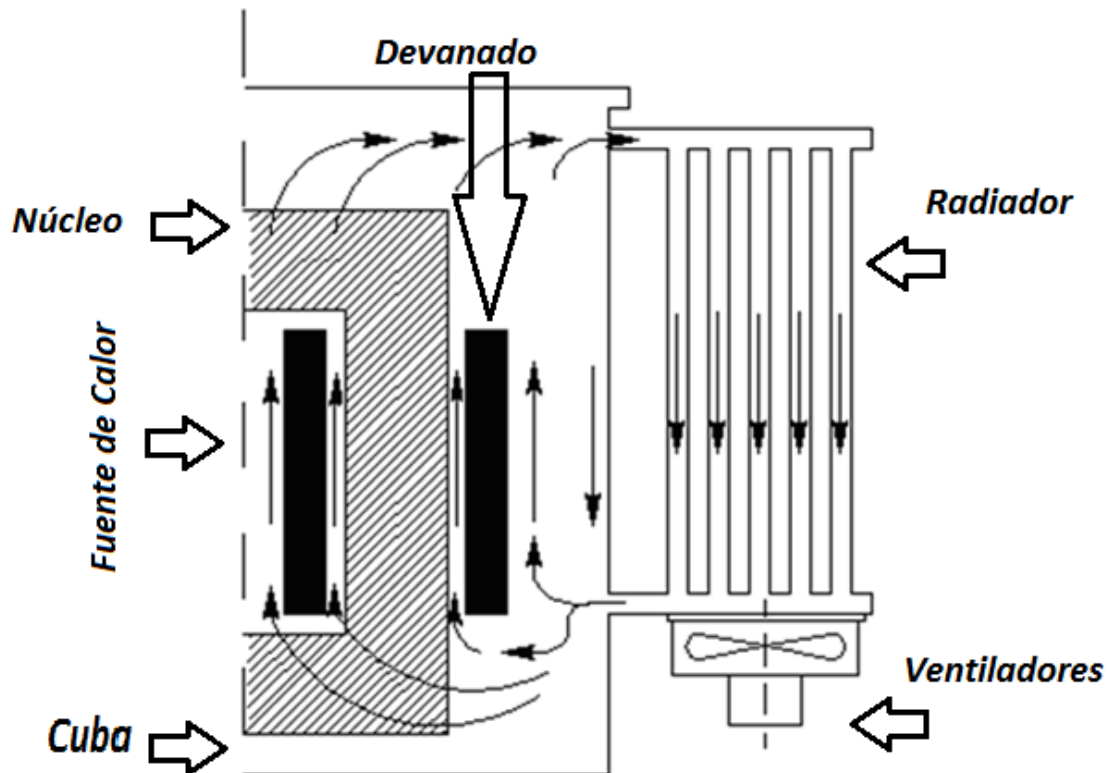


Figura 12 Esquema de ventilación forzada y circulación natural del aceite <sup>18</sup>

El calor producido por pérdidas en los materiales activos (núcleo magnético y devanados) y pérdidas adicionales, siempre presentes inicialmente, se acumula en las masas de los materiales del transformador, una vez alcanzado el estado de régimen debe ser totalmente disipado al ambiente en el que se encuentra la máquina a través de medios que transportan el calor; las partes en las que se producen pérdidas alcanzan, entonces, cierta sobretemperatura (elevación de temperatura por encima de la temperatura de referencia, respecto del ambiente y del fluido de refrigeración).

<sup>18</sup> Calentamiento de los transformadores – <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/...ppt/Cap9.pps>

a) *Fuente de calor*

El calor es producido principalmente por pérdidas y están localizados en:

- **Núcleo:** en este elemento, las pérdidas son producidas por el efecto de histéresis y las corrientes circulantes (fugas). En las laminaciones, estas pérdidas son dependientes de la inducción, es decir, que afecta indirectamente al voltaje de operación.
- **Devanados:** pérdidas presentes en los devanados se deben principalmente al efecto Joule y en menor medida a la corriente de Foucault. Éstas dependen de la carga en el transformador.

b) *Refrigeración*

El calor producido por pérdidas en el transformador, afecta la vida de su aislante. Por esta razón es importante que el calor producido se disipe de manera que se mantenga dentro de los límites tolerables por los distintos tipos de aislamientos. Esta disipación se logra a través de la transmisión de calor, por radiación y por convección del aceite dieléctrico.

La temperatura del aceite aumenta de abajo hacia arriba, esto implica que para el aceite encontramos una temperatura máxima en la zona próxima a la parte superior de la cuba y una temperatura mínima en la parte inferior. El devanado que se encuentra sumergido en el aceite, presenta un punto de máxima temperatura, que se denomina punto o zona caliente. Cuando se hace la medición de temperatura de un arrollamiento de acuerdo con los métodos propuestos por las normas (variación de resistencia) se determina finalmente un valor medio de la temperatura respecto del ambiente.

La figura 13 muestra cómo varía la temperatura en la superficie de los órganos de refrigeración, también se observa cómo varía la temperatura en el eje interno del órgano de refrigeración y en el eje interno de la cuba. El calor fluye del arrollamiento hacia el exterior, y debido a la forma y dimensiones podemos considerar que la transmisión de calor se hace en sentido radial, y se pueden establecer las siguientes temperaturas:

- ✓ Temperatura máxima de la bobina (punto o zona caliente)
- ✓ Temperatura media de la bobina
- ✓ Temperatura media de la superficie de la bobina

- ✓ Temperatura máxima del aceite
- ✓ Temperatura media del aceite dentro de la cuba
- ✓ Temperatura media de la superficie de los órganos de refrigeración
- ✓ Temperatura ambiente

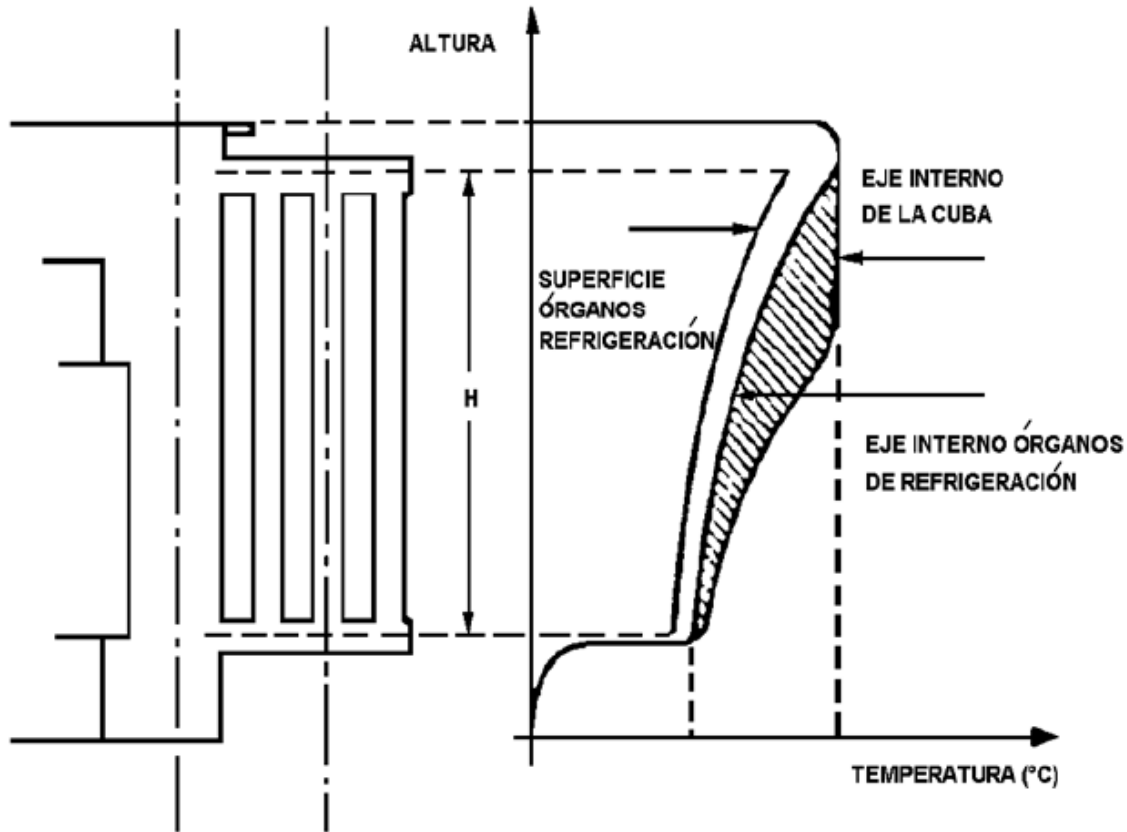


Figura 13 Variación de temperatura en la superficie de los órganos de refrigeración <sup>19</sup>

### 3.1.1 Modelo de distribución de temperaturas

Para el análisis de la problemática del comportamiento térmico durante la operación de los transformadores, es de importancia conocer el mismo desde el interior de la unidad, para ello, se recurre al diagrama térmico figura 14. Para la construcción de este diagrama, de utilidad para visualizar los valores de temperatura que se alcanzan en el transformador, se debe recurrir a varios datos que el diseñador ha determinado, en función de las especificaciones técnicas requeridas por el operador de la máquina.

De no contar con estos datos se debe recurrir al ensayo de calentamiento de donde se obtendrán algunos de los valores como son las temperaturas del aceite A, B, C y D, además del valor de la temperatura media del bobinado Q.

<sup>19</sup> Calentamiento de los transformadores – <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/...ppt/Cap9.pps>

El valor P temperatura de punto caliente de bobinado y su factor H es el resultado del cálculo y es importante su determinación. El factor de punto caliente “H” (*hot-spot*) se encuentra entre 1.1 a 2.1 dependiendo del tamaño y de su impedancia de cortocircuito, 1,3 es un buen valor para transformadores medianos, este valor se obtiene del ensayo de calentamiento, y de los datos del diseño.

Para transformadores en aceite se basan en los siguientes enunciados:

- a) La temperatura del aceite se incrementa linealmente desde la parte inferior a la superior, para cualquier tipo de refrigeración, debido a la forma como circula el fluido refrigerante;
- b) La elevación de temperatura de los arrollamientos respecto del aceite independientemente de su posición es constante. Esto implica que la velocidad del fluido de refrigeración y el aporte de calor por unidad de longitud del canal son constantes;
- c) La elevación de temperatura del punto caliente es más alta que la elevación de temperatura del devanado en su parte superior.

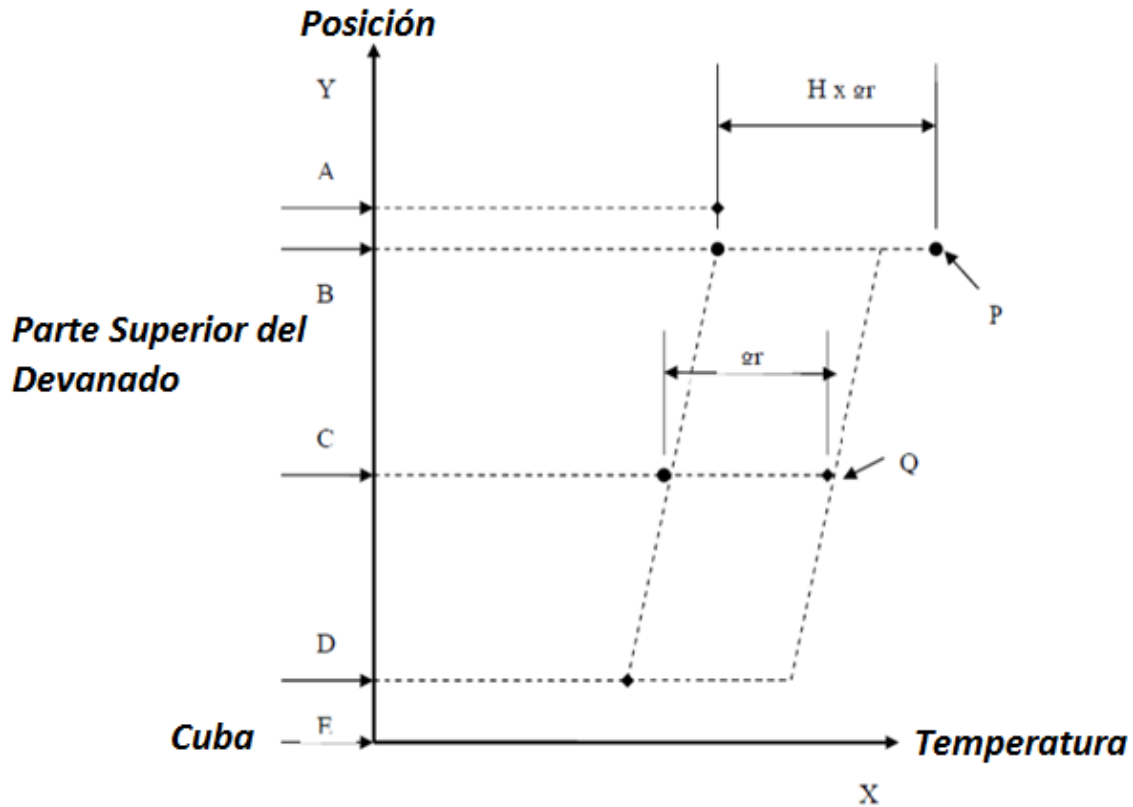


Figura 14 Diagrama térmico de temperaturas internas del transformador y el arrollamiento según IEC 60076-7<sup>20</sup>

Donde:

A: temperatura superior del aceite como promedio de temperatura aceite de salida de la caba

B: temperatura media del aceite superior de caba en bobina superior (similar a A)

C: temperatura de aceite en el medio de la caba

D: temperatura de aceite inferior en caba

E: piso de caba

gr: gradiente térmico a corriente nominal entre temperatura media de bobinado y media de aceite

<sup>20</sup> Francisco José Yebenes Cabreja, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, pág. 71



H: factor de *hot-spot*. (punto caliente)

P: temperatura de *hot-spot*

Q: temperatura media de bobinado medida por resistencia (ensayo de calentamiento)

X-eje: temperaturas

Y-eje: posiciones relativas

### 3.1.2 Ciclo de vida del transformador

La capacidad de soportar esfuerzos mecánicos, dieléctricos y térmicos, de un transformador decrece con el tiempo en relación al envejecimiento del aislamiento.

Instalado el transformador cuenta con un esfuerzo inherente para soportar fallas de corto circuito, sobre-voltajes, y otros eventos transitorios. Este nivel de soporte es significativamente alto en comparación con el diseño promedio y los niveles de esfuerzo de operación. Esta alta capacidad para soportar esfuerzos permite al transformador operar a través de eventos de falla (corto circuito, rayos, sobrecarga, etc.) sin presentar daños. A medida que el transformador envejece, debido a fallas que ocasionan altas fuerzas de compresión radiales; la pérdida de vida normal de los aislamientos, la capacidad para soportar esfuerzos, se incrementan gradualmente.

Un mecanismo típico de falla es el envejecimiento del sistema de aislamiento, provocando reducción en el esfuerzo mecánico del aislamiento del conductor. Este aislamiento se debilita hasta un punto donde puede presentar daño mecánico durante una falla y, consecuentemente, el movimiento de la bobina. El daño en el aislamiento entre espiras, causa una falla dieléctrica en los devanados. Otro tipo de falla puede incluir aflojamiento de la presión de soporte de la bobina, reduciendo la habilidad del transformador para soportar las fuerzas de corto circuito, sin deformación de los devanados. Las fuerzas de corto circuito se presentan con magnitudes, axiales y radiales, de miles de kilogramos.

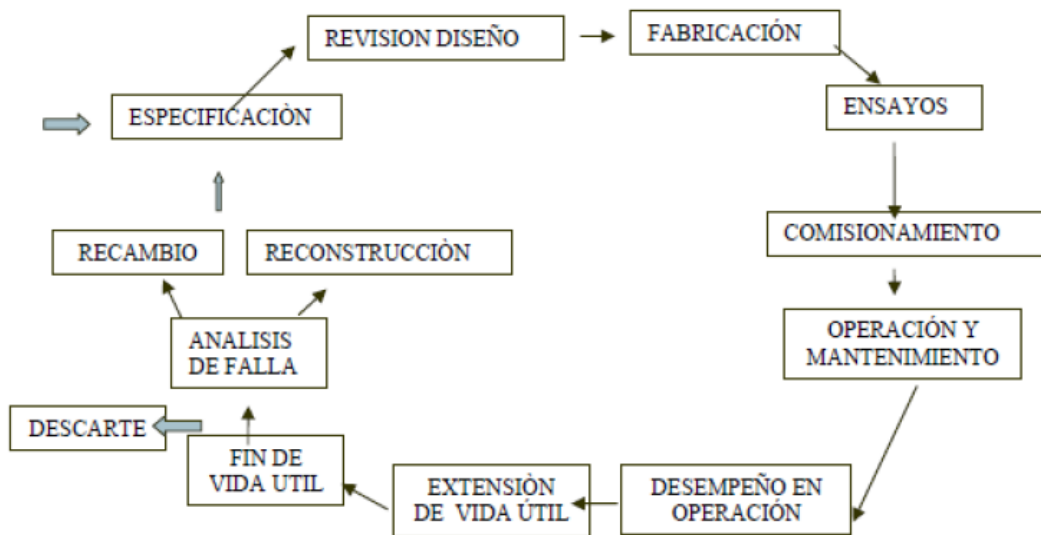


Figura 15 Ciclo de vida de los transformadores <sup>21</sup>

### 3.2 Efectos de sobrecargas

Sobrecargas que tienen lugar durante la operación, producen acortamiento de la vida útil de la máquina por la elevación de temperaturas que aceleran su envejecimiento. A continuación, se enumeran áreas de riesgo que se deben tomar en consideración cuando se carga grandes transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa.

