REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

"ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN RÉGIMEN DE EXPLOTACIÓN. APLICACIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO"

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

CAYAMBE ABAD FREDDY PAUL

freddy_mhsr@yahoo.com

JUAN GABRIEL MARTÍNEZ GARZÓN

jgabriel_martinezg@hotmail.com

DIRECTOR: ING. CHRISTIAN ANTONIO FONSECA AMAYA MSC.

afonseca@transelectric.com.ec

Quito, Febrero 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Freddy Paul Cayambe Abad y Juan Gabriel Martínez Garzón, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Freddy Paul Cayambe Abad

Juan Gabriel Martínez Garzón

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Freddy Paul Cayambe Abad y Juan Gabriel Martínez Garzón, bajo mi supervisión.

_____

Ing. Antonio Fonseca Msc.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Nos complace de sobre manera a través de este trabajo exteriorizar nuestro sincero agradecimiento a la Escuela Politécnica Nacional en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, puesto que nos brindó conocimientos necesarios para el desarrollo de nuestro proyecto y a la elaboración final de este.

A los profesores que nos brindaron su sabiduría en varios campos del conocimiento en especial a nuestro Director de Proyecto, Ing. Antonio Fonseca Msc, quien con su experiencia como docente ha sido la guía idónea, durante el proceso que ha llevado el realizar esta tesis, nos ha brindado el tiempo necesario, como la información para que este anhelo llegue a ser felizmente culminado.

A las personas que nos colaboraron incondicionalmente en la obtención de este trabajo, como son nuestros familiares y amigos, por el tiempo que nos confirieron al no compartirlo con ellas, a nuestros padres y hermanos por el inmenso apoyo y comprensión que siempre han brindado en nuestra carrera.

Al Departamento de Mantenimiento de Subestaciones, en especial al Departamento de Servicios Especializados de Subestaciones de CELEC E.P. – U.N. TRANSELECTRIC, por facilidades brindadas, información entregadas en los requerimientos de este trabajo y por el interés mostrado durante la realización de esta tesis.

DEDICATORIA

A mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo, cariño y amor perfectamente mantenido a través del tiempo.

A mi hermosa y extraordinaria hija, que con su cariño y ternura ha sido siempre un apoyo y quien espero tome este logro como incentivo para alcanzar los suyos propios.

Gabriel

DEDICATORIA

A mi madre, la mejor persona del mundo, cuyo infinito cariño e incondicional confianza son la inspiración para perseguir y alcanzar mis metas. A mi padre que, a pesar de su temprana partida, aún me acompaña y corrige mis errores. A mi hermano y su apoyo en los tiempos difíciles a lo largo de nuestra vida.

Freddy

CONTENIDO

CONTENIDO 1
RESUMEN 6
PRESENTACIÓN 7
CAPÍTULO 1 8
INTRODUCCIÓN 8
1.1 ANTECEDENTES 8
1.2 OBJETIVOS 9
1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO 10
CAPÍTULO 2 11
MARCO TEÓRICO 11
2.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 11
2.1.1 CONSTRUCCIÓN DEL TRANSFORMADOR 12
2.1.1.1 Parte activa 12
2.1.1.2 Sistema de aislamiento 14
2.1.1.3 Tanque 15
2.1.2 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN 16
2.1.2.1 Transferencia de calor en el transformador 16
2.1.2.2 Métodos de enfriamiento [1] 18
2.2 SISTEMA DE AISLAMIENTO PAPEL – ACEITE 19
2.2.1 DEGRADACIÓN DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO (PAPEL-ACEITE) 19
2.2.2 ACEITE (AISLAMIENTO LÍQUIDO) 20
2.2.2.1 Naturaleza [8] 20
2.2.2.2 Composición del aceite [21] 20
2.2.2.3 Funciones [8,21] 22
2.2.2.4 Vida del aceite 25
2.2.2.5 Características Principales de un aceite nuevo 26
2.2.2.6 Parámetros que afectan la degradación del aceite 26
2.2.2.7 Proceso de envejecimiento del aceite 28

2.2.3 PAPEL (AISLAMIENTO SÓLIDO) 30
2.2.3.1 Composición del papel 30
2.2.3.2 Funciones del papel aislante 31
2.2.3.3 Vida del papel 31
2.2.3.4 Proceso de envejecimiento del papel [10] 31
2.3 VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y VIDA DE SU AISLAMIENTO EN RÉGIMEN DE EXPLOTACIÓN 32
2.3.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR 33
2.3.1.1 La temperatura y estado de los materiales aislantes en régimen normal de operación 33
2.3.1.2 Efecto de la carga en el transformador [12] 34
2.3.2 MODOS DE FALLA DE TRANSFORMADORES 35
2.3.3 TÉCNICAS DE MONITOREO DE CONDICIONES DEL ACEITE 39
2.3.3.1 Monitoreo de temperatura 40
2.3.3.2 Control de funcionamiento 41
2.3.3.3 Monitoreo de las condiciones del aceite del transformador 41
2.3.4 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR 51
2.3.4.1 Técnicas que Utilizan Datos Físico-Químicos 51
2.3.4.2 Guías de Cargabilidad como una técnica que utilizan análisis estadístico 57
2.3.4.3 Comparación de las técnicas 65
CAPÍTULO 3 66
DESCRIPCIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS A USARSE -GUÍAS DE CARGABILIDAD 66
3.1 DESCRIPCIÓN DE NORMA ANSI/IEEE C57.91-1995 66
3.1.1 DEFINICIONES 66
3.1.1.1 Factor de aceleración de envejecimiento 66
3.1.1.2 Pérdida porcentual de vida 66
3.1.1.3 Vida del aislamiento del transformador 67
3.1.2 GENERALIDADES 67
3.1.3 VIDA DEL AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR 69
3.1.3.1 Ecuaciones del envejecimiento 69
3.1.3.2 Porcentaje de pérdida de vida 73
3.1.4 TEMPERATURA AMBIENTE Y SU INFLUENCIA EN LA CARGA 74

3.1.5 CÁLCULOS DE TEMPERATURAS 76
3.1.5.1 Simbología utilizada 76
3.1.5.2 Componentes de la temperatura 79
3.1.5.3 Elevación de temperatura tope del aceite por encima de temperatura ambiente 80
3.1.5.4 Constante de tiempo del aceite 80
3.1.5.5 Elevación en los puntos calientes del devanado 81
3.1.5.6 Exponentes para ecuaciones de elevación de temperatura 83
3.1.5.7 Limitaciones de temperatura 84
3.2 DESCRIPCIÓN DE NORMA IEC 60076-7 85
3.2.1 DEFINICIONES 85
3.2.2 GENERALIDADES 87
3.2.2.1 Riesgo a corto plazo 87
3.2.2.2 Riesgo a largo plazo 88
3.2.2.3 Tamaño del transformador 88
3.2.3 LIMITACIONES DE CORRIENTE Y TEMPERATURA 89
3.2.4 DETERMINACIÓN DE TEMPERATURAS 90
3.2.4.1 Simbología 90
3.2.4.2 Suposición de características térmicas 92
3.2.4.3 Temperaturas del punto caliente y del tope del aceite a temperatura ambiente y condiciones de carga variable 95
3.2.5 SOLUCIÓN DE LAS ECUACIONES EXPONENCIALES 96
3.2.6 TASA DE ENVEJECIMIENTO RELATIVO Y VIDA DEL AISLAMIENTO 98
3.2.6.1 Tasa de envejecimiento relativo 98
3.2.6.2 Calculo de pérdida de vida 99
3.2.7 TEMPERATURA AMBIENTE 100
3.2.7.1 Variación sinusoidal de temperatura 100
CAPÍTULO 4 102
METODOLOGÍA Y APLICACIÓN 102
4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL [36] 102
4.2 ANÁLISIS DE LAS POTENCIAS MáXIMAS DE TRANSFERENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT 103