- a) La creación y propagación de gas libre proveniente del aislamiento de las bobinas y de los conductores terminales o aislados calentados por la carga y por corrientes parásitas pueden poner en peligro la integridad dieléctrica;
- b) La operación a alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica, tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son preocupantes durante los períodos de falla cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos;
- c) La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que pueden contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas;

<sup>21</sup> Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 7.

- d) La presión acumulada en los bushing, para corrientes por encima del nivel especificado, pueden dar como resultado el filtrado o goteo en empaquetaduras, pérdida de aceite y, finalmente, una falla dieléctrica;
- e) Un incremento de la resistencia de contactos en los cambiadores de taps, da como resultado la acumulación de productos de la descomposición del aceite en una región de alta temperatura localizada en el punto de contacto cuando el cambiador de derivaciones es sobrecargado. En caso extremo, esto da como resultado una condición de embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una formación violenta de gas;
- f) El equipo auxiliar interno dentro del transformador (reactores y transformadores de medida), pueden estar expuestos a los riesgos identificados anteriormente;
- g) Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 45 °C de temperatura ambiente), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y dar como resultado una presión que active el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede crear problemas en el sistema de conservación de este fluido y exponer partes eléctricas durante el enfriamiento.

### 3.2.1 Efectos de sobrecargas elevadas de corta duración

Cargas elevadas de corto tiempo, según las condiciones de servicio, elevan o incrementan los riesgos. La duración permisible de esta sobrecarga debe ser menor que la constante de tiempo del transformador, y depende de la temperatura previa a la sobrecarga, no debe superar la media hora.

- a) El mayor riesgo es la falla por reducción de la rigidez dieléctrica por presencia de burbujas de gas en zonas de elevado campo eléctrico (devanados y conexiones), en especial si se supera los 140°C de temperatura y contenido de humedad arriba de 2%. Esta temperatura disminuye con el aumento de la concentración de humedad;
- b) Burbujas de gas se producen en el aceite, en aislamiento sólido y en superficies de partes metálicas calentadas (no debe excederse de una temperatura 180° C para evitar riesgo de vaporización e incendio) por flujo de dispersión y que por super-saturación del aceite se forman en zonas de bajo campo eléctrico y se desplazan a zonas de mayor campo eléctrico;

- c) Deterioros temporales de las propiedades mecánicas a alta temperatura, reducen la capacidad de soportar cortos circuitos. Fallas en aisladores de taps, se producen al superarse los 140° C;
- d) La expansión del aceite produce sobreflujo en el tanque de expansión;
- e) La apertura de elevada corriente es peligrosa para el cambiador de taps.

Los riesgos a corto plazo normalmente desaparecen después de reducir la carga a un nivel normal. Es preciso analizar el envejecimiento que ha tenido lugar durante todo el tiempo de sobrecarga y realizar una evaluación del envejecimiento acumulado durante el ciclo de carga, teniendo en cuenta el envejecimiento prematuro durante la sobrecarga.

### **3.2.2 Efectos de sobrecargas de larga duración**

Sobrecargas de larga duración son consideradas anormales y su ocurrencia se puede esperar. Pueden durar varias semanas o meses y llevan a envejecimiento del aislamiento.

- a) Deterioro o destrucción de las propiedades mecánicas de la aislación del conductor;
- b) Otras partes de la aislación, en particular, las que soportan los esfuerzos axiales del block de bobinas, se deterioran a elevadas temperaturas;
- c) Las resistencias de contacto de los cambiadores de taps se deterioran a elevadas corrientes;
- d) Las juntas de los materiales del transformador se cristalizan con elevada temperatura.

Los cálculos de envejecimiento relativos en porcentaje de pérdida de vida son basados en los riesgos que se asumen en tiempos largos.

### **3.2.3 Efectos de sobrecargas en los bushings**

La temperatura que soportan los bushings en los puntos más calientes es de 105°C en corriente nominal y con una temperatura del aceite superior de 95°C promediado en un

período de 24 horas. Operarlo por encima de estos valores causa la pérdida de vida de los aisladores de taps.

Los factores que reducen la intensidad de daño de sobrecarga en los bushing, comparados con las sobrecargas en el aislamiento del bobinado del transformador comprenden los siguientes:

- a) La temperatura del aceite superior en el transformador puede estar debajo de 95°C con carga nominal;
- b) Los aisladores de taps son unidades selladas que protegen el aislamiento y la integridad térmica;
- c) El aislamiento de los bushing es más seco que el aislamiento del transformador;
- d) El aislamiento de los bushing, en caso de fuertes corrientes de falla, no produce un esfuerzo significativo;
- e) Los bushing tienen una capacidad de corriente nominal superior a la de los bobinados.

Los efectos de la sobrecarga son:

- a) Formación de presión interna;
- b) Envejecimiento de los materiales de las empaquetaduras;
- c) Incrementos inusuales en el factor de potencia debido al deterioro térmico;
- d) Formación de burbujas a causa de puntos caliente que sobrepasen los 140°C;
- e) Embalamiento térmico a causa de mayores pérdidas dieléctricas a alta temperatura;
- f) Calentamiento en las partes metálicas que sobresalen del transformador debido al flujo de dispersión magnética.

El rendimiento térmico de los bushing es determinado por el calibre del conductor. Los conductores dentro del bushing limitan la carga del transformador a menos de la capacidad del aislamiento del bobinado.

### 3.2.4 Efectos de sobrecargas en los cambiadores de taps

La elevación de temperatura dependerá del diseño de los contactos y de la condición de éstos cuando ocurre una sobrecarga. A pesar que tienen cierta capacidad de sobrecarga cuando son nuevos, esta capacidad puede disminuir debido a la formación de una película fina de carbono en los contactos que ocurre durante servicio normal. Siempre que un contacto alcance una temperatura crítica, puede producirse una condición de embalamiento térmico. Los contactos se sobrecalientan y se forma un depósito de carbono alrededor, lo que incrementa la resistencia del contacto hasta que finalmente alcanza una temperatura que genera gas. En una condición leve, producirá alarma de gas. En condición crítica, el gas puede ocasionar la interrupción dieléctrica del transformador.

El límite de elevación de temperatura del cambiador de taps bajo carga es de 20°C para cualquier corriente que lleve contacto con aceite cuando opera a 1.2 veces la corriente nominal máxima.

Las normas permiten a los contactos de los cambiadores de taps funcionar en aceite a 100°C con una elevación de temperatura de 20°C a 1.2 veces las especificaciones nominales. Además, la experiencia ha mostrado que se forma carbono en los contactos en el aceite a temperaturas elevadas (del orden de 120°C). El peligro de esta formación de carbono depende de la acción de fricción de los contactos de conmutación, de la frecuencia con que tiene lugar la operación, y del tiempo que permanezca esta temperatura.

### 3.3 Influencia del tamaño del transformador

La sensibilidad de un transformador ante una sobrecarga depende de su tamaño. A mayor potencia del transformador se tiene lo siguiente:

- a) El flujo de dispersión aumenta porque la tensión de cortocircuito es mayor;
- b) Se incrementa los esfuerzos de cortocircuito debido a que las fuerzas dependen de las corrientes al cuadrado;
- c) El volumen del aislamiento que está sujeto a un gradiente eléctrico elevado aumenta.

Se debe considerar que en los transformadores de mayor potencia se tienen las siguientes tendencias:

Las consecuencias de la degradación de las propiedades mecánicas del aislamiento en función de la temperatura y el tiempo, incluyendo el desgaste por la dilatación térmica, es mayor para los grandes transformadores que para los de potencias menores.

La combinación del flujo de dispersión y el flujo principal en los bordes de las culatas y en las columnas del núcleo del circuito magnético se hacen más vulnerables a la sobreexcitación de los transformadores de potencia grandes, que a los de pequeñas potencias, especialmente cuando la carga está por encima de la carga nominal. El aumento del flujo de dispersión causa calentamiento de otras partes de metal que se suman a las corrientes parásitas.

### 3.4 Límites para grandes transformadores

Los transformadores usados en alta y muy alta tensión son máquinas cuyo nivel de sofisticación es mayor, en ellos se aplican las técnicas más avanzadas del diseño eléctrico y mecánico, a efecto que pueda responder exitosamente a todas las demandas de servicio.

Siendo el transformador de potencia por la inversión, tamaño y costo de las pérdidas que ocasiona la falla de mismo, se recomienda mantener control de los fenómenos electromagnéticos: *flujo de dispersión, corrientes nominales, pérdidas, calentamientos, etc. por su elevada magnitud.*

Entre los límites de corriente y temperaturas se tiene que la temperatura del punto más caliente, de la capa superior del aceite y de otras partes metálicas en contacto con el aislamiento sólido, diferente de los devanados y las conexiones, no deben de exceder las magnitudes establecidos en la tabla 3. Cuando la temperatura del punto más caliente excede los 140°C se desarrolla burbujas de gas, las cuales disminuyen la rigidez dieléctrica de aislamiento del transformador.

Además de los devanados y otras partes del transformador, como los bornes, conexiones, elementos del cambiador de taps y cables, pueden limitar la operación en caso de cargas superiores a 1.5 veces la corriente la nominal. La expansión y presión del aceite pueden imponer restricciones.

Durante la operación en sobrecarga o seguidamente a la sobrecarga, los transformadores pueden no soportar técnicamente un cortocircuito con una duración de hasta dos segundos.

La tensión aplicada al transformador no debe exceder 1.05 veces la tensión nominal o la tensión de la toma correspondiente en cualquier devanado del transformador.

### **3.5 Factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador de potencia sumergido en aceite**

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite posee cuatro potenciales enemigos: la humedad, el calor, el oxígeno y la contaminación externa. La humedad y la contaminación externa están presentes desde el proceso de manufactura del equipo. Al oxígeno se lo deberá tener en cuenta cuando el transformador esta con aceite y el calor se vuelve un factor a considerar durante la operación del equipo.

Es muy importante comprender el daño que causan estos cuatro agentes al sistema de aislamiento de un transformador, de manera que una vez conocida la presencia de ellos con niveles superiores a los normales, se tomen las medidas necesarias para que dicho daño sea reducido al mínimo y se prolongue la vida útil del equipo.

#### **3.5.1 La humedad**

La humedad especialmente en presencia del oxígeno es extremadamente peligrosa para el aislamiento de un transformador. Cada vez que la cantidad de humedad en el transformador aumenta el doble, la vida del aislamiento se reduce a la mitad.

La humedad puede ingresar al transformador cuando es construido. Si el transformador es abierto para una inspección, la humedad puede ser absorbida de la atmósfera. La humedad también puede ingresar si existiese alguna fuga en el tanque o en las tuberías del sistema de ventilación. La presencia de empaques y sellos defectuosos es también una fuente de ingreso de humedad. La degradación del aislamiento del transformador debido al envejecimiento es otra fuente de generación de humedad.

El agua puede estar presente en el aceite de un transformador en las siguientes formas:

- a) De forma disuelta
- b) En forma de una emulsión agua/aceite



- c) En estado libre en el fondo del tanque
- d) En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)

Cuando el transformador es energizado, el agua comienza a migrar a la parte del transformador que es más fría y que presenta el mayor esfuerzo eléctrico. Este lugar es normalmente el aislamiento del tercio inferior del devanado (figura 16).

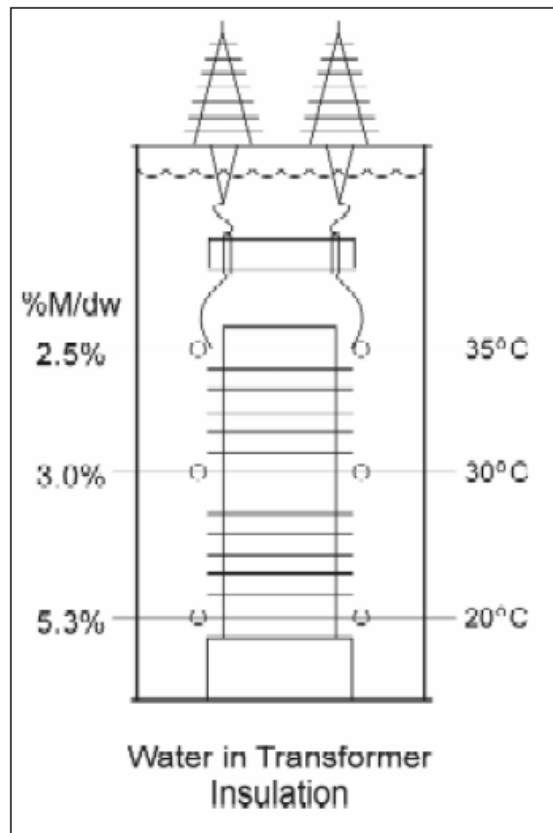


Figura 16 Distribución del agua en el aislamiento de un transformador<sup>22</sup>

Ya que el aislamiento sólido tiene mayor afinidad por el agua que el aceite, la distribución del agua en el transformador será desigual, es decir que en el aislamiento sólido habrá mucha más agua que en el aceite. La temperatura es un factor muy importante en la distribución del agua entre el aislamiento sólido y el aceite (tabla 6).

<sup>22</sup> Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia, pág. 89

Temperatura [°C]	Agua en el aceite	Agua en papel
20	1	3000 veces lo que hay en el aceite
40	1	1000 veces lo que hay en el aceite
60	1	300 veces lo que hay en el aceite

Tabla 7 Distribución del agua entre el aislamiento sólido y el aceite<sup>23</sup>

El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista. Una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite. En cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo.

La cantidad de humedad que puede estar disuelta en el aceite se incrementa rápidamente con la temperatura, es decir, a medida que la temperatura del aceite se eleva la cantidad de humedad que puede ser disuelta en él también se incrementa.

Es crítico para el alargamiento de la vida útil de un transformador mantenerlo lo más seco y libre de oxígeno como sea posible

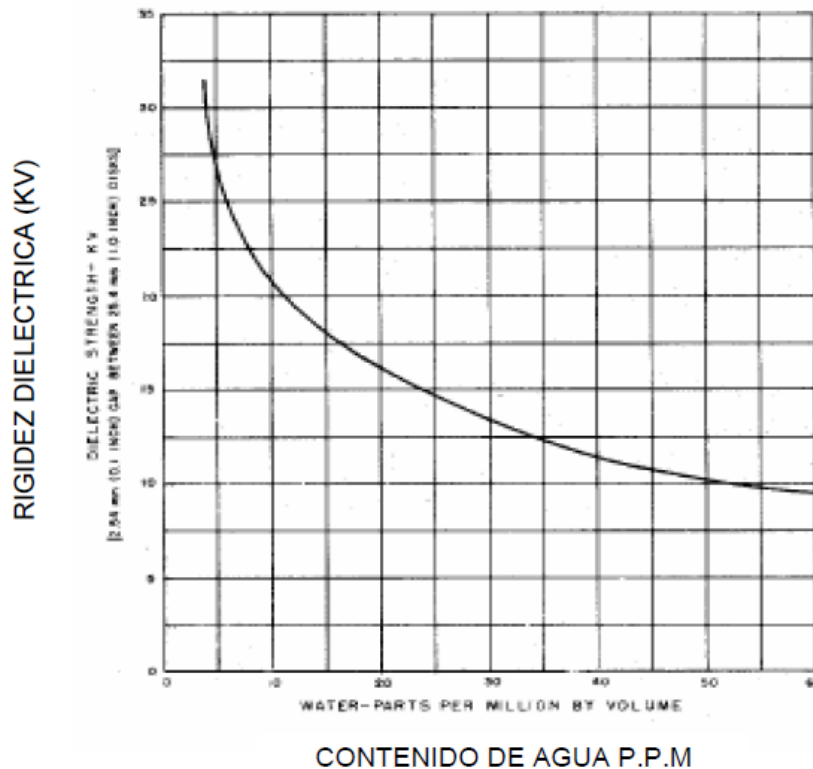


Figura 17 Relación entre el contenido de agua en el aceite y la rigidez dieléctrica del aceite<sup>24</sup>

<sup>23</sup> Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia, pág. 90

<sup>24</sup> Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia, pág. 91

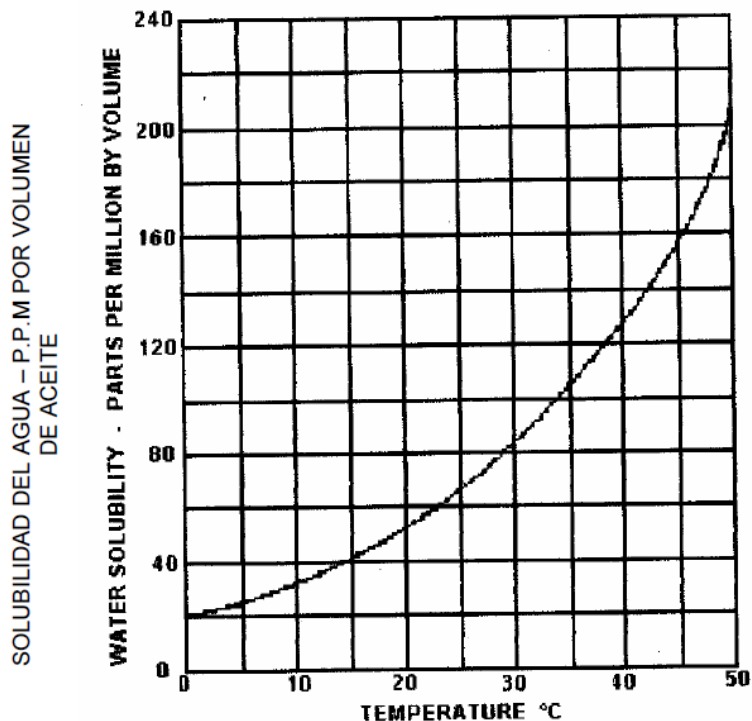


Figura 18 Relación entre la temperatura del aceite y la solubilidad del agua en el aceite<sup>25</sup>

La cantidad de agua en un transformador puede estar dada en: porcentaje de humedad por peso seco (% M/DW), en porcentaje de saturación (es el porcentaje del agua que hay en el aceite en relación con la cantidad de agua que el aceite puede disolver) y en partes por millón (ppm) (la mayoría de las veces la cantidad de agua que posee un transformador es proporcionada por los laboratorios que realizan Análisis de Gases Disueltos).