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA 103
4.4 CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO 104
4.5 TEMPERATURA AMBIENTE 105
4.6 ADQUISICIÓN DE DATOS 108
4.7 PÉRDIDAS 109
4.8 CICLO DE CARGA 109
4.9 EJEMPLO CALCULO DE ENVEJECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR ATQ DE LA S/E DE BABAHOYO FABRICADO BAJO LA NORMA IEC 111
4.10 EJEMPLO CALCULO DE ENVEJECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR ATK DE LA S/E DE MILAGRO FABRICADO BAJO LA NORMA IEEE 120
4.11 CALCULO DE LA VIDA PERDIDA EN TODO EL PERÍODO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 130
4.12 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA VIDA PÉRDIDA EN TODO EL PERIODO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR (ATQ - BABAHOYO) 134
4.13 EVOLUCIÓN DE LA CARGA Y SU EFECTO SOBRE EL ENVEJECIMIENTO 136
CAPÍTULO 5 142
ANÁLISIS DE RESULTADOS 142
5.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN BAJO CARGAS SUPERIORES A LAS ACTUALES 143
5.2 RECOMENDACIONES ADICIONALES PARA UNA MEJOR MONITORIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL SNT 185
CAPÍTULO 6 192
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 192
6.1 CONCLUSIONES 192
6.2 RECOMENDACIONES 195
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 197
ANEXO 1 202
MAPAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL ECUADOR 202
ANEXO 1. MAPAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL ECUADOR 203
ANEXO 2 206
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (ESQUEMA GEOGRÁFICO) 206
ANEXO 2. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO - ESQUEMA GEOGRÁFICO (SEP. 2009). 207

ANEXO 3 208

CUADROS ESTADÍSTICOS DE LA TEMPERATURA AMBIENTE DE LAS ESTACIONES CLIMATOLÓGICAS PERTENECIENTES AL INAMHI 208

ANEXO 3. CUADROS ESTADÍSTICOS DE TEMPERATURA AMBIENTE DE LAS ESTACIONES CLIMATOLÓGICAS PERTENECIENTES AL INAMHI 209

ANEXO 4 214

REPORTE DE POTENCIAS MÁXIMAS DE TRANSFERENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT 214

ANEXO 4. REPORTE DE POTENCIAS MÁXIMAS DE TRANSFERENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT 215

ANEXO 5 220

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA PERTENECIENTES A TRANSELECTRIC 220

ANEXO 5. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA PERTENECIENTES A TRANSELECTRIC 221

DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA 222

Transformadores Monofásicos (bancos de transformadores) 222

Transformadores Trifásicos 228

ANEXO 6 232

GRAFICAS DE TEMPERATURAS Y CARGAS DE TRANSFORMADORES 232

ANEXO 6: CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN 233

ANEXO 7 240

REPORTES DE PRUEBA DE TRANSFORMADOR 240

ANEXO 7. REPORTES DE PRUEBA DEL TRANSFORMADOR 241

RESUMEN

El presente proyecto de titulación pretende ser una guía para la estimación de la vida remanente de transformadores de potencia, en subestaciones de transmisión. Se analiza los métodos publicados por dos organizaciones estándares (IEEE e IEC) sobre cargabilidad y temperatura del punto caliente dentro de un transformador, abordando algunas cuestiones relativas a la exactitud de sus resultados. Se incluyen las descripciones de estas dos normas.

La norma IEC 60076-7 edición 1.0 2005-12, "IEC: Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite", establece una serie de ecuaciones que describen un modelo matemático para el cálculo de temperaturas de funcionamiento de un transformador. Los supuestos que figuran en esta norma incluyen: un aumento de temperatura lineal en el aceite del fondo del tanque a la cima, un aumento de temperatura en los devanados en paralelo, y un margen para pérdidas parásitas que se utiliza para evaluar el punto caliente del devanado.

El análisis de la norma IEEE Std C57.91-1995, “IEEE: Guía de cargabilidad para transformadores sumergidos en aceite” se basa en la aceleración del deterioro del sistema de aislamiento producido principalmente por la elevación de temperatura en los devanados y el aceite aislante. Establece un modelo matemático que determina el envejecimiento en función de la elevación de la temperatura

PRESENTACIÓN

El presente trabajo se ha dividido en 6 capítulos, donde se desarrollan los siguientes temas:

El capitulo 1, que contiene la introducción, alcance y objetivos del estudio.

En el capítulo 2, se presentan las partes principales del transformador y del sistema de refrigeración, así como un estudio del sistema de aislamiento aceite-papel; se muestra la forma de degradación que sufre el aislamiento y parámetros que lo afectan. Además se presenta un estudio de la vida útil del transformador, técnicas de monitoreo y métodos de análisis de la vida útil del transformador.

En el capítulo 3, se estudia los modelos matemáticos que permiten estimar la vida útil del aislamiento del transformador, así como la temperatura ambiente y condiciones especiales para el cálculo.

En el capítulo 4, se realiza la aplicación de las normas, sobre la muestra determinada en base a la teoría desarrollada en capítulos anteriores. Se realizan ejemplos del cálculo sobre dos transformadores de la muestra fabricados bajo los dos estándares IEC e IEEE. Se realiza el cálculo con el método propuesto para estimar la vida remanente del transformador en todo el periodo de su explotación.

En el capítulo 5, se analiza los resultados obtenidos de envejecimiento, temperaturas del tope del aceite y del devanado, así como curvas de cargabilidad sin comprometer la vida del aislamiento del transformador.

En el capítulo 6, se realizan conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

En vista del considerable número de transformadores con tiempo de servicio mayor a 20 años en el SNT (Sistema Nacional de Transmisión) ecuatoriano, es de mucho interés conocer el tiempo y el estado del aislamiento del equipo, para tratar así de identificar las acciones apropiadas de mantenimiento, de manera que se pueda extender su vida útil.

La vida de los transformadores de potencia es un asunto de interés para las compañías que brindan el servicio de la electricidad y fabricantes de transformadores. El conocimiento de la vida remanente de los transformadores de potencia es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad de la red de transmisión y, por supuesto, para brindar un servicio eléctrico de calidad.

La evaluación de la vida útil de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta en uno u otro grado, a solicitaciones térmicas, mecánicas, eléctricas y provocadas por el medio ambiente. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión, se ha vuelto una estrategia clave para conocer el estado del equipo. Un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es el ser un enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de voltaje.

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 ºC y 95 ºC [37]. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado [38].

Otros aspectos como fallos externos y sobretensiones, tienen un efecto negativo en la condición del material aislante de un transformador, especialmente en sus características mecánicas; cuando el aislamiento ha envejecido mucho, supervisar estos aspectos es muy importante. Aunque los transformadores no tienen partes móviles a excepción del flujo de aceite, sus demandas mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos.

La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo (básicamente bajo qué norma fue construido), historia, mantenimientos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento.

1.2 OBJETIVOS

- Determinar una metodología para establecer el tiempo de vida útil y la máxima potencia disponible de transformadores de potencia, considerando el estado actual y la vida residual del aislamiento.

- Determinar correlaciones entre el estado de los elementos aislantes del transformador, la aceleración de su deterioro y las condiciones térmicas de operación con respecto a la vida útil de los aislantes del transformador.

- Establecer una metodología aplicable para el análisis de la vida útil de los elementos aislantes del transformador. La metodología también determinará el

límite del nivel de carga y el tiempo máximo de aplicación de dicha carga, sin arriesgar el aislamiento del transformador o reduciendo los porcentajes de pérdida de vida útil.