Para entender el significado del porcentaje de humedad por peso seco supongamos que un transformador posee 10000 libras de papel y presenta 0.5%M/DW, entonces se dirá que el transformador tiene  $10000 \times 0.005 = 50$  libras de agua (aproximadamente 6 galones). Cuando la humedad en un transformador alcanza valores de 2 % M/DW se debe planificar el secado del transformador.

No se debe permitir que la humedad alcance valores superiores a 2.5 % M/DW del papel o 30 % de saturación del aceite, ya que con valores de esa magnitud se estarían reduciendo en gran medida la vida útil del aislamiento.

<sup>25</sup> Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia, pág. 91

### 3.5.2 El Oxígeno

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo realiza con vacío.

Se dice que un aceite dieléctrico se encuentra deteriorado si presenta oxidación. Antes de hablar de cómo se produce la oxidación del aislamiento debemos recordar que un aceite dieléctrico es una mezcla de hidrocarburos y de no-hidrocarburos.

De acuerdo a la “American Society for Testing and Materials” la oxidación del aceite comienza cuando el oxígeno presente en el transformador se combina con las impurezas de hidrocarburos inestables existentes en el aceite bajo el efecto catalítico de los otros materiales presentes en el transformador.

Dentro de los catalizadores tenemos a la humedad y al cobre; dentro de los aceleradores tenemos al calor, la vibración, los sobrevoltajes y a los elevados esfuerzos eléctricos debidos a fallas eléctricas internas. Es necesario recalcar que la oxidación del aceite se debe a la oxidación de las impurezas contenidas en él, mas no a la oxidación de los hidrocarburos puros.

Como se expresó anteriormente la etapa final de la oxidación es la formación de lodos en el interior del transformador, es decir, la presencia de lodo en un transformador es una muestra de que el proceso de oxidación lleva mucho tiempo existiendo.

El lodo proviene del ataque de ácidos al hierro, cobre, barniz, pintura, etc, del transformador y los residuos de dicho ataque se combinan y forman soluciones, el lodo se precipita de estas soluciones. Según la “American Society for Testing and Materials” la formación de lodos en un transformador tiene dos ciclos principales:

- a) La formación de productos decadentes solubles, como los ácidos. Dicha formación comienza tan pronto como el aceite es puesto en operación.
- b) El cambio de los productos de la oxidación que son solubles en el aceite a compuestos insolubles en el aceite.

Se sabe ahora que la oxidación deteriora el aceite, pero ¿Qué efecto tiene la oxidación del aceite sobre el papel aislante? La oxidación ataca a las moléculas del papel en uno o más de sus enlaces, el resultado de este cambio químico es la formación de contaminantes polares y agua. La oxidación le resta al papel rigidez mecánica, dureza, capacidad de encorvarse y dilatarse, capacidad de resistir shocks de carga y, por último, como resultado de la oxidación se generan productos volátiles que se evaporan y decrecen el espesor o volumen del papel.

### 3.5.3 El calor

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la despolimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO<sub>2</sub>, CO).

Existen evidencias que muestran que, si se sobrecarga un transformador con temperaturas superiores a los 140°C en el punto más caliente, se formaran burbujas de gas, las mismas que disminuyen la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Las elevadas temperaturas también reducen la capacidad de la celulosa a ser tensionada, Además, como se dijo anteriormente al aumentar la temperatura la tasa de oxidación del aislamiento se incrementa y la cantidad de humedad que puede absorber el aceite también se incrementa.

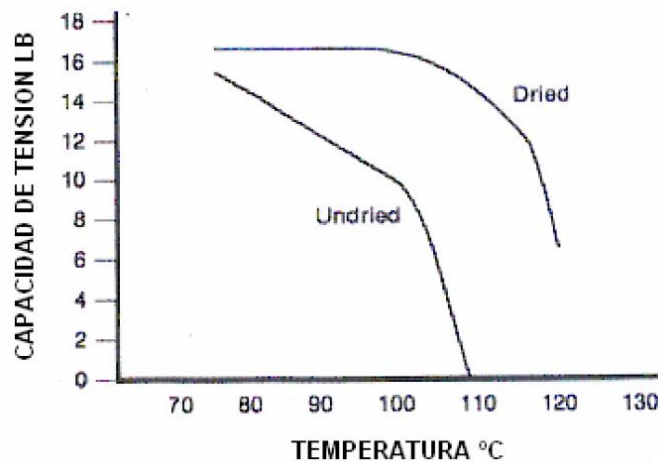


Figura 19 Capacidad de tensión de la celulosa vs Temperatura<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia, pág. 99

Podemos resumir entonces, viendo la tabla 7, el papel que desempeñan los tres factores ya analizados en el deterioro del sistema de aislamiento de un transformador en aceite.

Aislamiento	Enemigo	Acelerador
<b>Aceite</b>	Oxidación y humedad	Calor
<b>Celulosa</b>	Calor y humedad	Oxidación

Tabla 8 Factores que contribuyen al deterioro del sistema de aislamiento de un transformador de potencia<sup>27</sup>

### 3.5.4 La contaminación externa

Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de “capas”, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite. Partículas diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador está en servicio. Otro contaminante es el policlorhidrato de, el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobre voltajes.

---

<sup>27</sup> Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia, pág. 102

# *CAPITULO IV*

## CAPITULO 4: METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LA VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR.

### 4.1 Consideraciones generales

Recordemos que en el transformador que alimenta cierta corriente de carga, se producen fenómenos que se representan por la presencia de corrientes parásitas adicionales.

El creciente uso de cargas eléctricas no lineales conlleva a la aplicación de cargas armónicas a los transformadores de distribución de pequeña y mediana potencia. En este trabajo se estudia la capacidad de los transformadores para alimentar cargas con corrientes no sinusoidales de características conocidas.

La norma IEEE Std C57.110-1998 Recommended Practice for Establishing Transformer Capability, es aplicable a transformadores de dos arrollamientos inmersos en líquido o de tipo seco incluyendo los de devanado impregnado y encapsulado en resina.

Recordemos que las pérdidas en un transformador están compuestas por las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga. Estas a su vez se las subdivide en pérdidas Joule ( $I^2R$ ) y pérdidas adicionales.

Las pérdidas adicionales son debidas a flujos parásitos en los devanados, núcleo, elementos de fijación del núcleo, pantallas magnéticas, paredes de la cuba, etc. Las pérdidas adicionales de los devanados son debidas al efecto pelicular en los conductores y en los circuitos en paralelo.

La determinación precisa de las corrientes parásitas adicionales producidas por las corrientes armónicas es un tema complejo que depende del diseño y construcción del transformador y que implica realizar sofisticados análisis computacionales.

Las pérdidas adicionales se obtienen como diferencia entre las pérdidas medidas en carga menos las pérdidas calculadas utilizando la medición de las resistencias.

Las pérdidas totales en carga resultan:

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL} \quad [1]$$



Siendo:

- $P_{LL}$ : pérdidas de carga (W)
- $P$ : pérdidas  $I^2R$  (W)
- $P_{EC}$ : pérdidas por corrientes de Eddy (W)
- $P_{OSL}$ : pérdidas por flujo de dispersión (W)

*a) Pérdidas de Carga ( $P_{LL}$ )*

Las pérdidas de carga resultan de la corriente de carga que fluye a través del transformador, estas pérdidas varían con el cuadrado de la carga. Las pérdidas de carga están constituidas por las pérdidas óhmicas en los arrollamientos ( $I^2R$ ), las pérdidas por corrientes parasitas en los arrollamientos y las pérdidas por dispersión (debidas a los efectos de flujo de fuga que entran en las estructuras metálicas internas).

*b) Pérdidas  $I^2R$  ( $P$ )*

Estas pérdidas de  $I^2R$  se encuentran asociadas con la resistencia del arrollamiento primario (pérdida del primario) y también con la resistencia del secundario (pérdida del secundario). Cuando en el arrollamiento secundario se carece de una carga, no hay una corriente presente en éste, y por consiguiente no hay pérdida de potencia en el secundario. Sin embargo, en el primario hay corriente y, por lo tanto, hay pérdida  $I^2R$  en él.

*c) Pérdidas por Corrientes de Eddy ( $P_{EC}$ )*

Son conocidas también como pérdidas en el núcleo magnético, crean Pérdidas de energía a través del efecto Joule, estas corrientes transforman energía útil en calor no deseado, bajando la eficiencia de aparatos que usan un campo magnético variable tal es el caso de los transformadores de potencia.

*d) Pérdidas por Flujo de Dispersión ( $P_{OSL}$ )*

Este tipo de pérdidas se generan en componentes estructurales del transformador, sin tomar en cuenta los devanados. Este fenómeno se da debido al campo magnético que se genera en los devanados del transformador debido a la conducción de corriente en ellos y debido a la naturaleza del campo, el cual no se puede confinar, este provoca que

se magneticen los componentes estructurales internos del transformador lo cual genera pérdidas.

Debido a las armónicas el valor eficaz de la corriente se incrementa, luego se incrementan las pérdidas en carga  $P = I^2R$ . Las pérdidas adicionales  $P_{EC}$  en los devanados dentro del espectro de frecuencias normalmente considerado, tienden a ser proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, causa de un ulterior incremento de pérdidas.

El resto de las pérdidas adicionales  $P_{OSL}$ , núcleo, partes estructurales, también se incrementa con el cuadrado de la corriente, pero no con el cuadrado de la frecuencia como en los devanados.

Además, las corrientes armónicas frecuentemente están acompañadas por una componente de corriente continua, que incrementa ligeramente las pérdidas en el núcleo, pero incrementa importantemente la corriente de magnetización y el nivel audible de ruido. Altas componentes de corriente continua pueden afectar en forma adversa la capacidad de carga del transformador y deberían evitarse.

En un transformador con carga nominal y corriente sin armónicos se deben respetar las sobreelevaciones de temperatura indicadas por las normas, si la carga incluye armónicas las mayores pérdidas son causa de mayores sobreelevaciones de temperatura.

Más adelante con un ejemplo se observa el cálculo del incremento de temperatura en la parte superior del aceite (top oil) debido a esta causa.

Por estas mismas razones los aislantes que están en contacto con los conductores están sometidos a temperaturas que afectan su vida útil.

Resumiendo, la principal preocupación del funcionamiento de los transformadores con cargas armónicas es la sobreelevación de temperatura de los devanados, para contener este efecto se fijan bajas densidades de corriente respecto de diseños normales, o para diseño normal no se puede cargar el transformador con su potencia nominal.

## 4.2 Datos básicos y pérdidas por unidad

Para efectuar los cálculos, las características de las corrientes no sinusoidales se expresan en relación con la magnitud de la componente fundamental o bien con la magnitud del valor eficaz de la corriente total.

El valor de cada componente armónica se obtiene mediante mediciones. Además, se debe disponer de información de la magnitud de la densidad de corriente de las pérdidas adicionales en los devanados.

Puesto que la preocupación más importante del funcionamiento de un transformador en condiciones de cargas armónicas es la sobreelevación de temperatura de los devanados, es conveniente considerar la densidad de pérdidas en los devanados en pu (la corriente base es la nominal y la base de densidad de pérdidas las pérdidas  $I^2R$  a la corriente nominal).

Las pérdidas totales para la condición de carga nominal en pu resulta:

$$P_{LL-R}(pu) = 1 + P_{EC-R}(pu) + P_{OSL-R}(pu) \quad [2]$$

Dadas las pérdidas adicionales en los devanados para condiciones nominales ( $P_{EC-R}$ ) las pérdidas adicionales para cualquier carga con corrientes no sinusoidales se pueden expresar:

$$P_{EC} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R}\right)^2 h^2 = P_{EC-R} \left(1 + \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2 h^2\right) \quad W \quad [3]$$

Para cargas con corrientes no sinusoidales el valor eficaz de la corriente en pu está dado por:

$$I(pu) = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} (I_h(pu))^2} \quad (pu) \quad [4]$$

Siendo  $I_h$  el valor eficaz de la corriente para la armónica "h",  $I_R$  el valor eficaz de la componente fundamental de la corriente para la frecuencia nominal y carga nominal en (A).

Finalmente, las pérdidas adicionales para cualquier carga con corrientes no sinusoidales también se pueden expresar:

$$P_{EC}(pu) = P_{EC-R}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2 = P_{EC-R}(pu) \cdot \left(1 + \sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2\right) \quad (pu) \quad [5]$$

#### 4.2.1 Pérdidas a una corriente distinta de la nominal

En las expresiones anteriores se supone que las corrientes corresponden a las nominales del transformador, siendo esta una situación que no siempre se presenta en campo, se requiere evaluar las pérdidas adicionales en los devanados  $P_{EC-O}$  para una corriente distinta a la nominal y a la frecuencia nominal. Para aclarar el uso de estas expresiones es necesario establecer las siguientes suposiciones:

- ✓ Las pérdidas adicionales por efecto pelicular son proporcionales al cuadrado de la frecuencia. Esta suposición puede ser motivo de otras relaciones para obtener una mayor precisión con conductores pequeños y armónicos bajos, y con mayor error en cambio para conductores grandes y armónicos altos.
- ✓ Las pérdidas adicionales dependen del cuadrado de la corriente en los conductores, se pueden expresar en función del valor eficaz de la corriente de la carga. Para las pérdidas adicionales se aplica el principio de superposición, esto permite sumar directamente las pérdidas debidas a cada armónica.

Las expresiones ya vistas se pueden escribir en forma más general:

$$P_{EC} = P_{EC-O} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2 h^2 \quad W \quad [6]$$

Siendo I el valor eficaz de la corriente de carga en (A).

Extrayendo el valor I de la sumatoria resulta:

$$P_{EC} = P_{EC-O} \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{I^2} \quad W \quad [7]$$

El valor eficaz de la corriente no sinusoidal resulta:

$$I = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad A \quad [8]$$

Reemplazando se tiene:

$$P_{EC} = P_{EC-O} \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad W \quad [9]$$

#### 4.2.2 Factor armónico de pérdidas por corrientes adicionales en los devanados

Es conveniente definir un simple factor que pueda ser utilizado para determinar la capacidad de un transformador para funcionar normalmente en determinadas condiciones de carga.

Este factor aplicable a las pérdidas adicionales en los devanados permite evaluar el calentamiento producido por las corrientes armónicas de la carga, y está dado por la relación entre las pérdidas adicionales totales debidas a las armónicas ( $P_{EC}$ ) y las pérdidas adicionales a la frecuencia nominal sin las presencias de armónicas ( $P_{EC-O}$ ):

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad [10]$$

El factor  $F_{HL}$  es así definido por la IEEE C57.110-1998. Recordemos que  $h$  es el número de armónica.

Algunos dispositivos de medida permiten realizar los cálculos en términos de los armónicos de la corriente eficaz total  $I$  o de la componente fundamental  $I_1$ . Si en la expresión anterior se divide respectivamente por  $I_1$  o por  $I$  resulta:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad [11]$$

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2} \quad [12]$$

Donde la magnitud  $I_h/I_1$  o  $I_h/I$  puede ser leída directamente por el instrumento. En ambos casos para  $F_{HL}$  se obtiene el mismo valor, debido a que es función de la distribución armónica de la corriente y es independiente de la magnitud de referencia (que la hace relativa).

#### 4.2.3 Factor armónico de pérdidas por otros tipos de pérdidas adicionales

Los transformadores secos que no están dentro de una cuba metálica, a lo sumo rodeado por una protección metálica, el calentamiento debido a otras pérdidas adicionales (fuera de los devanados) no se tienen en cuenta, en cambio para transformadores en líquido refrigerante pueden tener un efecto importante.

Las pérdidas adicionales debidas a las conexiones, partes estructurales, cuba, etc., son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y a la frecuencia elevada a la 0.8.

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R}\right)^2 h^{0.8} \quad (\text{W}) \quad [13]$$

Finalmente se tiene que el factor armónico para otras pérdidas adicionales resulta:

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad [14]$$

O bien

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2} \quad [15]$$

Se destaca que para un transformador de columnas el arrollamiento interno (normalmente de baja tensión) presenta pérdidas adicionales más altas en los extremos, debido a que el flujo disperso tiende a cerrarse por una trayectoria de la columna de baja reluctancia próxima a los yugos y elementos de sujeción donde se tiene un alto contenido radial de densidad de flujo.

En la norma que se considera se hacen algunas suposiciones conservadoras acerca de la distribución de las pérdidas adicionales entre los devanados interno y externo tanto para transformadores secos como inmersos en aceite, son utilizables cuando no se dispone de estos datos.

#### 4.2.4 Consideraciones de diseño de los devanados

Puesto que las corrientes armónicas incrementan las pérdidas adicionales en los devanados, cuando se especifica un transformador se debe tener en cuenta este efecto en la sobre elevación de temperatura. Para cada uno de los devanados, en la zona donde se tiene la más alta densidad de pérdidas, se puede determinar para la frecuencia nominal y la corriente nominal, siendo  $P_{OSL-R}$  (pu) igual a cero, por definición no hay otras pérdidas adiciones en los devanados) las pérdidas totales en pu mediante la expresión:

$$P_{LL}(pu) = I(pu)^2 \times (1 + F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)) (pu) \quad [16]$$

Para ajustar en por unidad la densidad de pérdidas en cada devanado, se debe conocer el efecto de  $F_{HL}$  en cada devanado. Cabe recordar que el devanado de baja tensión tiene secciones de conductor mayores que el de alta tensión, y el incremento de pérdidas adicionales puede resultar mayor.

Es decir, hay un solo valor de  $F_{HL}$  para la carga, pero los efectos pueden resultar distintos en diferentes transformadores y diferentes devanados debido a su forma constructiva.

### 4.3 Métodos

#### 4.3.1 Cálculo de la capacidad equivalente usando datos disponibles del reporte de pruebas certificado

Consideraciones:

- A. Las pérdidas por corrientes Eddy en los devanados son asumidas como una porción de las pérdidas dispersas, determinadas por un factor dado a continuación;
  - ✓ *33% del total de pérdidas dispersas asumidas como pérdidas por corrientes Eddy.*
  
- B. Las pérdidas  $I^2R$  se consideran uniformemente distribuidas
  
- C. La división de las pérdidas por corrientes Eddy entre los devanados es asumida de la siguiente manera:
  - ✓ *60% en el devanado interno y 40% en el devanado exterior para transformadores que poseen como máximo y menos 1000 A nominales en condiciones de auto refrigeración.*
  - ✓ *60% en el devanado interno y 40% en el devanado exterior para transformadores con una relación de vueltas de 4:1 o menos.*
  - ✓ *70% en el devanado interno y 30% en el devanado exterior para transformadores con una relación de vueltas mayor que 4:1 y teniendo uno o más devanados con una corriente máxima nominal mayor que 1000 A en condiciones de auto refrigeración.*
  
- D. La distribución de pérdidas por corrientes Eddy entre cada devanado es asumido que será no uniforme. La máxima densidad de pérdidas por corrientes Eddy es considerada sucederá en la región del punto más caliente del devanado y es

asumido, será un 400% del promedio de la densidad de pérdidas por corrientes Eddy para ese devanado.

Tal y como se establece en el código de pruebas del IEEE Std. C57.12.90-1993 y la IEEE Std. C57.12.91-1995. Las componentes de pérdidas de dispersión de las pérdidas de cargas son calculadas por la sustracción de las pérdidas  $I^2R$  del transformador de las pérdidas de cargas medidas.

Por lo tanto:

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - K \times [(I_{1-R})^2 \times R_1 \times (I_{2-R})^2 \times R_2] \quad W \quad [17]$$

Dónde:

**K=1** para transformadores monofásicos.

**K=1.5** para transformadores trifásicos.

Por todo lo anterior, una porción de las pérdidas dispersas es tomada para que sean las pérdidas por corriente Eddy y para transformadores inmersos en aceite, las pérdidas Eddy serán consideradas así:

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} \times 0.33 \quad W \quad [18]$$

Las otras pérdidas de dispersión son calculadas así:

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R} \quad W \quad [19]$$

**NOTA:** Muchos reportes de pruebas para transformadores trifásicos muestran la resistencia de las 3 fases en serie. En este caso el valor para  $R_1$  y  $R_2$  podría ser calculado así:

✓ Devanados en Delta:  $R_1$  ó  $R_2 = \frac{2}{9}$  de la resistencia trifásica [20]

✓ Devanados en estrella:  $R_1$  ó  $R_2 = \frac{2}{3}$  de la resistencia trifásica [21]

Las pérdidas Eddy en el devanado de bajo Voltaje (interno) puede ser calculada a partir del valor de  $P_{EC-R}$  determinado en la ecuación [18] como **0.6\*** $P_{EC-R}$  [W] o **0.7\*** $P_{EC-R}$  [W], dependiendo en las relaciones de vueltas del transformador y la corriente nominal. Por lo mencionado antes, las pérdidas  $I^2R$  es asumida que será distribuida uniformemente entre los devanados y por ultimo según lo asumido, la máxima densidad de pérdidas por corrientes Eddy es asumida que será 400% del valor promedio. Las pérdidas por corrientes



Eddy en el devanado de bajo voltaje en por unidad de las pérdidas  $I^2R$  en los devanados será cualquiera de las dos siguientes:

$$P_{EC-R}(p.u) = \frac{2.4 \times P_{EC-R}}{K \times (I_{2-R})^2 \times R_2} (p.u) \quad [22]$$

ó

$$P_{EC-R}(p.u) = \frac{2.8 \times P_{EC-R}}{K \times (I_{2-R})^2 \times R_2} (p.u) \quad [23]$$

La pérdida Eddy en el devanado exterior o alta tensión debería ser calculada de una manera similar.

#### 4.3.2 Aumento del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite superior.

Para transformadores inmersos en aceites haciendo referencia al primario, se tiene:

$$\theta_{g1} = \theta_{g1-R} \times \left( \frac{1 + 2.4 \times F_{HL} \times P_{EC-R}(p.u)}{1 + 2.4 \times P_{EC-R}(p.u)} \right)^{0.8} \quad ^\circ C \quad [24]$$

ó

$$\theta_{g1} = \theta_{g1-R} \times \left( \frac{1 + 2.8 \times F_{HL} \times P_{EC-R}(p.u)}{1 + 2.8 \times P_{EC-R}(p.u)} \right)^{0.8} \quad ^\circ C \quad [25]$$

ó expresada en por unidad:

$$\theta_g = \theta_{g-R} \times \left( \frac{P_{LL}(pu)}{P_{LL-R}(pu)} \right)^{0.8} \quad ^\circ C \quad [26]$$

#### 4.3.3 Elevación de la temperatura del aceite superior.

La elevación de temperatura del aceite de la parte superior es proporcional al total de pérdidas elevadas al 0.8 y podría ser estimado para pérdidas armónicas basado en las pérdidas y cargas nominales, así:

$$\theta_{TO} = \theta_{TO-R} \times \left( \frac{P_{LL} + P_{NL}}{P_{LL-R} + P_{NL}} \right)^{0.8} \quad ^\circ C \quad [27]$$

*Determinación de Factores:*

**F<sub>HL</sub>**: Factor de pérdidas armónicas por corrientes Eddy en los devanados. Es un factor de proporcionalidad aplicado a las pérdidas de Eddy en el devanado, lo que representa el calentamiento como resultado de la corriente de carga de armónica. También **F<sub>HL</sub>** el factor de las pérdidas por corrientes parásitas totales debidas a los armónicos, ( $P_{EC}$ ), y a las Pérdida de corrientes de Eddy como si no existieran corrientes armónicas, ( $P_{EC-0}$ ). Esta definición en forma de ecuación es:

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \sum_{h=1}^{h=h_{max}} (I_h)^2 \cdot h^2 / \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2 \quad [28]$$

Esta ecuación puede ser normalizada a una corriente I fundamental, dividiendo tanto el numerador y denominador.

$$F_{HL} = \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2 \cdot h^2 / \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2 \quad [29]$$

El calentamiento debido a pérdidas en componentes estructurales por flujo de dispersión puede tener un efecto sustancial en transformadores inmersos en aceite. Las pérdidas debidas a conexiones de barras de bus, partes estructurales, tanque, etc. son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y la frecuencia armónica a la potencia de 0,8. Esto puede ser expresado en una forma similar a la ecuación:

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R}\right)^2 h^{0.8} \quad W \quad [30]$$

Esta expresión se puede expresar como normalizada a la corriente fundamental eficaz

$$F_{HL-STR} = \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2 \cdot h^{0.8} / \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2 \quad [31]$$

*FHL-STR*: Factor de pérdida armónica por flujo disperso

#### 4.4 Metodología de cálculo:

Pasos a seguir:

**1) Obtención de datos del reporte de pruebas.**

Datos útiles del reporte de pruebas:

- ✓ Resistencia, tensión y configuración (delta o estrella) de ambos devanados (AT y BT).
- ✓ Capacidad nominal, trifásica ó monofásica, promedio de elevación de temperatura de ambos devanados (HV & LV), elevación de temperatura del aceite de la parte superior, elevación de temperatura del punto más caliente del conductor, y determinación del punto más caliente según tipo de enfriamiento.
- ✓ Perdidas sin cargas.
- ✓ Perdidas con carga (a una temperatura específica).
- ✓ Determinar los valores de  $R_1$  y  $R_2$  (según configuración, de los datos trifásicos).
- ✓ Estimar los valores de corrientes nominales primarias y secundarias.

- ✓ La pérdida de dispersión de las pérdidas de cargas se obtiene restando las perdidas  $I^2R$  del transformador de las pérdidas de cargas medidas, como aparece en la ecuación [17].
- ✓ Calcular las perdidas por corrientes tipo Eddy, utilizando la ecuación [18]
- ✓ Ahora se pueden determinar las perdidas por otros flujos dispersos con la ecuación [19].
- ✓ Obtención de la distribución de armónicos presentes en la corriente de carga.
- ✓ Tabular los datos de las magnitudes (pu) de las corrientes armónicas, en una tabla con los siguientes campos.

h	$I_h/I_1$	$(I_h/I_1)^2$	$h^2$	$(I_h/I_1)^2 * h^2$	$h^{0.8}$	$(I_h/I_1)^2 * h^{0.8}$
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
$h_{max}$	.	.	.	.	.	.
$\Sigma$						

Tabla 9

- ✓ En la tabla 8 se muestran las sumatorias que necesitan conocer para poder estimar los factores, estos se ubican en la última fila con sombreado gris.
- ✓ Para la obtención del factor de pérdidas armónicas por corrientes Eddy se utilizan los totales de la columna 5 y columna 3 y se aplica la ecuación [29].
- ✓ Para la obtención del factor de pérdidas armónicas por flujo disperso se utilizan los totales de la columna 7 y columna 3 y se aplica la ecuación [30].
- ✓ De la tercera columna obtenemos un valor de corriente rms en p.u que será muy útil, y se obtiene despejando  $I_h$ .

$$I_{h-pu} = \sqrt{(\Sigma(I_h/I)^2)} \quad [32]$$

- ✓ Con el fin de determinar el aumento de temperatura en el aceite, las pérdidas totales deben de ser corregidas por efecto de contenido armónico en la corriente fundamental. Para determinar las pérdidas corregidas, se utiliza un porcentaje de la demanda de la carga al transformador, y se determina el siguiente multiplicador:

$$P_{LL-pu} = (I_{h-pu} * \%carga)^2 \quad [33]$$

- ✓ Luego se tabularán las correcciones en una tabla como la siguiente:

Tipo de pérdidas	Pérdidas nominales	Pérdidas Corregidas	Multiplicador armónico	Pérdidas Totales corregidas
<b>Vacío</b>				
<b>I<sup>2</sup>R</b>				
<b>Eddy</b>				
<b>Otras dispersas</b>				
<b>Σ</b>				

Tabla 10

- ✓ La elevación de la temperatura en el aceite superior puede ahora ser determinada con el uso de la ecuación [27].
- ✓ Las pérdidas nominales del devanado interno o de bajo voltaje, pueden ser calculadas así:

$$P_2 = (I_{2-R}) * R_2 * P_{LL-pu} \quad [34]$$

- ✓ Las pérdidas Eddy se pueden distribuir según se vio en las notas de inicio del método.
- ✓ La elevación del punto más caliente, en el conductor, sobre la temperatura del aceite superficial con la ayuda de las ecuaciones [22] y [27].
- ✓ Una vez conocido  $\theta_g$ , elevación de temperatura sobre el aceite, y  $\theta_{TO}$ , elevación del aceite sobre la temperatura ambiente, se puede determinar la temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura ambiente.

$$T = \theta_g + \theta_{TO} \text{ } ^\circ\text{C} \quad [35]$$

- ✓ Conociendo la temperatura del conductor se puede hacer el respectivo análisis del efecto térmico en la vida útil de su aislamiento.

#### 4.5 Cálculo de la capacidad equivalente de un transformador inmerso en aceite usando datos de diseño de pérdidas por corrientes Eddy

El método se divide en dos partes, una parte que será similar a los cálculos hechos en la norma para la devaluación de transformadores tipo secos, con la diferencia de incluir las pérdidas dispersas totales, que para el caso de transformadores secos son pérdidas despreciables. La otra parte explica los cálculos necesarios para encontrar las elevaciones

de temperaturas del conductor de los devanados y del aceite de la parte superior de la cuba, estas elevaciones nos permiten realizar un diagnóstico de la vida del aislante de los conductores de los devanados.

#### 4.5.1 Parte I: Calculo de la capacidad equivalente

Consideraciones:

Las pérdidas por corrientes Eddy en por unidad, en la región de alta densidad de pérdidas, pueden ser definidas por el proveedor del transformador a corriente y frecuencia fundamental en términos de la siguiente expresión:

$$P_{LL-R(pu)} = 1 + P_{EC-R(pu)} + P_{OSL-R(pu)} \quad [36]$$

El valor en por unidad de la corriente de carga no sinusoidal que producirá la ecuación siguiente:

$$P_{LL(pu)} = I_{(pu)}^2 \times ( 1 + F_{HL} \times P_{EC-R(pu)} + F_{HL-STR} \times P_{OSL-R(pu)} ) \quad [37]$$

Sera igual al cálculo del valor de diseño de la densidad de pérdidas en la región de perdidas más alta, para corriente y frecuencia fundamental de operación, dado por la siguiente ecuación que asume que trabajar con esta corriente garantiza la vida útil del equipo sin sobrecargar la unidad.

$$I_{\max(pu)} = \sqrt{\frac{P_{LL-R(pu)}}{1 + F_{HL} \times P_{EC-R(pu)} + F_{HL-STR} \times P_{OSL-R(pu)}}} \quad [38]$$

Pasos:

Obtención de los siguientes datos:

1. distribución armónica en la corriente de carga ( $h_1, h_2, \dots, h_{\max}$ ).
  2. corrientes de plena carga bajo condiciones nominales (I).
  3. perdidas por corrientes Eddy ( $P_{EC-R(pu)}$ ) y otras corrientes dispersas ( $P_{OSL-R(pu)}$ ) en los devanados bajo condiciones nominales, en el punto de máxima densidad de pérdidas (usual en % de  $I^2R$ ).
- ✓ Tabular los componentes armónicos en una tabla similar a la tabla No.1.
  - ✓ Obtener el factor de perdidas armónicas y el factor por otras pérdidas dispersas.
  - ✓ Con la ecuación [37] se puede obtener la densidad de perdidas locales para la distribución armónica presente.

- ✓ Obtener la máxima corriente de carga permisible (en p.u), que puede suministrar el transformador dada la presencia de armónicos, aplicando la ecuación [38].
- ✓ Conociendo  $I_{\max pu}$  se obtiene la corriente máxima la multiplicar esta por la corriente de plena carga nominal, determinando así también la máxima capacidad que se puede demandar al transformador para esa determinada distribución armónica presente.

#### 4.5.2 Parte II: Calculo de las elevaciones de temperaturas

Consideraciones:

En esta parte se determinarán las sobreelevaciones de temperatura (con respecto a la temperatura ambiente) en el aceite de la parte superior de la cuba del transformador y las elevaciones de temperatura en el conductor de los devanados, calculando así el punto más caliente en la bobina interna, y permitiendo así hacer un análisis de la vida del aislante del conductor.