- Desarrollar una metodología de monitorización de transformadores y el perfeccionamiento de técnicas que permita extender el tiempo de vida útil del transformador.

- Aplicar las metodologías en una muestra determinada del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano.

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO

El alcance de este trabajo consiste en presentar una metodología para determinar el tiempo de vida útil y la máxima potencia disponible de los aislantes de transformadores de potencia aplicando normas actualizadas.

El proyecto consiste en el estudio de los factores principales de la pérdida de vida útil en los elementos aislantes del transformador, enfocándose en aspectos importantes que influyen en las condiciones térmicas que afectan al aislamiento como son: estado del aceite dieléctrico y las condiciones operativas del transformador.

Se realizará un estudio de la población de transformadores del sistema de transmisión ecuatoriano considerando la recopilación y análisis de: normativas vigentes respecto a sobrecarga, manuales de operación y mantenimiento de los fabricantes y el historial de explotación de los transformadores.

Una vez analizada la población se procederá a elegir una muestra representativa de los transformadores en la que se aplicará las metodologías desarrolladas.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

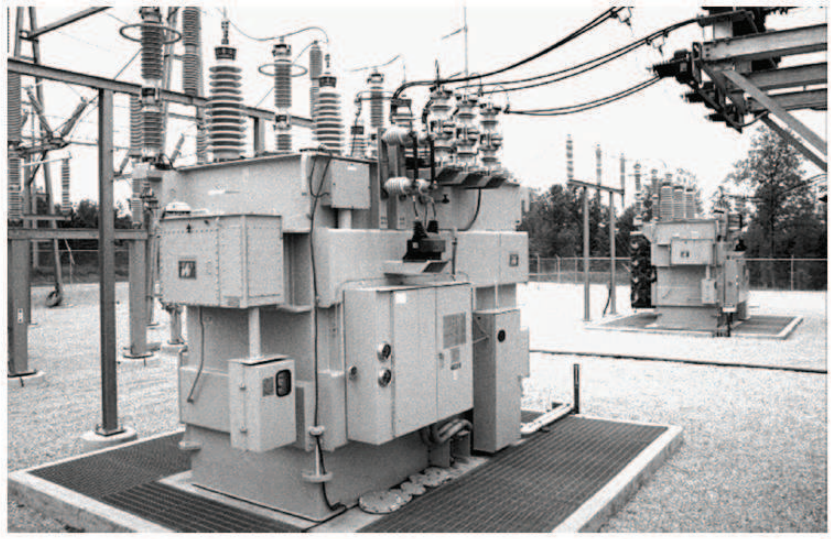


Figura 2.1 Transformador de potencia

Un transformador es un dispositivo electromagnético que transfiere energía de un circuito a otro por acoplamiento magnético sin partes móviles. La transferencia de energía cumple con una determinada relación de transformación del nivel de voltaje, una frecuencia determinada y pérdidas mínimas.

En la norma IEC 60076-01 [3] el transformador de potencia se define como:

“Una pieza estática, con dos o más devanados que, por inducción electromagnética, transforma un sistema de voltaje y corriente alternos a otro sistema de voltaje y corriente, en general de diferentes valores y de la misma frecuencia con el propósito de transmitir potencia eléctrica”

Los transformadores se diseñan y construyen según aplicaciones bien definidas. Un caso muy importante, y principal en este estudio, son los transformadores de potencia, que hacen posible que la generación, transporte, distribución y consumo de la energía eléctrica se realicen a tensiones técnicamente adecuadas y las más rentables según su nivel en un sistema eléctrico.

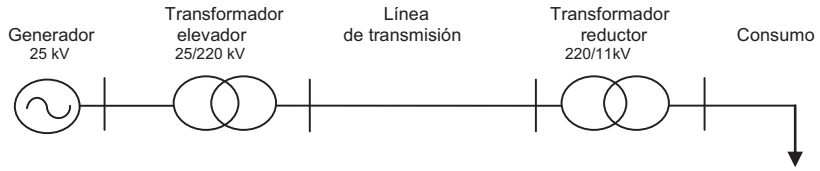


Figura 2.2 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia simple [33]

2.1.1 CONSTRUCCIÓN DEL TRANSFORMADOR

A continuación se describen las diferentes partes de un transformador:

2.1.1.1 Parte activa

Se denomina parte activa al sistema en el que se realiza el proceso de transformación, esto es: núcleo y arrollamientos; elementos cuya interacción origina la transformación de las magnitudes eléctricas debido a sus propiedades electromagnéticas.

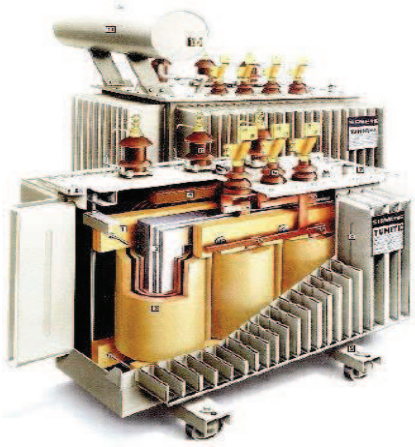
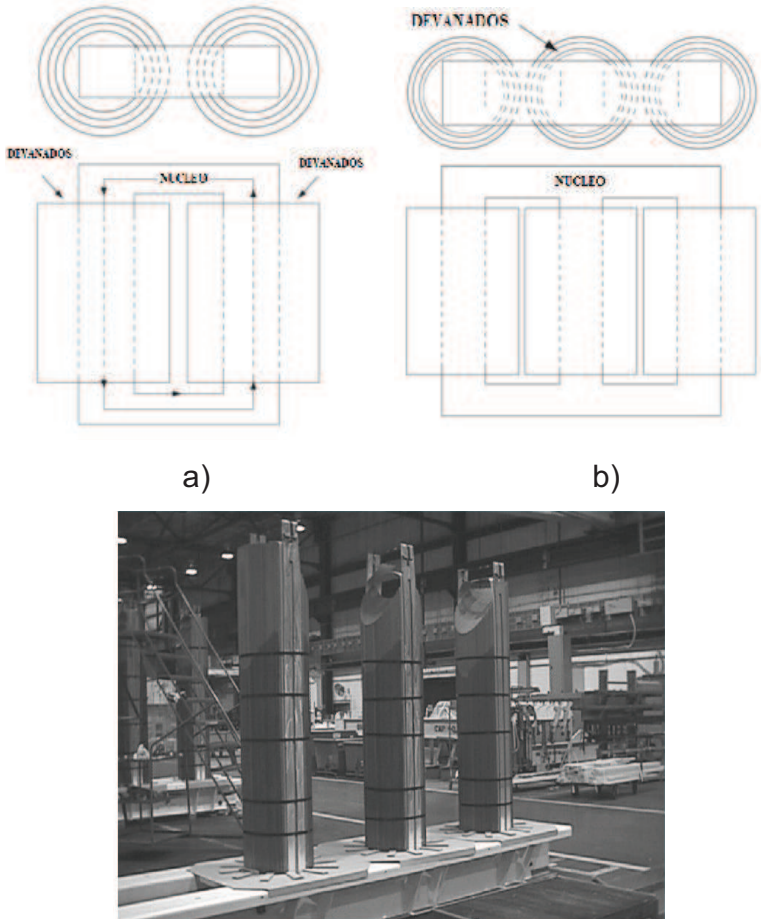