La elevación de temperatura en aceite de la parte superior es proporcional al total de pérdidas elevadas al exponente 0.8 y puede ser estimada según las pérdidas armónicas así:

$$\theta_{TO} = \theta_{TO-R} \left( \frac{P_{LL} + P_{NL}}{P_{LL-R} + P_{NL}} \right)^{0.8} \quad ^\circ\text{C} \quad [39]$$

Donde

$$P_{LL} = P + F_{HL} \times P_{EC} + F_{HL-STR} \times P_{OSL} \quad W \quad [40]$$

La elevación de temperatura en el conductor de los devanados se calcula según las ecuaciones [24] o [25].

Procedimiento:

Obtención de los siguientes datos:

1. Datos promedio de diseño de elevaciones de temperatura de (fabricante):
  - ✓ Elevación promedio de los devanados
  - ✓ Elevación en el punto más caliente
2. Datos de medición de las siguientes pérdidas, a frecuencia y carga nominal.
  - ✓ Pérdidas de vacío ( $P_{NL}$ )
  - ✓ Pérdidas óhmicas ( $P=I^2R$ )

- ✓ Perdidas por corrientes eddy
  - ✓ Perdidas por dispersión
3. Mediciones de temperatura en (sobre temperatura ambiente):
    - ✓ Elevación promedio en devanado de alto voltaje (HV)
    - ✓ Elevación promedio en devanado de bajo voltaje (LV)
    - ✓ Elevación de temperatura en el aceite de la parte superior.
    - ✓ Elevación en el punto más caliente del conductor.
  4. Medición del contenido armónico en la corriente de carga.
  5. Tabular los componentes armónicos en una tabla similar a la tabla 8, Obtener el factor de perdidas armónicas y el factor por otras pérdidas dispersas.
  6. Encontrar la elevación de temperatura en el aceite de la parte superior, para esto es necesario que la pérdida de carga sea corregida para reflejar el efecto de las corrientes armónicas.

$$P_{LL(pu)} = P_{LL-R(pu)} \times (I_H)^2 \quad [41]$$

\*NOTA:  $I_H$  es igual a la sumatoria de la tercera columna de la tabla 8.

7. El ítem anterior equivale a aplicar la ecuación [37], para esto se puede tabular los datos de la siguiente manera, donde se muestra las correcciones a las perdidas:

Tipo de perdidas	Perdidas nominales	Perdidas debido a la carga	Multiplicador armónico	Perdidas corregidas
De vacío ( $P_{NL}$ )				
Óhmicas ( $I^2R$ )				
Eddy ( $P_{EC}$ )				
Dispersas ( $P_{OSL}$ )				
TOTALES	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$

Tabla 11

8. Con estos datos de perdidas tabulados es posible encontrar ahora la elevación de temperatura en el aceite de la parte superior de la cuba, esto aplicando la ecuación [39].
9. Conociendo el porcentaje que representan las perdidas Eddy de las perdidas óhmicas, y tomando en cuenta que las perdidas óhmicas tienen un valor de hasta cuatro veces su valor en el punto más caliente, es posible estimar la elevación de temperatura del conductor de su punto más caliente sobre la

temperatura del aceite de la parte superior, esto mediante la siguiente ecuación:

$$\theta_g = \theta_{g-R} \times \left( \frac{1 + F_{HL} \times P_{EC-R(pu)}}{1 + P_{EC-R(pu)}} \times I_H^2 \right)^{0.8} \text{ } ^\circ\text{C} \quad [42]$$

Donde para obtener la elevación del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite superior, el  $\theta_{g-R}$  usado deberá ser calculado así:

$$\theta_{g-R} = T_{hot-spot} - T_{top-oil} \quad [43]$$

Ahora que se conocen la elevación de temperatura del aceite superior sobre la temperatura ambiente y la elevación de temperatura del punto más caliente sobre el aceite de la parte superior, es posible encontrar la elevación de temperatura del punto más caliente sobre la temperatura ambiente, esto se aplica con la siguiente ecuación.

$$T_{\text{punto más caliente}} = \theta_g + \theta_{TO} \quad [44]$$

Conociendo la temperatura del punto más caliente en los conductores de los devanados, se puede ahora a proceder a realizar el respectivo análisis de la vida útil del aislante de los conductores.



# *CAPITULO V*

## CAPITULO 5: APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR.

El presente capítulo está orientado hacia la aplicación práctica de la metodología para la determinación de la vida útil del transformador, el cual está basado en el estándar IEEE C57.110, el cual hace referencia a los métodos para la determinación de la capacidad de transformadores cuando alimentan corrientes de carga no sinusoidales.

El método a aplicar en este capítulo es tradicionalista, ya que toma como referencia los datos de ensayo de pruebas que son realizados por el fabricante del transformador, así como del análisis de la calidad de energía medida.

### 5.1 Datos del transformador para la aplicación del método

Los datos proporcionados para la aplicación del método corresponden a una subestación de distribución del país, a partir de estos datos se logrará determinar la vida útil del transformador.

#### 5.1.1 Datos de placa del transformador

A continuación, mostramos los datos que proporciona la placa característica que está disponible en el transformador:

<b>TRANSFORMADOR TRIFASICO TIPO RSL AISLAMIENTO EN ACEITE CLASE OA/FA SISTEMA DE AISLAMIENTO INSULDUR</b>	
<b>MARCA</b>	WESTINGHOUSE
<b>CAPACIDAD</b>	5000 / 5600 OA
	6250 / 7000 FA
<b>INCREMENTO DE TEMPERATURA</b>	55°C / 65°C
<b>LITROS DE ACEITE</b>	3812
<b>VOLTAJE DE ALTA</b>	43800
<b>VOLTAJE DE BAJA</b>	13200 Y / 7620
<b>FRECUENCIA</b>	60 HZ
<b>LIBRO DE OPERACIÓN</b>	PS 1002
<b>SERIE</b>	SHT 4095 - 0201
<b>FECHA DE FABRICACIÓN</b>	2 / 1986
<b>IMPEDANCIA</b>	6.68% A 5000 KVA, 43800 A 13200 V
<b>PESO APROXIMADO EN kg NUCLEO Y DEVANADOS</b>	7515
<b>PESO APROXIMADO EN kg</b>	2759

Evaluación de la vida útil del aislamiento en transformadores de potencia  
a partir del ciclo térmico del calentamiento del transformador

<b>TANQUE</b>	
<b>PESO APROXIMADO EN kg ACEITE</b>	3425
<b>PESO APROXIMADO EN kg TOTAL</b>	13699

Tabla 12 Datos de placa característica del transformador de potencia.

CONEXIONES:

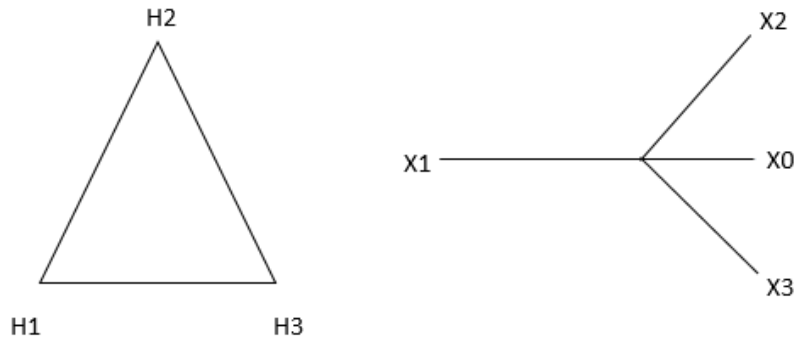


Figura 20 Esquema de conexión del transformador de potencia a evaluar.

CONEXIONES					
DEVANADOS	VOLTAJES	6250 KVA AMPERIOS	CAMBIADOR DE DERIVACIONES		AV - AL
			POSICIÓN	CONEXIÓN	
ALTO VOLTAJE DELTA	46200	78.1	1	4 Y 5	
	45000	80.2	2	3 Y 5	
	43800	82.4	3	3 Y 6	
	42600	84.7	4	2 Y 6	
	41400	87.2	5	2 Y 7	
BAJO VOLTAJE ESTRELLA	13200	273.4	-----		BV - AL

Tabla 13 Datos de voltaje según ubicación de cambiador de derivaciones

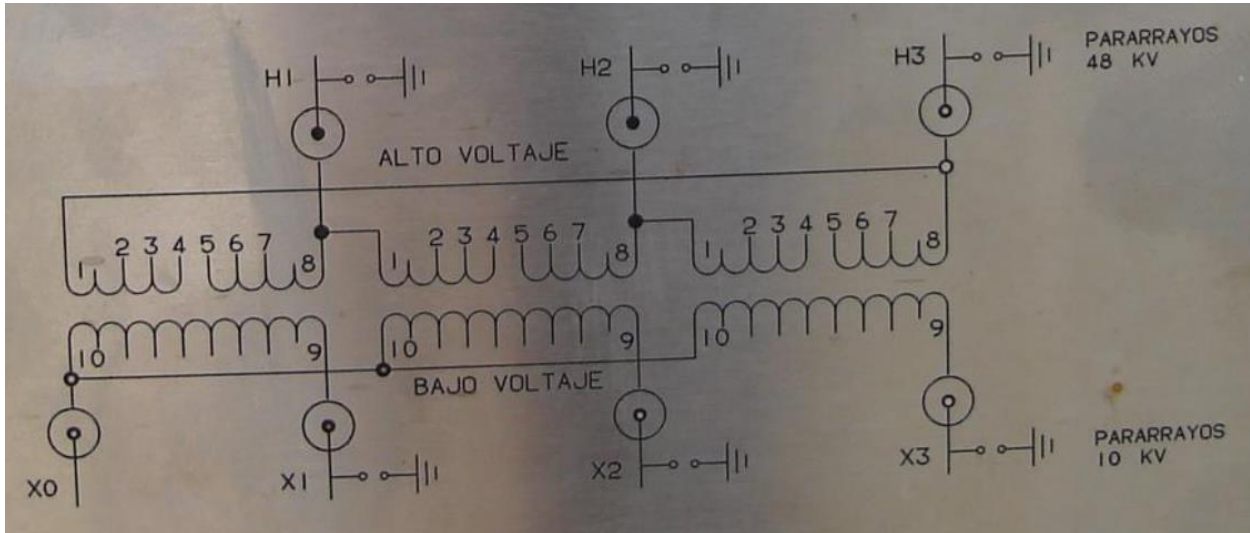


Figura 21 Diagrama de conexión del transformador según placa característica

LA PRESIÓN DE OPERACIÓN ES LIMITADA POR EL SISTEMA DE PRESERVACIÓN SEALED AIRE A 0.46 KGS/CM<sup>2</sup> POSITIVA Y 0.46 KGS/CM<sup>2</sup> NEGATIVA.

EL TANQUE ESTA DISEÑADO PARA SOPORTAR UNA PRESIÓN POSITIVA O NEGATIVA DE 1.05 KGS/CM<sup>2</sup>.

EL NIVEL DE ACEITE AUMENTA A 25°C ESTA A 25 CM BAJO LA BRIDA DE INSPECCIÓN SUPERIOR.

### 5.1.2 Datos del ensayo de fabricación del transformador

Los datos que a continuación se presentan fueron extraídos del manual de ensayos del fabricante, son los siguientes:

- ✓ Pérdidas de vacío: **6000 W**
- ✓ Pérdidas de carga: **45000 W**
- ✓ Resistencia del devanado de baja tensión: **0.11 Ω**

### 5.2 Cálculo de pérdidas

Para la aplicación de la metodología desarrollada en el capítulo 4 se requieren mediciones del contenido armónico en la corriente fundamental del transformador de potencia, en diversas frecuencias armónicas. Estos datos fueron obtenidos gracias a la colaboración de una empresa distribuidora y se tabularon los valores de corrientes armónicas del transformador de potencia.

Haciendo uso de métodos estadísticos se logró determinar un valor representativo para cada armónica de corriente junto con la corriente fundamental, en la tabla 13 podremos observar los datos de corrientes armónicas normalizadas a la corriente fundamental.

$h$	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	$h^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2$	$h^{0.8}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0.8}$
1	1	1	1	1	1	1
2	0.00540644	0.0000292296	4	0.00011692	1.74110113	0.0000508916
3	0.01226458	0.0001504199	9	0.00135378	2.40822469	0.0003622449
4	0.00191115	0.0000036538	16	5.8461E-05	3.03143313	0.0000110763
5	0.14358148	0.0206156415	25	0.51539104	3.62389832	0.0747089885
6	0.00188474	0.0000035523	36	0.00012788	4.19296271	0.0000148945
7	0.07610436	0.0057918730	49	0.28380177	4.74327639	0.0274724543
8	0.00226732	0.0000051407	64	0.00032901	5.27803164	0.0000271330
9	0.02266245	0.0005135865	81	0.04160051	5.79954613	0.0029785688
10	0.00222239	0.0000049390	100	0.0004939	6.30957344	0.0000311632
11	0.12787824	0.0163528454	121	1.9786943	6.80948313	0.1113544250
12	0.00400081	0.0000160065	144	0.00230493	7.3003721	0.0001168531
13	0.04487498	0.0020137634	169	0.34032602	7.78313712	0.0156733968
14	0.00209065	0.0000043708	196	0.00085668	8.25852387	0.0000360967
15	0.00397801	0.0000158245	225	0.00356052	8.72716139	0.0001381033
16	0.0014904	0.0000022213	256	0.00056865	9.18958684	0.0000204127
17	0.00803631	0.0000645823	289	0.01866428	9.64626386	0.0006229776
18	0.00231201	0.0000053454	324	0.00173191	10.0975963	0.0000539756
19	0.01077104	0.0001160154	361	0.04188155	10.5439389	0.0012232589
20	0.00116034	0.0000013464	400	0.00053856	10.9856054	0.0000147910
21	0.00133745	0.0000017888	441	0.00078885	11.4228753	0.0000204331
22	0.00123631	0.0000015285	484	0.00073977	11.8559987	0.0000181214
23	0.00289234	0.0000083656	529	0.00442542	12.2852011	0.0001027735
24	0.00108882	0.0000011855	576	0.00068286	12.7106861	0.0000150689
25	0.00232867	0.0000054227	625	0.00338918	13.132639	0.0000712141
<b><math>\Sigma</math></b>		<b>1.045728649</b>		<b>4.24242674</b>		<b>1.2351393166</b>

Tabla 14 Medición del contenido de corrientes armónicos del transformador de potencia

Con la información mostrada en la tabla 13 se procede a calcular el Factor armónico de pérdidas por corrientes adicionales en los devanados, según la ecuación [10] se tiene que:

$$F_{HL} = \frac{4.24242674}{1.045728649}$$

$$F_{HL} = 4.056909739$$

De igual manera se procede a calcular el factor armónico de pérdidas de dispersión, utilizando la ecuación [11] se tiene que:

$$F_{HL-STR} = \frac{1.2351393166}{1.045728649}$$

$$F_{HL-STR} = 1.181127932$$

El cálculo de las corrientes nominales del lado del primario y del lado secundario del transformador de potencia serán calculadas a partir de los MVA de capacidad del transformador, así como de los valores de voltaje nominal en el lado primario y secundario respectivamente.

Corriente nominal del primario:

$$I_{1-R} = \frac{7 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 43.8 \text{ kV}} = 92.27 \text{ [A]}$$

Corriente nominal del secundario:

$$I_{2-R} = \frac{7 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ kV}} = 306.17 \text{ [A]}$$

Para la resistencia del devanado secundario que nos fue proporcionada le aplicamos la metodología de la norma<sup>28</sup> en la cual se detalla que la resistencia en serie de los devanados se calcula según sea el caso, para lo cual utilizaremos las ecuaciones [20] y [21], dependiendo del tipo de conexión que se encuentre, para nuestro caso la conexión es en estrella.

$$R_2 = \frac{2}{3} (0.11)$$

$$R_2 = 0.07333$$

Tomando como validez la asunción que las pérdidas las pérdidas totales de dispersión más la pérdida tipo Eddy varían en un rango de 5% al 15% del valor de pérdidas cargas medidos, se tomara como factor un 10%<sup>29</sup> para determinar las pérdidas totales Eddy.

$$P_{TSL-R} = P_{LL} * 10\%$$

---

<sup>28</sup> IEEE std C57.110 – 1998, note 6.2

<sup>29</sup> Best Practice Manual Transformers, página 11

$$P_{TSL-R} = 45000 * 10\%$$

$$P_{TSL-R} = 4500 W$$

Por lo tanto, se pueden estimar de manera indirecta las pérdidas en el cobre con la ecuación [45], sabiendo que estas son iguales a:

$$P = P_{LL} - P_{TSL-R} \quad [45]$$

$$P = 45000 - 4500 = 40500 W$$

Las pérdidas tipo Eddy son encontradas usando la ecuación [18]:

$$P_{EC-R} = 0.33 * 4500$$

$$P_{EC-R} = 1485 W$$

Por tanto, usando la ecuación [46], se pueden encontrar las pérdidas de dispersión:

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R} \quad [46]$$

$$P_{OSL-R} = 4500 - 1485 = 3015 W$$

Resumiendo, las pérdidas podrían tabularse como sigue:

Tipos de Pérdidas	Valor [W]
Vacío	<b>6000</b>
Cobre	<b>40500</b>
Eddy	<b>1485</b>
Dispersión	<b>3015</b>

Tabla 15 Datos de pérdidas calculados a partir de la metodología de desarrollo

Las elevaciones de temperatura permitidas de acuerdo a los datos de placa del fabricante son:

- ✓ Superior del aceite **55° C**
- ✓ Media de los devanados **55° C**
- ✓ Elevación del punto más caliente **65° C**

**Análisis de Pérdidas:**

Con el fin de determinar el aumento de temperatura en el aceite, las pérdidas totales deben de ser corregidas por efecto de contenido armónico en la corriente fundamental.

Para determinar las pérdidas corregidas, al 6% de la carga:

$$P_{LL(pu)} = (0.06^2) * (1.022608^2) = 0.003765$$

Tipo de Pérdidas	Pérdidas Nominales [W]	Pérdidas Corregidas [W]	Corrección Factor Armónico	Pérdidas Totales Corregidas (W)
Perdidas de Vacío	6000	6000		<b>6000</b>
Perdidas en cobre	40500	152.47		<b>152.47</b>
Perdidas tipo Eddy	1485	5.59	4.0569	<b>22.6799</b>
Perdidas de Dispersión	3015	11.35	1.181127	<b>13.4061</b>
<b>TOTALES</b>	<b>51000</b>	<b>6169.41</b>		<b>6188.56</b>

*Tabla 16 Corrección de pérdidas en el transformador*

La tabla 15 muestra las Pérdidas nominales sin la influencia de corrientes armónicas y las Pérdidas corregidas, Con estas magnitudes de Pérdidas ya se tienen la información suficiente para determinar la elevación de temperatura en el aceite y punto más caliente en el conductor.

**Calculo de pérdidas:**

Los cálculos realizados anteriormente contribuirán de gran manera para determinar la elevación de temperatura en el aceite del transformador debido a la presencia de corrientes armónicas.

La elevación de temperatura en el aceite se calcula de acuerdo a la ecuación [27], de la siguiente manera:

$$\theta_{TO} = 55^\circ * \left(\frac{6188.56}{51000}\right)^{0.8}$$

$$\theta_{TO} = 10.18^\circ C$$



Luego para determinar la elevación en los devanados se calcularán las Pérdidas en el devanado secundario, como se presenta a continuación:

$$I_{2-R}^2 R_2 = (306.17)^2 * 1.5 * (0.0733)$$

$$I_{2-R}^2 R_2 = 10306.72 \text{ W}$$

Luego corrigiendo a la capacidad demandada del transformador, calculamos lo siguiente:

$$I_{2-R}^2 R_{2\text{Corregida}} = I_{2-R}^2 R_2 \cdot P_{LL(pu)}$$

$$I_{2-R}^2 R_{2\text{Corregida}} = (10306.72)(0.003765)$$

$$I_{2-R}^2 R_{2\text{Corregida}} = 38.80 \text{ W}$$

La elevación del punto más caliente en los conductores será:

$$\theta_g = (65 - 55) \left( \frac{38.80 + 22.6799 * 2.4}{10184 + 1485 * 2.4} \right)^{0.8} = 0.18^\circ \text{C}$$

La elevación de temperatura en el punto más caliente del transformador que está definido en la ecuación [35] nos da como resultado:

$$\theta_{Tmax} = 0.18^\circ \text{C} + 10.18^\circ \text{C}$$

$$\theta_{Tmax} = 10.36^\circ \text{C}$$

Por lo tanto, podemos concluir que la temperatura en el punto más caliente del transformador será la siguiente:

$$\theta_H = 45^\circ \text{C} + 10.36^\circ$$

$$\theta_H = 55.36^\circ \text{C}$$

# *CAPITULO VI*

## CAPITULO 6: ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS.

### 6.1 Envejecimiento del transformador.

El envejecimiento del transformador se puede definir como el deterioro progresivo y acumulativo de sus propiedades aislantes, lo que ocasiona una disminución en su tiempo de vida útil.

A través de la evidencia experimental de investigaciones que son definidas en la norma IEEE std C57.91-2002, hacemos uso de la ecuación de Arrhenius, que asume que el envejecimiento debido a las fatigas eléctrica, mecánica y del medioambiente no tiene un impacto notable en la vida del aislamiento durante operación normal:

$$Vida\ en\ p.u = Ae^{\left(\frac{B}{\vartheta_H+273}\right)} \quad [47]$$

Donde:

A: Es una modificación de la constante por unidad, derivado de la selección de 110 °C como la temperatura establecida para la "vida por unidad", valor típico A según norma IEEE std C57.91-2002 es  $9.8 \times 10^{-18}$ .

B: Es una constante empírica, un valor típico de B según la norma IEEE std C57.91-2002 es 15000.

P.U de Vida: Pérdida por unidad de vida.

$\vartheta_H$  : Es la temperatura del punto más caliente del bobinado, en °C.

Evaluando para nuestro caso, tenemos:

$$Vida\ en\ p.u = 9.8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{55.36+273}\right)}$$

$$Vida\ en\ p.u = 676.82 \cong 677$$

Este resultado nos expresa la dependencia del envejecimiento del aislamiento únicamente por temperatura, permitiéndonos de esta forma definir la vida útil en por unidad en función del tiempo.

## 6.2 Factor de aceleración de envejecimiento del transformador.

El envejecimiento del aislamiento del transformador es acelerado en los puntos más calientes en comparación a las temperaturas de otros puntos menos calientes y que son tomados como referencia.

La Norma IEEE C57, 91-2002 establece que: "La temperatura de referencia para los puntos más calientes es de 110 °C para transformadores con elevación de 65 °C en promedio en el bobinado y de 95 °C para los transformadores con elevación de 55 °C en promedio del bobinado (sin aislamiento térmico mejorado)".

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}\right)} \quad [48]$$

Para valores de temperatura en los puntos calientes excediendo sus valores de temperatura de referencia el factor de aceleración de envejecimiento es mayor que 1, caso contrario el factor de aceleración de envejecimiento es menor que 1.

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{55.36 + 273}\right)}$$

$$F_{AA} = 0.001477981$$

La vida equivalente (en horas o días) consumida en un período de tiempo dado, para el ciclo de la temperatura conocido, es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad [49]$$

Para hacer la determinación de la vida equivalente se hicieron los cálculos necesarios de los datos proporcionados del análisis de calidad de energía del transformador, que están expresados en la siguiente tabla:

HORAS	$\vartheta_h$	Factor de Aceleración de Envejecimiento	Horas de envejecimiento	Acumulación de horas
0:00:00	55.0308646	0.001411766	0.001411766	0.001411766
0:10:00	55.0291514	0.001411429	0.001411429	0.002823196
0:20:00	55.030775	0.001411749	0.001411749	0.004234945
0:30:00	55.0290666	0.001411413	0.001411413	0.005646357
0:40:00	55.0314768	0.001411887	0.001411887	0.007058244
0:50:00	55.0306088	0.001411716	0.001411716	0.008469961

*Evaluación de la vida útil del aislamiento en transformadores de potencia  
a partir del ciclo térmico del calentamiento del transformador*

<b>1:00:00</b>	55.0315239	0.001411896	0.001411896	0.009881857
<b>1:10:00</b>	55.0321711	0.001412024	0.001412024	0.01129388
<b>1:20:00</b>	55.0328183	0.001412151	0.001412151	0.012706031
<b>1:30:00</b>	55.0334655	0.001412278	0.001412278	0.01411831
<b>1:40:00</b>	55.0290701	0.001411413	0.001411413	0.015529723
<b>1:50:00</b>	55.0309143	0.001411776	0.001411776	0.016941499
<b>2:00:00</b>	55.0286902	0.001411339	0.001411339	0.018352838
<b>2:10:00</b>	55.0314396	0.00141188	0.00141188	0.019764718
<b>2:20:00</b>	55.0282887	0.00141126	0.00141126	0.021175977
<b>2:30:00</b>	55.0312859	0.001411849	0.001411849	0.022587827
<b>2:40:00</b>	55.0313876	0.001411869	0.001411869	0.023999696
<b>2:50:00</b>	55.0325475	0.001412098	0.001412098	0.025411794
<b>3:00:00</b>	55.0313646	0.001411865	0.001411865	0.026823659
<b>3:10:00</b>	55.0315829	0.001411908	0.001411908	0.028235567
<b>3:20:00</b>	55.0318011	0.001411951	0.001411951	0.029647517
<b>3:30:00</b>	55.0320194	0.001411994	0.001411994	0.031059511
<b>3:40:00</b>	55.0308646	0.001411766	0.001411766	0.032471278
<b>3:50:00</b>	55.0277736	0.001411158	0.001411158	0.033882436
<b>4:00:00</b>	55.0313091	0.001411854	0.001411854	0.03529429
<b>4:10:00</b>	55.0282577	0.001411254	0.001411254	0.036705543
<b>4:20:00</b>	55.0282577	0.001411254	0.001411254	0.038116797
<b>4:30:00</b>	55.0325776	0.001412104	0.001412104	0.039528901
<b>4:40:00</b>	55.0315829	0.001411908	0.001411908	0.040940808
<b>4:50:00</b>	55.027715	0.001411147	0.001411147	0.042351955
<b>5:00:00</b>	55.0311361	0.00141182	0.00141182	0.043763775
<b>5:10:00</b>	55.0297384	0.001411545	0.001411545	0.04517532
<b>5:20:00</b>	55.0323886	0.001412066	0.001412066	0.046587386
<b>5:30:00</b>	55.0307591	0.001411746	0.001411746	0.047999132
<b>5:40:00</b>	55.0328658	0.00141216	0.00141216	0.049411293
<b>5:50:00</b>	55.0543699	0.0014164	0.0014164	0.050827692
<b>6:00:00</b>	55.0475636	0.001415057	0.001415057	0.052242749
<b>6:10:00</b>	55.0659843	0.001418694	0.001418694	0.053661443
<b>6:20:00</b>	55.0716648	0.001419818	0.001419818	0.055081261
<b>6:30:00</b>	55.1134042	0.0014281	0.0014281	0.056509361
<b>6:40:00</b>	55.1527637	0.001435952	0.001435952	0.057945313
<b>6:50:00</b>	55.1323806	0.001431881	0.001431881	0.059377193
<b>7:00:00</b>	55.1572332	0.001436846	0.001436846	0.06081404
<b>7:10:00</b>	55.1374595	0.001432894	0.001432894	0.062246934
<b>7:20:00</b>	55.1573332	0.001436866	0.001436866	0.0636838
<b>7:30:00</b>	55.1535177	0.001436103	0.001436103	0.065119903
<b>7:40:00</b>	55.125621	0.001430533	0.001430533	0.066550436

*Evaluación de la vida útil del aislamiento en transformadores de potencia  
a partir del ciclo térmico del calentamiento del transformador*

<b>7:50:00</b>	55.1351196	0.001432427	0.001432427	0.067982863
<b>8:00:00</b>	55.1350196	0.001432407	0.001432407	0.06941527
<b>8:10:00</b>	55.2273188	0.001450939	0.001450939	0.070866209
<b>8:20:00</b>	55.2274188	0.001450959	0.001450959	0.072317168
<b>8:30:00</b>	55.2809455	0.001461811	0.001461811	0.07377898
<b>8:40:00</b>	55.2274188	0.001450959	0.001450959	0.075229939
<b>8:50:00</b>	55.2971408	0.00146511	0.00146511	0.076695049
<b>9:00:00</b>	55.276541	0.001460916	0.001460916	0.078155965
<b>9:10:00</b>	55.1774332	0.001440895	0.001440895	0.07959686
<b>9:20:00</b>	55.2683118	0.001459243	0.001459243	0.081056103
<b>9:30:00</b>	55.1646729	0.001438336	0.001438336	0.082494439
<b>9:40:00</b>	55.1692127	0.001439246	0.001439246	0.083933685
<b>9:50:00</b>	55.2116257	0.001447772	0.001447772	0.085381457
<b>10:00:00</b>	55.1615492	0.00143771	0.00143771	0.086819167
<b>10:10:00</b>	55.177316	0.001440871	0.001440871	0.088260039
<b>10:20:00</b>	55.1847654	0.001442367	0.001442367	0.089702405
<b>10:30:00</b>	55.1638077	0.001438163	0.001438163	0.091140568
<b>10:40:00</b>	55.1771853	0.001440845	0.001440845	0.092581413
<b>10:50:00</b>	55.2355106	0.001452595	0.001452595	0.094034008
<b>11:00:00</b>	55.1215399	0.00142972	0.00142972	0.095463728
<b>11:10:00</b>	55.0942234	0.001424288	0.001424288	0.096888016
<b>11:20:00</b>	55.2108529	0.001447616	0.001447616	0.098335632
<b>11:30:00</b>	55.0789166	0.001421253	0.001421253	0.099756886
<b>11:40:00</b>	55.0923428	0.001423915	0.001423915	0.101180801
<b>11:50:00</b>	55.101811	0.001425795	0.001425795	0.102606596
<b>12:00:00</b>	55.0856102	0.00142258	0.00142258	0.104029176
<b>12:10:00</b>	55.0927634	0.001423999	0.001423999	0.105453174
<b>12:20:00</b>	55.081222	0.00142171	0.00142171	0.106874884
<b>12:30:00</b>	55.0913065	0.001423709	0.001423709	0.108298594
<b>12:40:00</b>	55.0853233	0.001422523	0.001422523	0.109721117
<b>12:50:00</b>	55.1182574	0.001429066	0.001429066	0.111150183
<b>13:00:00</b>	55.1353348	0.00143247	0.00143247	0.112582653
<b>13:10:00</b>	55.0946815	0.001424379	0.001424379	0.114007032
<b>13:20:00</b>	55.1310333	0.001431612	0.001431612	0.115438644
<b>13:30:00</b>	55.104658	0.001426361	0.001426361	0.116865004
<b>13:40:00</b>	55.1737384	0.001440153	0.001440153	0.118305158
<b>13:50:00</b>	55.1572331	0.001436846	0.001436846	0.119742004
<b>14:00:00</b>	55.1380836	0.001433019	0.001433019	0.121175023
<b>14:10:00</b>	55.147789	0.001434957	0.001434957	0.12260998
<b>14:20:00</b>	55.127725	0.001430952	0.001430952	0.124040932
<b>14:30:00</b>	55.1465566	0.001434711	0.001434711	0.125475643

*Evaluación de la vida útil del aislamiento en transformadores de potencia  
a partir del ciclo térmico del calentamiento del transformador*

<b>14:40:00</b>	55.1282714	0.001431061	0.001431061	0.126906704
<b>14:50:00</b>	55.1323745	0.001431879	0.001431879	0.128338584
<b>15:00:00</b>	55.1065886	0.001426744	0.001426744	0.129765328
<b>15:10:00</b>	55.0993063	0.001425297	0.001425297	0.131190626
<b>15:20:00</b>	55.1261327	0.001430635	0.001430635	0.13262126
<b>15:30:00</b>	55.1227438	0.001429959	0.001429959	0.13405122
<b>15:40:00</b>	55.1843496	0.001442283	0.001442283	0.135493503
<b>15:50:00</b>	55.12329	0.001430068	0.001430068	0.136923571
<b>16:00:00</b>	55.1342711	0.001432258	0.001432258	0.138355829
<b>16:10:00</b>	55.1479056	0.001434981	0.001434981	0.13979081
<b>16:20:00</b>	55.1360219	0.001432607	0.001432607	0.141223417
<b>16:30:00</b>	55.0737444	0.001420229	0.001420229	0.142643646
<b>16:40:00</b>	55.1232908	0.001430068	0.001430068	0.144073715
<b>16:50:00</b>	55.0339214	0.001412368	0.001412368	0.145486083
<b>17:00:00</b>	55.0308353	0.001411761	0.001411761	0.146897844
<b>17:10:00</b>	55.0270176	0.00141101	0.00141101	0.148308853
<b>17:20:00</b>	55.0273124	0.001411068	0.001411068	0.149719921
<b>17:30:00</b>	55.0268513	0.001410977	0.001410977	0.151130898
<b>17:40:00</b>	55.0256683	0.001410744	0.001410744	0.152541642
<b>17:50:00</b>	55.0191381	0.001409461	0.001409461	0.153951102
<b>18:00:00</b>	55.0166213	0.001408966	0.001408966	0.155360069
<b>18:10:00</b>	55.0210101	0.001409828	0.001409828	0.156769897
<b>18:20:00</b>	55.0289316	0.001411386	0.001411386	0.158181283
<b>18:30:00</b>	55.0265971	0.001410927	0.001410927	0.15959221
<b>18:40:00</b>	55.0267058	0.001410948	0.001410948	0.161003158
<b>18:50:00</b>	55.0273096	0.001411067	0.001411067	0.162414225
<b>19:00:00</b>	55.0271424	0.001411034	0.001411034	0.163825259
<b>19:10:00</b>	55.0277713	0.001411158	0.001411158	0.165236417
<b>19:20:00</b>	55.0281257	0.001411228	0.001411228	0.166647645
<b>19:30:00</b>	55.0282509	0.001411252	0.001411252	0.168058897
<b>19:40:00</b>	55.0287196	0.001411344	0.001411344	0.169470241
<b>19:50:00</b>	55.0213002	0.001409885	0.001409885	0.170880127
<b>20:00:00</b>	55.0145292	0.001408555	0.001408555	0.172288682
<b>20:10:00</b>	55.0241759	0.001410451	0.001410451	0.173699133
<b>20:20:00</b>	55.0309255	0.001411778	0.001411778	0.175110911
<b>20:30:00</b>	55.0318166	0.001411954	0.001411954	0.176522865
<b>20:40:00</b>	55.0329925	0.001412185	0.001412185	0.17793505
<b>20:50:00</b>	55.032307	0.00141205	0.00141205	0.179347101
<b>21:00:00</b>	55.0329351	0.001412174	0.001412174	0.180759275
<b>21:10:00</b>	55.032335	0.001412056	0.001412056	0.182171331
<b>21:20:00</b>	55.0331752	0.001412221	0.001412221	0.183583552