Figura 2.3 Parte activa del transformador de potencia

2.1.1.1.1 Núcleo

La función del núcleo es concentrar el flujo magnético dentro de un circuito determinado. La alta permeabilidad del material del núcleo permite formar un campo magnético mucho más fácilmente que el espacio libre, debido a la orientación de los dipolos atómicos. El resultado es que el campo se concentra en el interior del núcleo, y casi ninguna línea de campo sale de él.



a) b)

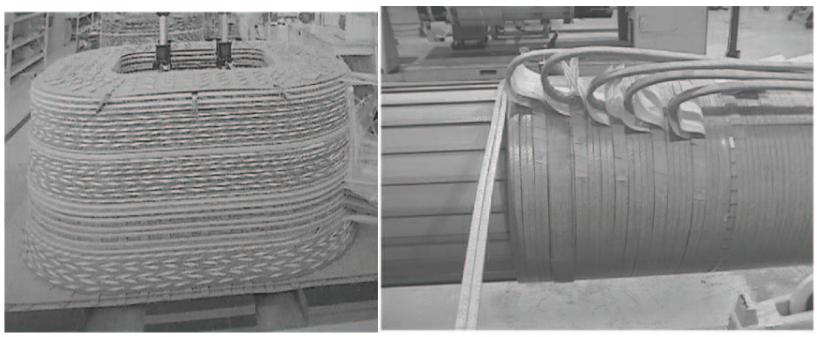
c)

Figura 2.4 a) Esquema de construcción del núcleo monofásico b) Esquema de construcción del núcleo trifásico c) Montaje de núcleo trifásico antes de la inserción de las bobinas

2.1.1.1.2 Bobinas

La función de las bobinas es conducir la corriente eléctrica. Los devanados están dispuestos como depósitos cilíndricos alrededor del núcleo, en la que cada espira está envuelta con papel de aislamiento. El cobre es hoy la elección primaria como material para las bobinas [4]. Además de las tensiones dieléctricas y los requisitos térmicos las bobinas deben soportar los esfuerzos mecánicos al que están sujetas en una falla transitoria[1] como un corto circuito.

Los devanados primario y secundario, deben estar aislados entre sí, generalmente este aislamiento es por medio de separadores de madera, baquelita o materiales aislantes similares que además cumplan con funciones refrigerantes.



a) b)

Figura 2.5 a) Planchas de devanados apilados b) Capas del devanado

2.1.1.2 Sistema de aislamiento

El sistema de aislamiento de un transformador se compone de dos partes, una parte sólida y una parte líquida (aceite de transformador), y donde la parte líquida tiene algunas funciones que se mencionarán posteriormente, cuando se haga el análisis del aislamiento aceite – papel con más detalle.

[1] Falla que tiene tiempo de duración comprendido entre 30 ciclos y 3 segundos.

2.1.1.2.1 Aislamiento Sólido

El aislamiento sólido del transformador es un producto a base de celulosa (polisacárido compuesto exclusivamente de moléculas de glucosa, constituyen materia prima de tejidos de fibras naturales) como cartón prensado y papel. Su función principal es aislar a las bobinas.

2.1.1.2.2 Aceite de transformador

El aceite de transformador es un producto altamente refinado de aceite mineral crudo y cuya composición consiste de hidrocarburos, de los cuales los más comunes son la parafina, nafténico[2] y aceites aromáticos[3]. El aceite sirve como medio de refrigeración y como parte del sistema de aislamiento; la calidad del aceite en gran medida afecta el aislamiento y las propiedades de enfriamiento del transformador. Las principales causas de deterioro del aceite son la humedad, el oxígeno y el calor.

2.1.1.3 Tanque

Es un elemento indispensable en aquellos transformadores cuyo medio de refrigeración no es el aire. El tanque es principalmente el contenedor para el aceite y una protección física de la parte activa. También sirve como estructura de apoyo para los accesorios y equipos de control. El tanque tiene que resistir las presiones ambientales, como la atmósfera corrosiva, alta humedad y radiación solar [4]. Problemas en el interior del tanque como arcos internos puede vaporizar instantáneamente el aceite circundante, lo que puede conducir a una presión de gas tan alta que podría romperlo [5].

[2] Son hidrocarburos saturados cuyas moléculas forman una estructura de anillo. Al ser saturados no son muy reactivos.
[3] Base mineral que proviene del petróleo en el refinamiento para obtener las bases de los aceites minerales.

2.1.2 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

Los transformadores de potencia están equipados con ventiladores de refrigeración, bombas de aceite o refrigeración por agua, diseñados para eliminar el calor causado por el cobre y pérdidas en el hierro. El calor producido por las pérdidas en los transformadores afecta la vida del aislamiento, por esta razón es importante que este calor producido se disipe, de manera que se mantenga dentro de los límites tolerables por los distintos tipos de aislamiento.

Los transformadores están por lo general enfriados por aire o aceite y cualquier método de enfriamiento empleado debe ser capaz de mantener una temperatura de operación suficientemente baja y prevenir "puntos calientes"[4] en cualquier parte del transformador. El aceite se considera uno de los mejores medios de refrigeración que tiene además buenas propiedades dieléctricas.

2.1.2.1 Transferencia de calor en el transformador

Con relación a la transferencia del calor específicamente, las formas en que se puede transferir calor en el transformador son las siguientes:

2.1.2.1.1 Convección

El aceite al calentarse, aumenta de volumen y, por lo tanto, disminuye su densidad y asciende, desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que está a menor temperatura. Lo que se llama convección en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido. La transferencia de calor por convección se puede hacer en dos formas:

[4] Uniones o conexiones dentro del tanque del transformador de potencia en las que se produce un calentamiento local (pérdidas).

- Por convección natural (movimiento del fluido debido a causas naturales como el efecto de flotación, subida del fluido caliente y el descenso del fluido frio.).

- Por convección forzada (causada por factores externos como: flujo en una tubería, flujo de aire debido a un ventilador, flujo en un estanque debido a un agitador)

2.1.2.1.2 Conducción

La conducción es normalmente un proceso lento por el cual se transmite el calor a través de una sustancia por actividad molecular. La capacidad que tiene una substancia para conducir calor se mide por su "conductividad térmica[5]". Esta forma de transferencia del calor se presenta en algunas partes del transformador en mayor o menor grado, como por ejemplo, del papel aislante al aceite aislante es por conducción.

2.1.2.1.3 Radiación

Es la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz y representa, en temperaturas elevadas, un mecanismo de pérdida de calor. En el caso de los transformadores, la transferencia del calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmósfera es por radiación.

La transmisión de calor en los transformadores tiene las siguientes etapas:

- Conducción a través del núcleo, bobinas y demás elementos hasta la superficie.
- Transmisión por convección en el caso de los transformadores secos.

[5] Facilidad que un material presenta al paso del calor.

- Para los transformadores en aceite, el calor se transmite por convección a través de este dieléctrico.

2.1.2.2 Métodos de enfriamiento [1]

El método de enfriamiento de un transformador es muy importante, ya que la disipación del calor, como ya se mencionó antes, influye mucho en su tiempo de vida y capacidad de carga, así como en el área de su instalación y su costo. De acuerdo a [1] se han normalizado o definido algunos métodos básicos de enfriamiento:

2.1.2.2.1 Tipo OA

Flujo de aceite a través de bobinas y radiadores por convección natural y flujo del aire en el tanque y los radiadores, también por convección natural.

2.1.2.2.2 Tipo FA

Flujo del aceite través de bobinas y radiadores por convección natural y flujo del aire sobre radiadores y tanque por convección forzada por medio de ventiladores. Se emplea para aumentar la potencia disponible del tipo OA

2.1.2.2.3 Tipo DFOA

Flujo forzado de aceite a través de bobinas y radiadores o intercambiadores de calor por medio de bombas. El aceite se dirige desde los radiadores o intercambiadores de calor en las bobinas. El flujo de aire es forzado a través de los radiadores o intercambiadores de calor por ventiladores.

2.1.2.2.4 Tipo NDFOA

Flujo forzado de aceite a través de los radiadores por una o más bombas. El aceite es forzado a fluir dentro del tanque por las bombas, sin embargo, el principal flujo

forzado de aceite en el depósito puentea los bobinados. El aire es forzado a través de los radiadores o intercambiadores de calor por ventiladores.

2.2 SISTEMA DE AISLAMIENTO PAPEL – ACEITE

Como se sabe, un transformador es una máquina eléctrica que se encuentra constituida por varias partes (núcleo, devanados, aislamiento, pasatapas, válvulas, radiadores, etc.). Dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento (aceite y papel) es el componente más importante y es al que se le debe cuidar en mayor grado.

El sistema de aislamiento de la mayoría de los transformadores de potencia consiste en aceite y celulosa. Las propiedades dieléctricas de ambos materiales cambian a lo largo de la vida útil del transformador. El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador.

2.2.1 DEGRADACIÓN DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO (PAPEL-ACEITE)

El envejecimiento del sistema de aislamiento es un proceso complejo de degradación química y formación de compuestos agresivos (alcoholes, ácidos, peróxidos, acetonas, aldehídos, etc.) que forman sedimentos llamados lodos. Los lodos tienen un carácter ácido, son insolubles y su formación va acompañada de otros compuestos ácidos orgánicos disueltos en el aceite, cuya presencia es un síntoma indiscutible de envejecimiento.

2.2.2 ACEITE (AISLAMIENTO LÍQUIDO)

2.2.2.1 Naturaleza [8]

Los aceites para transformadores son de naturaleza mineral. Proceden de la destilación fraccionada[6] de petróleo, a la que sigue un proceso de refino.
La composición química depende de la procedencia. Básicamente se trata de una mezcla completa de hidrocarburos, según proporciones de unas u otras moléculas, se habla de aceites con base parafínica o aromática.

2.2.2.2 Composición del aceite [21]

2.2.2.2.1 Tipos de Hidrocarburos y propiedades

El aceite mineral puede variar mucho en su composición. Todos los aceites minerales son mezclas de compuestos de hidrocarburos con cerca de 25 átomos de carbono por molécula. La mezcla de compuestos que está presente en un aceite en particular depende de varios factores, tales como el origen del petróleo crudo y el proceso de refinación.

Aceites de crudos de petróleo de diferentes zonas geográficas tienen estructuras químicas diferentes. Aceites de crudos de petróleo de algunas fuentes son más altos en compuestos parafínicos[7], mientras que otros son más altos en compuestos nafténicos[8]. Aceites de crudos de petróleo también contienen cantidades significativas de compuestos aromáticos[9] y poliaromáticos.

---

[6] Proceso físico utilizado en química para separar mezclas (generalmente homogéneas) de líquidos mediante el calor, y con un amplio intercambio calórico y másico entre vapores y líquidos.
[7] Formados por moléculas que pueden ser tanto de cadena lineal como ramificada. Los alcanos normales de tipo cadena lineal son conocidos como parafinas, si son enfriados se impide su libre flujo y se deben tomar precauciones para utilizarlos en un clima frío.
[8] También conocidos como cicloalcanos están formados por moléculas con una estructura anular, presentan excelentes características a bajas temperaturas.
[9] Son polímeros cíclicos conjugados que tienen un total de 4n+2 electrones pi en el anillo. Para que se dé la aromaticidad.

Algunos de los compuestos aromáticos policíclicos son llamados “heterocíclicos” porque, además de carbono e hidrógeno, contienen otros átomos, como nitrógeno, azufre y oxígeno. Algunos heterocíclicos son beneficiosos (por ejemplo, inhibidores[10] de la oxidación), pero la mayoría son perjudiciales (por ejemplo, iniciadores de la oxidación, portadores de carga eléctrica).

La refinación de petróleo crudo para la producción de fluidos dieléctricos reduce el contenido de aromáticos y poliaromáticos para mejorar las propiedades dieléctricas y la estabilidad del aceite. La figura 2.6 ilustra una molécula de aceite típico. Hay que tener en cuenta que un aceite especial contiene una mezcla de muchas especies moleculares diferentes y tipos de átomos de carbono. Si un aceite particular es considerado parafínicos o nafténicos es una cuestión de grado.

Las diferencias en la composición química darán lugar a diferencias en las propiedades físicas y en el comportamiento químico de los aceites después de su puesta en servicio. La composición química tiene efectos profundos en las características físicas del aceite.

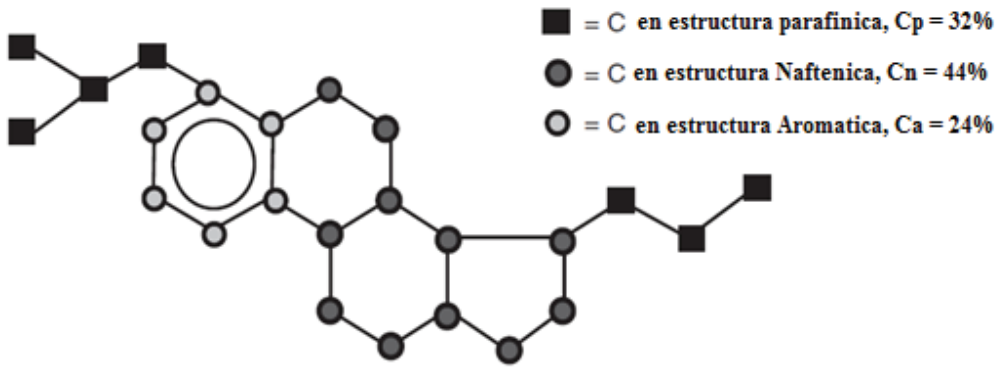


Figura 2.6 Molécula típica del aceite

[10] Son productos que actúan ya sea formando películas sobre la superficie metálica, tales como los molibdatos, fosfatos o etanolaminas, o bien entregando sus electrones al medio.

Para los equipos eléctricos, las principales preocupaciones son:

- Aceites parafínicos tienden a formar ceras (compuestos sólidos) a baja temperatura.
- Aceites parafínicos tienen una estabilidad térmica[11] menor que la de los aceites nafténicos y aromáticos.
- Aceites parafínicos tienen una mayor viscosidad[12] a baja temperatura que la de los aceites nafténicos y aromáticos.

Estos factores pueden perjudicar el rendimiento de los equipos eléctricos de alta tensión. Los dos primeros factores tienen un efecto desfavorable sobre las características dieléctricas del aceite. El tercer factor afecta desfavorablemente la capacidad de disipar calor del aceite.

Los inhibidores de oxidación, como DBPC (di-ter-butil-paracresol) y DBP (di-tert-butil-fenol), se añaden al aceite para retardar el proceso de oxidación. Estos compuestos trabajan atrayendo moléculas de oxígeno a sí mismos en lugar de permitir que el oxígeno se unen con el tiempo a las moléculas de aceite.

2.2.2.3 Funciones [8,21]

El aceite aislante es una mezcla adecuada de hidrocarburos isoparafínicos, nafténicos y aromáticos aportando cada una de estas bases su cuota de propiedades deseables y mediante proporciones óptimas limitar lo indeseable que cada una pueda tener, con el fin de que el producto final cumpla las cuatro funciones básicas que un buen aceite aislante debe poseer; es decir:

1. Ser buen aislante eléctrico.
2. Refrigerar adecuadamente el transformador, disipando el calor natural que genera el proceso de transformación.