<b>21:30:00</b>	55.0309309	0.00141178	0.00141178	0.184995331
<b>21:40:00</b>	55.0313091	0.001411854	0.001411854	0.186407185
<b>21:50:00</b>	55.0332874	0.001412243	0.001412243	0.187819429
<b>22:00:00</b>	55.0329718	0.001412181	0.001412181	0.18923161
<b>22:10:00</b>	55.0315373	0.001411899	0.001411899	0.190643509
<b>22:20:00</b>	55.03401	0.001412386	0.001412386	0.192055894
<b>22:30:00</b>	55.032027	0.001411995	0.001411995	0.19346789
<b>22:40:00</b>	55.0319537	0.001411981	0.001411981	0.194879871
<b>22:50:00</b>	55.03239	0.001412067	0.001412067	0.196291937
<b>23:00:00</b>	55.0330057	0.001412188	0.001412188	0.197704125
<b>23:10:00</b>	55.0318274	0.001411956	0.001411956	0.199116081
<b>23:20:00</b>	55.0333938	0.001412264	0.001412264	0.200528345
<b>23:30:00</b>	55.0337352	0.001412332	0.001412332	0.201940677
<b>23:40:00</b>	55.0327462	0.001412137	0.001412137	0.203352814
<b>23:50:00</b>	55.0336279	0.00141231	0.00141231	0.204765124

Tabla 17 Factores para la determinación la vida equivalente del transformador.

Por lo tanto, la vida equivalente del transformador será la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{0.204765124}{24}$$

$$F_{EQA} = 0.00853188 \text{ días} \cong 0.0085 \text{ días}$$

Esto es un equivalente de envejecimiento de 0.0085 días o 0.204765124 horas

Ahora calculamos el porcentaje de pérdida de vida del transformador con la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \cdot t \cdot 100}{\text{vida normal del aislamiento}} \quad [50]$$

$$\% \text{ Pérdida de vida} = \frac{0.0085 \cdot 24 \cdot 100}{180000}$$

$$\% \text{ Pérdida de vida} = 0.000113758\% \cong 0.000114\% \text{ diario}$$

### 6.3 Recomendaciones para la práctica.

Para el funcionamiento normal del transformador y para efectos de su diseño, se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones:



- ✚ De acuerdo con la norma IEEE std C57.91-2002, la vida diaria no debe exceder el 0.013%, para que la duración del equipo no sea inferior a 20 años esto implica lo siguiente:

$$20 \text{ años} \times \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = 7300 \text{ días}$$

Por lo tanto, el porcentaje por día debe ser el siguiente:

$$\frac{1}{7300} \times 100\% = 0.0136986 \%$$

- ✚ En transformadores ONAN, el incremento de la temperatura ambiente durante el mes no debe de excederse en más de 10°C, se espera que en transformadores con refrigeración forzada y natural este valor disminuya haciendo un retraso en el desgaste.
- ✚ La temperatura ambiente del transformador, debe ser sacada de los registros del mes durante varios años, al igual que las temperaturas promedio de la prueba térmica o temperatura máxima hallada, debido a sus efectos en la vida útil.

## CONCLUSIONES

1. Luego de aplicar un método de la norma IEEE Std C57.110 para encontrar la elevación de temperatura que estaba teniendo el transformador en estudio, y complementado con la norma IEEE Std C57.91 la cual da los factores para el análisis de la vida útil del transformador en estudio, se obtuvo que la vida útil de la unidad evaluada no está comprometida.
2. La vida útil de los transformadores inmersos en aceite y construidos bajo norma IEEE std C57.12.00 es de 20.55 años o su equivalente en horas de 180,000.
3. Con el incremento de la temperatura en zonas bajas y costera es importante revisar el impacto de la elevación de temperatura de estos.
4. Para el caso de realizar mediciones más precisas debería realizarse mediciones de la temperatura ambiente para precisar el modelo térmico. Así como también si es posible realizar mediciones del punto más caliente del transformador a través de sistemas de medición infrarrojos se podría estimar la temperatura en el punto más caliente del transformador en un determinado momento lo cual daría criterio para demostrar el uso de la norma IEEE C57.110-1998 y la IEEE C57.91-1995 para el caso del punto más caliente del aceite y de esta forma relacionarlo con la pérdida de vida útil.
5. La temperatura es el parámetro de control para determinar si una sobrecarga es admisible, por tal razón los tipos de sistemas de refrigeración tienen alta incidencia al determinar los límites de temperatura, grado y duración de sobrecarga de un transformador de potencia.
6. Los procedimientos descritos en este documento pueden ser aplicables a cualquier transformador de potencia inmerso en aceite aislante, siempre y cuando cumplan con los requerimientos de la norma IEEE C57.12.00, y se cuente con la información necesaria en cuanto a mediciones de contenido armónico y datos del fabricante.

## **BIBLIOGRAFIA**

IEEE Standard C57-12.00-2000 General Requeriments for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers

IEEE Standard C57-12.01-2005 Standart General Requeriment for Dry-Type Distribution and Power transformers, Including Those Whit Solid-Cast and/or Resin Encapsulated Windings

IEEE Standard C57-12.80-1978 Standart Terminology for Power and Distribution transformers

IEEE Standard C57.91-1995/Core 1-2002 Guide for loading Mineral-Oil Immersed Transformers

IEEE Standart C57.92-1981 Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers Up to and Including 100 MVA with 55° C or 65° C Average Winding Rise

IEEE Standard C57.110-1998 Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents

International Standar IEC 60076-1 Power Transformers

International Standar IEC 60076-2 Power Transformers

SGB, Transformadores de potencia, [www.sgb-trafo.de](http://www.sgb-trafo.de).

EL TRAF0 [www.alipso.com/monografías/tranforma/](http://www.alipso.com/monografías/tranforma/)

CHAPMAN, Stephen, Máquinas eléctricas, Tercera edición, McGraw-Hill Interamericana, Bogotá - Colombia, 2000, p.61.

U.S. DEPARTAMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, fist 3-30 Transformers Maintenance, 2000.

DESMET JAN & DELEARE GREGORY, Armónicos: Selección y Clasificación de los transformadores, 5005.

JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformers Engineering, 2007.

Mantenimiento de transformadores, mantrixelectronics.blogspot.com

<http://blog.educastur.es/sanchezlastraieect/2010/02/04/rele-buchholz/>

Fundamentos de Transferencia de Calor. 4ta Edición, Frank P. Incropera, David P. Dewitt

Modelo para el diseño térmico-hidráulico de un transformador de distribución eléctrico.

Alejandro Roberto Tello Campos

Kostenko, M. P., Piotrovski L. M. Maquinas Eléctricas. Tomo I. Editorial MIR

Sanz Feito, J. Máquinas eléctricas. Prentice Hall; Madrid, 2002

Chapman, S. Máquinas Eléctricas. 3ª edición Mc Graw-Hill L; Madrid, 2000

<http://www.edisontechcenter.org/Transformers.html>

<http://www.tecnologia-industrial.es/Transformador.html>

Best Practice Manual Transformers, Bureau of Energy Efficiency-Indian Renewable Energy Development Agency-Devki Energy Consultancy Pvt. Ltd.

Understanding Power Transformers Factory Test, Mark F. Lachman.

Transformers Principles and Fundamentals, Seminar: "Life of Transformers", Mark Rivers

ACUERDO No. 192-E-2004, Capitulo V. Incidencia Del Usuario En La Calidad Del Producto, La Superintendencia General De Electricidad Y Telecomunicaciones (SIGET)

# *ANEXOS*

## ANEXOS

### ANEXO A: FACTORES DE CORRECCIÓN

Los factores de corrección que se aplican para una elevación de temperatura de devanado promedio,  $T_r$ , serán los siguientes:

- Temperatura ambiente distinta de 45 ° C
- Corriente de prueba distinta de la corriente nominal
- Altitud superior a 1.000 m.

### Corrección por temperatura del aire ambiente

Cuando la temperatura ambiente es distinta al concluir la prueba  $T_{ra}$  (normalmente 40 ° C) el promedio del aumento de la temperatura,  $T_r$ , se corregirá mediante la siguiente ecuación:

$$T_{c1} = T_r \left[ \frac{(T_r + T_k + T_{ra})}{(T_r + T_k + T_a)} \right]^n$$

Donde:

$T_{c1}$  : Promedio de aumento de temperatura del devanado corregida para temperatura ambiente

$T_r$  : Promedio de aumento de la temperatura de devanado medido, ° C

$T_a$  : Temperatura ambiente al final de la prueba, ° C

$T_{ra}$  : Temperatura ambiente a clasificar los kVA, ° C, por lo general 40 ° C,

$T_k$  : Para los devanados de cobre, es 234,5 ° C

$T_k$  : Para los devanados de aluminio, es 225 ° C

$n$  : 0,80 para auto enfriado por ventilación

1,0 para aire forzado ventilado,

0,70 para unidades selladas o no ventilados

NOTA: Otros valores para  $T_k$  pueden ser utilizados si se corroboran los datos de prueba. El valor de  $T_k$  puede ser de hasta 240 ° C para aleación de aluminio.

### Corrección de prueba diferente actual de corriente nominal

Si la corriente de prueba difiere de la corriente nominal, se requiere una corrección en el aumento del devanado. El aumento del devanado corregido se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$T_{c2} = T_{c1} \left( \frac{I_r}{I_t} \right)^{2n}$$

Donde

$T_{c1}$  : Definido en 1.1

$T_{c2}$  : Aumento normal de temperatura de devanado corregido para corriente nominal, °C,

$I_r$  : Corriente de prueba

$I_t$  : Corriente nominal

$2n$  : 0,7 para unidades selladas

0,8 para el auto enfriado

1,0 para las pruebas de aire forzado.

Esta corrección se puede utilizar siempre que la corriente de prueba y frecuencia no difieren de la nominal en más del 10%.

### Corrección de aumento de la temperatura promedio de devanado para la variación en la altitud

Cuando las pruebas se realizan a una altura no superior a 1.000 m sobre el nivel del mar, sin corrección de altitud se aplicará al promedio de aumento de la temperatura de devanado.

Cuando un transformador que se prueba a una altitud de 1.000 m o menos se va a operar a una altitud superior a los 1.000 m, se supondrá que el aumento de la temperatura promedio de devanado será dada por la siguiente ecuación:

$$T_{c3} = T_{c2} \left\{ 1 + \left[ \frac{(A + 1000)}{1000} \right] F \right\}$$

Donde:

$T_{c2}$  : Definida en 1.2,

$T_{c3}$  : Aumento de temperatura promedio del devanado a la altitud más alta.

$A$  : Altitud, en metros

$F$  : Factor empírico, dado en la Tabla 17 que se presenta a continuación.

<b>TIPO DE ENFRIAMIENTO</b>	<b>FACTOR EMPÍRICO, <math>F</math></b>
Para tipo seco, auto enfriado (AA)	0.005
Para tipo seco con enfriamientos auxiliares de aire forzado (AA/FA)	0.006 <sup>a</sup>
Para tipo seco enfriado con aire forzado	0.010

Tabla 18 Factor empírico para varios tipos de enfriamiento

<sup>a</sup> Aplica solo para la clasificación de enfriamiento forzado



## ANEXO B: PERFILES DE CARGA Y TEMPERATURA DEL TRANSFORMADOR

Se presentan a continuación los perfiles de Carga y Temperatura del transformador para su análisis y comprensión.

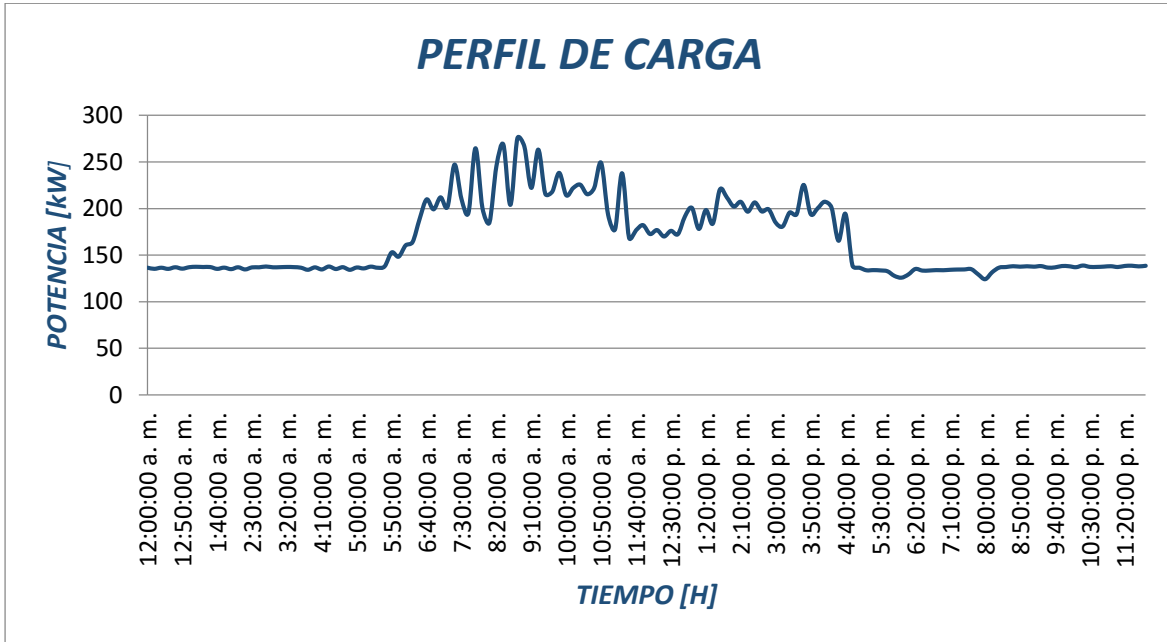


Figura 22 Perfil de la carga real del transformador de potencia.

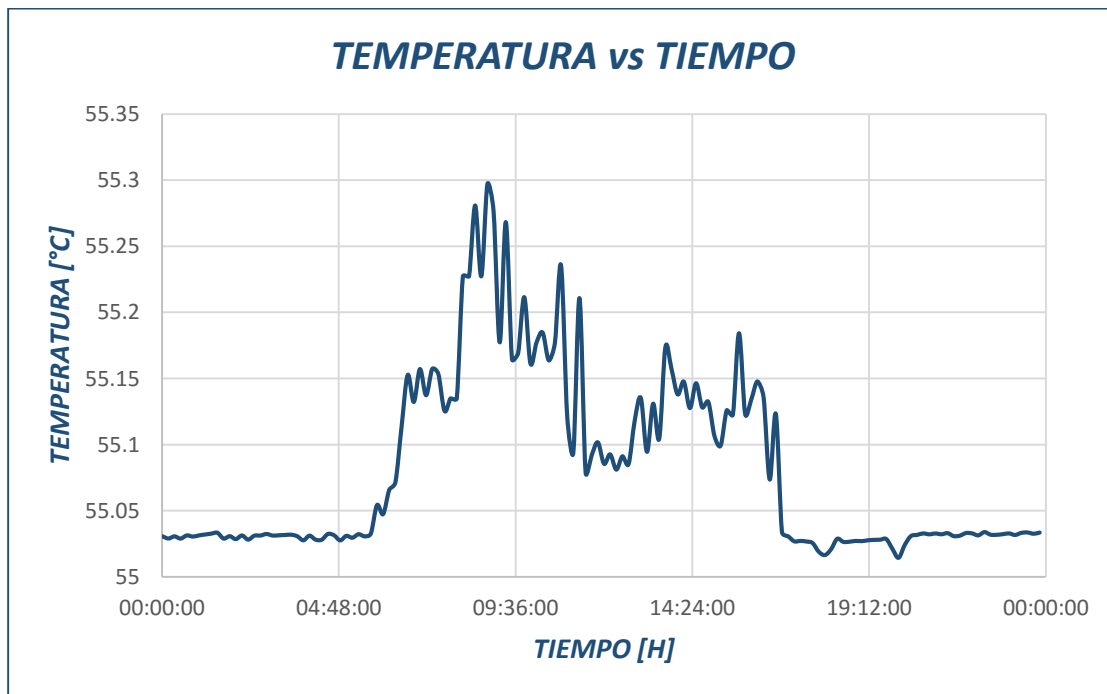


Figura 23 Perfil de la Temperatura real del transformador de potencia.