[11] Capacidad de resistencia del aceite frente a la oxidación operando en condiciones de alta temperatura.
[12] Es la oposición que muestra un fluido a las deformaciones tangenciales.

3. Protector de las partes internas del transformador.
4. Tener a la vez una buena estabilidad a la oxidación, con contenidos apropiados de inhibidor natural y/o sintético que prevenga la formación de lodo. (Esta función tiene apariencia paradójica, pero es claro que está asociada al concepto moderno de diagnóstico y mantenimiento preventivo[13]).

En [9] se establece una función adicional del aceite del transformador la cual es la de diagnosticar las condiciones internas del transformador y del aislamiento sólido; es decir, que el aceite haga la función de herramienta de monitoreo de la condición del transformador.

El aceite debe cumplir estas funciones de la mejor forma posible durante el transcurso de los años, y para eso se debe tener en cuenta que los principales enemigos del aceite son el calor, agua, y oxígeno. Entonces, es necesario evitar que estos agentes tengan influencia directa o indirecta sobre el aceite.

Cuando el aceite no cumple con alguna de estas cuatro funciones, el transformador debe ser sometido a servicio de mantenimiento para asegurar su máxima vida útil y la mayor confiabilidad de operación posible. Algunas de estas funciones se describen a continuación:

2.2.2.3.1 Aislante eléctrico

La función principal del aceite aislante es proporcionar un medio dieléctrico que actúa como aislante que rodea varios conductores de energía.

[13] Servicios de inspección, control, conservación y restauración de un equipo con la finalidad de prevenir, detectar o corregir defectos, tratando de evitar fallas.

2.2.2.3.2 Disipación de calor

Esto es de particular importancia en los transformadores, donde el calentamiento localizado de las bobinas y el núcleo pueden ser graves. El aceite ayuda en la eliminación de calor de estas áreas y distribuye la energía térmica en una masa generalmente de gran cantidad de aceite y el depósito del dispositivo.

Para garantizar que un determinado aceite llevará a cabo de forma satisfactoria la disipación de calor, se colocan varias especificaciones en el aceite que se basan en factores que influyen en la capacidad del aceite para disipar el calor en un amplio rango de condiciones de funcionamiento posibles. Estos factores incluyen características como viscosidad, punto de gota[14], y punto de inflamación[15].

2.2.2.3.3 Protector de partes internas del transformador

Otra función del aceite aislante es de proveer una capa de protección a las superficies metálicas dentro del dispositivo. Esta capa protege contra las reacciones químicas, tales como la oxidación, que pueden influir en la integridad de las conexiones, afectan a la formación de óxido, y contribuyen a la contaminación como consecuencia del sistema [21].

2.2.2.3.4 Diagnosticar

Las condiciones (químicas y eléctricas) del fluido aislante reflejan las condiciones de funcionamiento del transformador. En cierto sentido, el aceite puede proporcionar información de diagnóstico sobre el dispositivo eléctrico tanto como la sangre puede proporcionar información de diagnóstico sobre el cuerpo humano.

[14] Establece la temperatura más baja a la cual pasa de un estado sólido o semisólido a líquido.
[15] Es la temperatura más baja a la cual un material puede producir llamas en contacto con el aire.

La condición de la sangre es importante en lo que se refiere a su función primaria de transporte de oxígeno y otras sustancias químicas a las diversas partes del cuerpo. De hecho, la condición de la sangre es un síntoma de la salud general del cuerpo.
Por ejemplo, el análisis de la sangre se puede utilizar para diagnosticar una gran variedad de problemas de salud relacionados con la función de órganos anormales. De la misma manera, el aceite aislante puede ser monitoreado como servicio de sus funciones principales como aislante y disipador de calor.

Esto es posible porque cuando las fallas se desarrollan en el transformador lleno de aceite, hacen que la energía se disipe a través del líquido. Esta energía puede causar una degradación química del líquido. Un análisis de estos productos de degradación puede proporcionar información sobre el tipo de falla que se presente.

2.2.2.4 Vida del aceite

El aceite experimenta un proceso de envejecimiento. Significa que, con el tiempo, se altera, se oxida, forma productos ácidos y puede llegar a crear lodos. Contribuyen varios factores, como: el aire (oxígeno), temperaturas (sobrecargas, calentamientos locales, etc.).

A medida que el aceite envejece decrementa la capacidad para cumplir con las funciones anteriormente expuestas, como resultado aparecen productos de oxidación los cuales se depositan en forma de lodos, en la parte inferior como en los devanados del transformador.
En las bobinas este lodo impide el flujo normal del aceite y esto se refleja en una inapropiada transferencia de calor, provocando un sobrecalentamiento que atenta a la vida útil del transformador.

Con el envejecimiento, el aceite empeora en cuanto a características aislantes y refrigerantes, llegando a resultar inservible. Para alargar el proceso, modernamente se emplean, en ocasiones, productos químicos “inhibidores” (nombres comerciales:

topanol, paranox, parabar, etc.). La buena conservación del aceite implica evitar sobrecargas fuertes o prolongadas, desecadores inutilizados (saturados), refrigeraciones inadecuadas (temperaturas ambientes excesivas, cantidades de refrigerante insuficientes). [8]

2.2.2.5 Características Principales de un aceite nuevo

Las características de un aceite nuevo para transformadores son:

TABLA 2.1. Características principales de un aceite nuevo de transformador [8]

Densidad	a 15 ºC, valor máximo 0,890 a 20 ºC, valor máximo 0,887
Viscosidad	a 20 ºC, valor máximo 30 cSt. (en centistokes)
Punto de inflamación	valor mínimo 140 ºC
Cenizas	inapreciables
Azufre corrosivo	exento
Índice de neutralización	inapreciable
ndice de saponificación[16]	valor máximo 0,10 mg KOH/g de aceite

2.2.2.6 Parámetros que afectan la degradación del aceite

2.2.2.6.1 Alta Temperatura

Una alta temperatura puede ser causada por incremento de carga, pérdida de enfriamiento, temperatura externa elevada o por fallas eléctricas o térmicas. Las elevadas temperaturas incrementan dramáticamente las reacciones químicas.

[16] Es una medida para calcular el peso molecular promedio de todos los ácidos grasos presentes. Se define como los miligramos de KOH necesarios para saponificar un gramo de lípido.

Generalmente las reacciones se duplican por cada 10 grados centígrados de aumento en la temperatura [21]. Consecuentemente, la tasa a la cual el aceite se oxida es significativamente afectada por la temperatura.

2.2.2.6.2 Oxígeno

El aceite aislante, como todos los productos de la naturaleza, están sujetos al proceso implacable de la oxidación. El aceite reacciona con el oxigeno para formar ácidos orgánicos, esteres y compuestos fenólicos.

La oxidación es controlada por la disponibilidad del oxigeno y temperatura. Los productos de oxidación son en gran parte responsables del deterioro del aislante dieléctrico. Finalmente la oxidación produce sedimentación, la cual reducirá la transferencia de calor y eventualmente causará sobrecalentamiento.

2.2.2.6.3 Arco

El arco en general puede llevar al fallo del transformador en un intervalo de tiempo mucho más corto que los fallos de otros tipos.

2.2.2.6.4 Ácido

Los altos niveles de ácido (en general, los niveles de ácido superior a 0,6 mg KOH/g de aceite), causa la formación de lodos en el aceite [21]. El lodo es un producto sólido de composición química compleja que se puede depositar en todo el transformador. La deposición de lodos puede afectar gravemente a la disipación de calor y, finalmente, dar lugar a fallos del equipo.

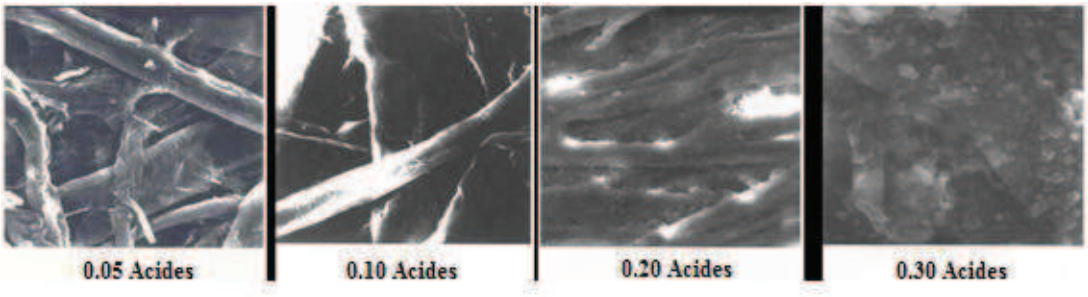


Figura 2.7 Aceites con diferentes grados de acidez [12]

2.2.2.7 Proceso de envejecimiento del aceite

Se debe principalmente a la oxidación que este experimenta, las fases del proceso son:

2.3.2.7.1 Activación de los átomos de Hidrógeno

Los átomos de hidrógeno se activan cuando se exponen al calor, luz solar o al campo magnético presente en el núcleo del transformador, esto hace que los átomos de hidrógeno situados en la borde de las moléculas de los hidrocarburos se desprendan momentáneamente de ellas y vuelvan a su lugar de origen.

Este fenómeno se conoce con el nombre de *resonancia del átomo de hidrógeno* y como resultado de este fenómeno se produce un zumbido intenso en el transformador de potencia conocido como efecto corona.

2.3.2.7.2 Formación de radicales

Si el grado de activación que reciben los átomos de hidrógeno es suficientemente amplio, entonces estos átomos se desprenden definitivamente de las moléculas de hidrocarburos a las cuales pertenecen y originan así los radicales.

2.3.2.7.3 Combinación de radicales con el oxígeno

Como los radicales son átomos activados de hidrógeno se combinan rápidamente con el oxígeno presente en el transformador para formar agua o moléculas de hidrógeno menos activas químicamente.

2.3.2.7.4 Aceleración de las reacciones de oxidación

Una vez que se ha iniciado el proceso de oxidación del aceite, los compuestos oxigenados que se forman sirven de catalizadores para favorecer a la postre reacciones de oxidación de los hidrocarburos presentes en el aceite.

2.3.2.7.5 Formación de lodos

La formación de lodos en el aceite supone la realización continua de las reacciones de oxidación e hidratación, seguidas posteriormente de aglomeración de los complejos moleculares resultantes de ellas. Existen factores que aceleran este proceso de envejecimiento, como el contenido de oxígeno, que a temperaturas por encima de los 70 ºC puede reaccionar con el aceite acelerando su proceso de envejecimiento [21].

Alta temperatura, ya que a mayor temperatura habrá mayor cantidad de radicales y por tanto mayores probabilidades para que exista reacciones de oxidación; humedad, ya que se sabe que si se duplica el contenido de humedad se duplica también la velocidad con que ocurre el proceso de oxidación del aceite, principalmente se debe a que a mayor cantidad de agua en el aceite, mayor cantidad de oxígeno podrá producirse, metales, que actúan como catalizadores, celulosa, se sabe que las moléculas que forman el papel en el aislamiento solido contribuyen con la degradación del aceite.

2.2.3 PAPEL (AISLAMIENTO SÓLIDO)

El papel impregnado con aceite se utiliza con gran abundancia como aislamiento de los devanados del transformador, razón por la que en la industria rige la premisa que: "*la vida del transformador es la vida del papel"* [9]. Sin embargo, éste tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena del sistema de transmisión.

2.2.3.1 Composición del papel

Se componen principalmente de celulosa, que desde el punto de vista químico es un polímero natural de origen vegetal.
Cada molécula de celulosa está inicialmente compuesta por aproximadamente 1000 unidades de repetición de un monómero[17] que es muy similar a la glucosa[18]. A medida que se degrada la molécula de celulosa, la cadena de polímero se rompe y el número promedio de unidades que se repiten en cada molécula de celulosa disminuye.

Con esta reducción en el grado de polimerización[19] de la celulosa, hay una disminución en la resistencia mecánica de la celulosa, así como un cambio en la fragilidad y el color. Como consecuencia de esta degradación, la celulosa llegará a un punto en que ya no funcionan adecuadamente, como un aislante que separa los conductores. Cuando la celulosa llegará a su fin de la vida como un aislante, depende en gran medida de la velocidad a la que se degrada.

[17] Son compuestos de bajo peso molecular a partir de los cuales se obtienen los polímeros.
[18] Es una forma de azúcar que se encuentra libre en las frutas y en la miel. La glucosa es un monosacárido con fórmula empírica $C_6H_{12}O_6$.
[19] Indica cuantas unidades repetitivas se encuentran en un polímero, es el número de veces que se repite la unidad monómerica en una cadena.

2.2.3.2 Funciones del papel aislante

El papel dentro del transformador debe cumplir las siguientes tres funciones principales:

- Proveer rigidez mecánica.
- Proveer rigidez dieléctrica.
- Espaciado.

La premisa que se debe tener siempre en mente es que la vida del papel es la vida del transformador, y por esta razón la preocupación central que se tiene cuando se establece una política de mantenimiento es la de mantener el papel en las mejores condiciones para obtener la máxima vida útil posible.

2.2.3.3 Vida del papel

La celulosa sufre degradación por la acción de altas temperaturas y genera monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2), lo que lo hace perder peso molecular, más aún el papel sufre degradación por hidrólisis de la celulosa en medios ácidos, lo que también provoca la disminución de su peso molecular, llevando a deteriorar las propiedades eléctricas y mecánicas del papel.

2.2.3.4 Proceso de envejecimiento del papel [10]

Los mecanismos de degradación del papel identificados son la pirólisis[20], la hidrólisis[21] y la oxidación, los cuales se encuentran influenciados básicamente por temperatura, humedad y oxígeno respectivamente.

[20] Es la descomposición química de materia orgánica causada por el calentamiento en ausencia de oxigeno u otros reactivos, excepto posiblemente el vapor de agua.
[21] Es una reacción química entre agua y otra sustancia. Produce un desplazamiento del equilibrio de disociación del agua y como consecuencia se modifica el valor del pH.

La pirólisis es el mecanismo imperioso a temperaturas de operación del papel por encima de los 110 ºC, sin embargo la hidrólisis (denominado también “degradación térmica de celulosa a baja temperatura”) aunque menos conocida, puede llevar a la aceleración de hasta 30 veces la dinámica normal de envejecimiento del papel, aún sin que el transformador haya operado a niveles altos de sobrecarga en su vida de explotación.

El mecanismo de oxidación, donde el oxígeno disuelto es el factor relevante es el de menor efecto acelerador. La oxidación del aceite incrementa los dos procesos mencionados debido a:

- Formación de compuestos ácidos como productos de degradación termo-oxidativa, que sufre el aceite cuando el transformador está en operación tornándose a sí mismo un medio ácido.
- Formación de lodos provenientes del ataque químico de los ácidos que se depositan sobre los devanados disminuyendo la capacidad de intercambiar calor entre el aceite y los devanados, causando un incremento de temperatura. [11]

2.3 VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y VIDA DE SU AISLAMIENTO EN RÉGIMEN DE EXPLOTACIÓN

La vida útil real de muchos transformadores en principio excede los 25 años y es posible extender su servicio si la confiabilidad operativa necesaria se garantiza [38]. Los problemas de estimación de la condición de transformadores envejecidos y medidas para prolongar su vida útil son considerados a continuación en el desarrollo de este proyecto de titulación.