## ANEXO C: ANALISIS DE CONTENIDO DE ARMONICOS

Se aplicó el análisis de contenido de armónicos al transformador en evaluación, siguiendo los lineamientos dados por la SIGET, siendo los lineamientos del **ACUERDO No. 192-E-2004**:

### “CAPITULO V. INCIDENCIA DEL USUARIO EN LA CALIDAD DEL PRODUCTO”

*Art.49.* La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través del Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de Corriente de Carga y por Índice de Flicker Generado por el Usuario.

Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse de acuerdo a los parámetros siguientes:

#### Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.

El índice está dado

por la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga medida en el punto de conexión.

Para tensiones mayores de 600 V y potencias de carga mayores de 10 kW, se utiliza:

$$DATI = \sqrt{\sum \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100$$

$$DAII = \frac{I_i^2}{I_1^2} \times 100$$

Donde:

DATI: Distorsión Armonica Total de Corriente

DAII: Distorsión Armonica Individual de Corriente

$I_i$ : Componente de la intensidad de corriente de la armonica de orden  $i$

$I_1$ : Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz)

**Art.50. Tolerancias para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.** La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente armónica dependerá de la potencia del Usuario, del nivel de tensión al cual se encuentra conectado, y del orden de la armónica, por lo que en la Tabla 18 se establecen las tolerancias de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	$P \leq 10 \text{ kW}$ $V \leq 600 \text{ V}$	$P > 10 \text{ kW}$ $600 < V \leq 115 \text{ KV}$
	INTENSIDAD ARMONICA MAXIMA (AMP)	DISTORSION ARMONICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE DAIL, EN %
<b>IMPARES NO MULTIPLOS DE 3</b>		
5	2.28	12.0
7	1.54	8.5
11	0.66	4.3
13	0.42	3.0
17	0.26	2.7
19	0.24	1.9
23	0.20	1.6
25	0.18	1.6
> 25	4.5/n	0.2 + 0.8*25/n
<b>IMPARES MULTIPLOS DE 3</b>		
3	4.60	16.6
9	0.80	2.2
15	0.30	0.6
21	0.21	0.4
> 21	4.5/n	0.3
<b>PARES</b>		
2	2.16	10.0
4	0.86	2.5
6	0.60	1.0
8	0.46	0.8
10	0.37	0.8
12	0.31	0.4
> 12	3.68/n	0.3
<b>DISTORSION ARMONICA TOTAL DE CORRIENTE DATI, EN %</b>	--	20

Tabla 19 Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión

Conociendo lo siguiente se procede a aplicar el análisis de distorsión armónica al transformador en evaluación, dando los siguientes resultados:

N° de Armónico	I [A]	Distorsión Armónica Individual de Corriente [%]	Permitido según SIGET [%]	Cumplimiento de norma de calidad SIGET
1	6.431530093	100.0	100	CUMPLE
2	0.034771672	0.5	10	CUMPLE
3	0.078880005	1.2	16.6	CUMPLE
4	0.012293841	0.2	2.5	CUMPLE
5	0.923448611	14.4	12	NO CUMPLE
6	0.012121792	0.2	1	CUMPLE
7	0.489467454	7.6	8.5	CUMPLE
8	0.014582344	0.2	0.8	CUMPLE
9	0.145754213	2.3	2.2	NO CUMPLE
10	0.014293392	0.2	0.8	CUMPLE
11	0.822452778	12.8	4.3	NO CUMPLE
12	0.025731307	0.4	0.4	NO CUMPLE
13	0.288614755	4.5	3	NO CUMPLE
14	0.01344611	0.2	0.3	CUMPLE
15	0.025584672	0.4	0.6	CUMPLE
16	0.009585548	0.1	0.3	CUMPLE
17	0.051685765	0.8	2.7	CUMPLE
18	0.014869763	0.2	0.3	CUMPLE
19	0.069274285	1.1	1.9	CUMPLE
20	0.007462783	0.1	0.3	CUMPLE
21	0.008601878	0.1	0.4	CUMPLE
22	0.007951347	0.1	0.3	CUMPLE
23	0.018602176	0.3	1.6	CUMPLE
24	0.007002779	0.1	0.3	CUMPLE
25	0.014976883	0.2	1.6	CUMPLE

Tabla 20 Comparación de valores de Distorsión Armónica del transformador con los exigidos por la SIGET..

Para el caso del cálculo del DATI nos da el siguiente resultado:

$$DATI = 12.2 \%$$

Con lo cual CUMPLE con los requisitos estipulados en el Acuerdo N° 192-E-2004, donde nos dice que el DATI no debe de ser mayor del 20%.

## ANEXO D: APLICACIÓN DE METODOLOGIA CON 90% DE USO DE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

En esta parte del estudio se tomó a bien hacer un análisis del transformador de potencia en un escenario distinto al presentado realmente por el mismo, se asumió que el transformador de potencia se encontrará al 90% de su capacidad nominal, teniendo en cuenta que la carga que se le aplicaría sería del tipo resistiva para no ver afectada nuestro análisis de calidad de energía, con lo cual procederemos a la aplicación de la metodología

### Cálculo de pérdidas

Para el cálculo de pérdidas en el transformador de potencia, simulando el escenario mencionado anteriormente en donde el transformador de potencia se encuentra en un 90% de su capacidad nominal, tomaremos los datos obtenidos en el capítulo 5.

Para este escenario los datos de calidad de energía que nos fueron proporcionados se mantienen debido a que se asume que la carga que se le aplica para que el transformador trabaje al 90% de su capacidad nominal es del tipo resistiva, con lo cual el Factor armónico de pérdidas por corrientes adicionales en los devanados, según la ecuación [10] se mantiene y es el siguiente:

$$F_{HL} = \frac{4.24242674}{1.045728649}$$

$$F_{HL} = 4.056909739$$

De igual manera se procede a calcular el factor armónico de pérdidas de dispersión, utilizando la ecuación [11] se tiene que:

$$F_{HL-STR} = \frac{1.2351393166}{1.045728649}$$

$$F_{HL-STR} = 1.181127932$$

Corriente nominal del primario:

$$I_{1-R} = \frac{7 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 43.8 \text{ kV}} = 92.27 \text{ [A]}$$

Corriente nominal del secundario:

$$I_{2-R} = \frac{7 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ kV}} = 306.17 \text{ [A]}$$

Para la resistencia del devanado secundario que nos fue proporcionada le aplicamos la metodología de la norma<sup>30</sup> en la cual se detalla que la resistencia en serie de los devanados se calcula según sea el caso, para lo cual utilizaremos las ecuaciones [20] y [21], dependiendo del tipo de conexión que se encuentre, para nuestro caso la conexión es en estrella.

$$R_2 = \frac{2}{3}(0.11)$$

$$R_2 = 0.07333$$

Tomando como validez la asunción que las pérdidas las pérdidas totales de dispersión más la pérdida tipo Eddy varían en un rango de 5% al 15% del valor de pérdidas cargas medidos, se tomara como factor un 10%<sup>31</sup> para determinar las pérdidas totales Eddy.

$$P_{TSL-R} = 45000 * 10\%$$

$$P_{TSL-R} = 4500 \text{ W}$$

Por lo tanto, se pueden estimar de manera indirecta las pérdidas en el cobre con la ecuación [45], sabiendo que estas son iguales a:

$$P = 45000 - 4500 = 40500 \text{ W}$$

Las pérdidas tipo Eddy son encontradas usando la ecuación [18]:

$$P_{EC-R} = 0.33 * 4500$$

$$P_{EC-R} = 1485 \text{ W}$$

Por tanto, usando la ecuación [46], se pueden encontrar las pérdidas de dispersión:

$$P_{OSL-R} = 4500 - 1485 = 3015 \text{ W}$$

Resumiendo, las pérdidas podrían tabularse como sigue:

Tipos de Pérdidas	Valor [W]
Vacío	<b>6000</b>
Cobre	<b>40500</b>
Eddy	<b>1485</b>
Dispersión	<b>3015</b>

Tabla 21 Datos de pérdidas calculados a partir de la metodología de desarrollo

<sup>30</sup> IEEE std C57.110 – 1998, note 6.2

<sup>31</sup> Best Practice Manual Transformers, página 11

Las elevaciones de temperatura permitidas de acuerdo a los datos de placa del fabricante son:

- ✓ Superior del aceite **55° C**
- ✓ Media de los devanados **55° C**
- ✓ Elevación del punto más caliente **65° C**

*Análisis de Pérdidas:*

Con el fin de determinar el aumento de temperatura en el aceite, las pérdidas totales deben de ser corregidas por efecto de contenido armónico en la corriente fundamental.

Para determinar las pérdidas corregidas, al 90% de la carga:

$$P_{LL(pu)} = (0.90^2) * (1.022608^2) = 0.847039$$

Tipo de Pérdidas	Pérdidas Nominales [W]	Pérdidas Corregidas [W]	Corrección Factor Armónico	Pérdidas Totales Corregidas (W)
Perdidas de Vacío	6000	6000		<b>6000</b>
Perdidas en cobre	40500	34305.08		<b>34305.08</b>
Perdidas tipo Eddy	1485	1257.85	4.0569	<b>5102.98</b>
Perdidas de Dispersión	3015	2553.82	1.181127	<b>3016.39</b>
<b>TOTALES</b>	<b>51000</b>	<b>44116.75</b>		<b>48424.45</b>

Tabla 22 Corrección de pérdidas en el transformador

*Calculo de pérdidas:*

Los cálculos realizados anteriormente contribuirán de gran manera para determinar la elevación de temperatura en el aceite del transformador debido a la presencia de corrientes armónicas.

La elevación de temperatura en el aceite se calcula de acuerdo a la ecuación [27], de la siguiente manera:

$$\theta_{TO} = 55^\circ * \left( \frac{48424.45}{51000} \right)^{0.8}$$

$$\theta_{TO} = 52.77^\circ C$$

Luego para determinar la elevación en los devanados se calcularán las Pérdidas en el devanado secundario, como se presenta a continuación:

$$I_{2-R}^2 R_2 = (306.17)^2 * 1.5 * (0.0733)$$

$$I_S^2 R_2 = 10306.72 W$$

Luego corrigiendo a la capacidad demandada del transformador, calculamos lo siguiente:

$$I_{2-R}^2 R_{2Corregida} = I_{2-R}^2 R_2 \cdot P_{LL(pu)}$$

$$I_{2-R}^2 R_{2Corregida} = (10306.72)(0.847039)$$

$$I_{2-R}^2 R_{2Corregida} = 8730.19 W$$

La elevación del punto más caliente en los conductores será:

$$\theta_g = (65 - 55) \left( \frac{8730.19 + 5102.98 * 2.4}{10306.72 + 1485 * 2.4} \right)^{0.8} = 13.92^\circ C$$

La elevación de temperatura en el punto más caliente del transformador que está definido en la ecuación [35] nos da como resultado:

$$\theta_{Tmax} = 52.77^\circ C + 13.92^\circ C$$

$$\theta_{Tmax} = 66.69^\circ C \cong 66.7^\circ C$$

Por lo tanto, podemos concluir que la temperatura en el punto más caliente del transformador será la siguiente:

$$\theta_H = 45^\circ C + 66.7^\circ$$

$$\theta_H = 111.7^\circ C$$

Lo cual nos indica que sobrepasa el límite de elevación de temperatura a la cual el transformador fue diseñado (55°C – 65° C).

Posteriormente se realizan los cálculos de la vida útil del transformador de potencia con las ecuaciones [47] y [48], obteniendo los siguientes resultados



Evaluando para el caso en que el transformador se encuentra a un 90% de su capacidad nominal, tenemos:

$$Vida \text{ en p.u} = 9.8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{111.7+273}\right)}$$

$$Vida \text{ en p.u} = 0.841367 \cong 0.8414$$

Este resultado nos expresa la dependencia del envejecimiento del aislamiento únicamente por temperatura, permitiéndonos de esta forma definir la vida útil en por unidad en función del tiempo.

A continuación, hacemos el cálculo del factor de aceleración del envejecimiento, siempre para el caso en que el transformador se encuentra al 90% de su capacidad nominal:

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{111.7+273}\right)}$$

$$F_{AA} = 1.1889 \cong 1.19 \text{ horas}$$

## ANEXO E: FACTOR DE DESCLASIFICAMIENTO Ó FACTOR K

Por todo esto en EEUU, en 1989, se pensó en cuantificar el calentamiento producido en los transformadores cuando se presentan armónicos. En esta situación el transformador no debe funcionar a su potencia nominal y debe o cambiarse por otro de mayor potencia o disminuirse la carga. El transformador se “desclasifica” asociándole una potencia equivalente.

La potencia equivalente de un transformador es la correspondiente a la sinusoidal que provoque las mismas pérdidas que las producidas con la corriente no sinusoidal aplicada. Esta potencia equivalente es igual a la potencia basada en el valor eficaz de la corriente no sinusoidal multiplicada por el factor “K”.

El factor  $K$ , según la norma UNE, se obtiene por la siguiente fórmula:

$$K = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \left(\frac{I_1}{I}\right)^2 \sum_{n=2}^{n=N} \left(n^q \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2\right)}$$

Donde:

**e:** pérdidas por corrientes de eddy debidas a la corriente sinusoidal a la frecuencia fundamental, divididas por las pérdidas debidas a una corriente continua igual al valor eficaz de la corriente sinusoidal, ambas a la temperatura de referencia.

**n:** orden del armónico

**I:** Valor RMS de la corriente de carga, incluido todo el contenido armónico.

**I<sub>n</sub>:** es la corriente del *n*-ésimo armónico (amplitud o valor eficaz).

**I<sub>1</sub>:** es la corriente fundamental (amplitud o valor eficaz).

**q:** es una constante exponencial que depende de los arrollamientos y de la frecuencia.

Pueden usarse los siguientes valores:

✚ 1,7 para transformadores con conductores redondos o rectangulares en los arrollamientos de baja y alta tensión

✚ 1,5 Para transformadores con conductores de lámina en baja tensión.

Aplicación de la ecuación:

Orden armónico [h]	Valor [pu] $\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	$h^{1.7}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{1.7}$
1	1	1	1	1
2	0.005406438	2.92296E-05	3.24900959	9.49672E-05
3	0.012264578	0.00015042	6.47300784	0.000973669
4	0.001911496	3.65382E-06	10.5560633	3.85699E-05
5	0.14358148	0.020615641	15.4258466	0.318013722
6	0.001884745	3.55226E-06	21.0308645	7.47071E-05
7	0.076104356	0.005791873	27.3317014	0.158301742
8	0.002267321	5.14075E-06	34.2967508	0.000176311
9	0.022662447	0.000513587	41.8998305	0.021519188
10	0.002222394	4.93903E-06	50.1187234	0.000247538
11	0.127878245	0.016352845	58.9342234	0.963742245
12	0.004000807	1.60065E-05	68.3294804	0.001093713
13	0.044874975	0.002013763	78.2895324	0.157656596
14	0.002090655	4.37084E-06	88.80096	0.000388135
15	0.003978007	1.58245E-05	99.8516258	0.001580106
16	0.001490399	2.22129E-06	111.430472	0.000247519
17	0.008036309	6.45823E-05	123.527362	0.007977677
18	0.00231201	5.34539E-06	136.132951	0.000727684
19	0.010771043	0.000116015	149.238585	0.017313968
20	0.001160343	1.3464E-06	162.836213	0.000219242
21	0.001337454	1.78878E-06	176.918318	0.000316469
22	0.001236307	1.52846E-06	191.477857	0.000292665
23	0.002892341	8.36563E-06	206.50821	0.001727572
24	0.00108882	1.18553E-06	222.003137	0.000263191
25	0.002328666	5.42268E-06	237.956742	0.001290364
TOTAL		1.045728649		2.654277562

Tabla 23 Cálculo para factor de desclasificación ó factor K

De la tabla anterior se obtiene la corriente de carga con contenido armónico, de acuerdo a la ecuación:

$$I = \sqrt{\sum I_n} = \sqrt{1.45728649} = 1.022608747$$

De esta podemos obtener el multiplicando de la ecuación:

$$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 = \left(\frac{1}{1.022608747}\right)^2 = 0.956271018$$

Ahora encontramos el multiplicando relacionado a las pérdidas Eddy:

$$e = \frac{4500}{40500} = 0.111$$

Luego

$$\frac{e}{1+e} = \frac{0.111}{1+0.11} = 0.0999$$

Sustituyendo en la ecuación:

$$K = \sqrt{1 + (0.0999)(0.956271018)(2.654277562)}$$

$$K = 1.11963941$$

Por lo tanto, este factor da una desclasificación del equipo de **89.3%**