A continuación se describen también los principales fenómenos de desgaste y deterioro de mayor relevancia identificados en los transformadores de potencia, así como la evolución en el tiempo de algunos de dichos fenómenos con el fin de generar señales objetivas que permitan identificar necesidades de renovación y reposición del equipo a mediano y largo plazo.

2.3.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR

2.3.1.1 La temperatura y estado de los materiales aislantes en régimen normal de operación

Uno de los factores que más afecta la vida de los aislamientos, es la temperatura de operación (condiciones térmicas de operación), esta temperatura se produce por las pérdidas y en el caso específico de los transformadores, durante su operación, estas pérdidas están localizadas en los siguientes elementos principales:

- El núcleo o circuito magnético, aquí las pérdidas son producidas por el efecto de histéresis y las corrientes circulantes en las laminaciones, son dependientes de la inducción, es decir, tienen influencia del voltaje de operación.

- Los devanados, aquí las pérdidas se deben principalmente al efecto joule y en menor medida por corrientes parásitas o de Eddy, estas pérdidas en los devanados son dependientes de la carga en el transformador.

- Se presentan también pérdidas en las uniones o conexiones que se conocen también como “puntos calientes” así como en los cambiadores de derivaciones.

Con el propósito de mantener en forma confiable y satisfactoria la operación del transformador, el calentamiento de cada una de sus partes, debido a todas estas

pérdidas, se debe controlar dentro de ciertos límites que no resulten peligrosos para los aislamientos, por medio de la aplicación de distintos medios de enfriamiento.

Las pérdidas en un transformador son importantes, no tanto porque constituyan una fuente de ineficiencia, sino porque pueden representar una fuente importante de elevación de temperatura para los devanados, esta elevación de temperatura puede producir efectos dañinos en los aislamientos de los propios devanados, o bien en los aislamientos entre devanados y el núcleo, por esta razón, es siempre importante que todos los aislamientos se mantengan dentro de los límites de temperatura que garanticen su correcta operación, sin perder su efectividad.

En su régimen nominal de operación, un transformador tiene estrechamente ligado su voltaje y potencia a los límites impuestos por los aislamientos usados y en menor grado por las pérdidas por efecto Joule.

2.3.1.2 Efecto de la carga en el transformador [12]

La carga que soporta un transformador (cargabilidad) tiene un efecto directo sobre su temperatura de operación. A su vez, la temperatura operativa tiene un efecto directo sobre la vida operativa confiable del transformador.

Entre muchos otros factores el calor determina directamente la vida del aislamiento sólido de un transformador. Por cada 8 ºC que aumente la temperatura del punto más caliente de los devanados, una vez alcanzado su límite, se reduce a la mitad su vida útil y por cada disminución de 8 ºC, se duplica la vida del aislamiento [12].

2.3.2 MODOS DE FALLA DE TRANSFORMADORES

Figura 2.8 Efectos de falla critica en los devanados del transformador [31]

La probabilidad de fallo de los transformadores puede ser representado por la curva característica de la "bañera" indicada en la figura 2.9. La curva muestra una alta incidencia de fallos menores en los primeros años de puesta en marcha, en los que el fallo suele ser atribuido a defectos de fabricación.

La parte baja y plana de la curva representa esencialmente la duración de vida útil de los transformadores, donde los fracasos comúnmente no se esperan. La parte inferior de la curva está representada por un valor cercano a cero de la tasa de fracaso, la causa de un fallo en esta parte de la curva se espera que sea debido al azar, un grave problema externo o el efecto acumulativo de esfuerzos repetidos.

Figura 2.9 Curva típica de la bañera para transformadores [27]

La causa de falla en el transformador es posible que sea eléctrica, que es como consecuencia de la reducción de la rigidez dieléctrica del aislamiento; o mecánico, que es el resultado de daños mecánicos del aislamiento [26]. Es claro que a medida que el transformador envejece, aumenta la probabilidad de fracaso. El modelo básico de fracaso del transformador, supone una serie de parámetros claves a saber, dieléctricos, térmicos y esfuerzos mecánicos.

La esperanza de vida con la que un transformador de potencia está diseñado se basa en las condiciones ideales de funcionamiento y una carga nominal estipulada en su dato de placa. Excluyendo las circunstancias inusuales que no están relacionados con el funcionamiento normal del transformador, el fracaso es esperado cuando el aislamiento del conductor sobrepasa su límite de mantener la tensión mecánica y eléctrica [27]. La degradación del aislamiento es acumulativa y agravada por el calor, transitorios de voltaje, fallas internas y contaminación.

El calentamiento produce aceleración de las reacciones químicas que reduce el grado de polimerización (DP) y por lo tanto, aumenta la degradación de la celulosa. El resultado más común es la falla mecánica del papel, y rara vez el fallo dieléctrico, el calor también causa la degradación del aceite debido a la oxidación y la formación resultante de los lodos, lo que reduce las propiedades aislantes del aceite, así como su rigidez dieléctrica.

Los transitorios de voltaje pueden producir perforaciones en el aislamiento de celulosa, que con el tiempo conducen a un fallo mecánico del aislamiento. A través de las fallas mecánicas se producen tensiones que dan como resultado el debilitamiento sucesivo de la presión de sujeción del bobinado; y que en algún punto esto producirá el movimiento de los conductores, perjudicando al aislamiento y por tanto resultando en un corto circuito por falla del devanado [26].

Cuando un transformador es sometido a fallas internas, el resultado son altas fuerzas radiales y de compresión que podría debilitar el aislamiento del inter-bobinado o aflojar la presión de sujeción de bobinado, que a su vez puede reducir la capacidad del transformador para soportar los futuros cortos circuitos [28].

Figura 2.10 Bobinado intacto (izquierda) y bobinado dañado (derecha) [31]

La figura 2.11 indica la influencia de los esfuerzos normales de operación y las fallas en la reducción de esperanza de vida del transformador.

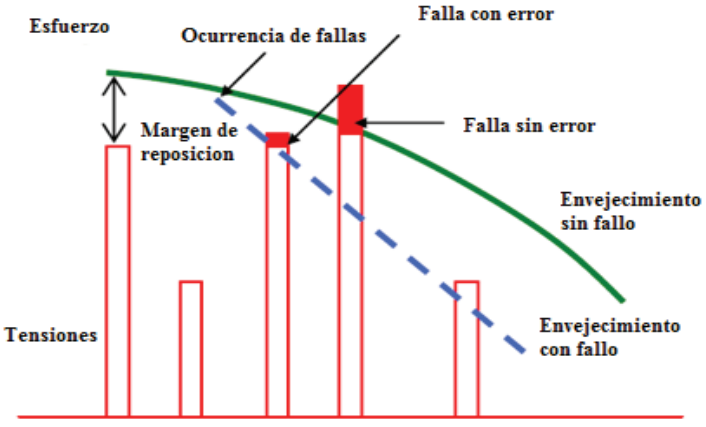


Figura 2.11 Perfil de la esperanza de vida del transformador [29]

En condiciones normales de funcionamiento, la esperanza de vida del transformador sigue una curva definida, pero acontecimientos al azar que producen altos esfuerzos en el bobinado, tales como las fallas externas, dan como resultado la disminución de la esperanza de vida del transformador.

Las fallas generalmente pueden ser divididas en dos categorías, fallas aleatorias y fallas surgidas como consecuencia de deterioro. Ejemplos de modos de falla con una probabilidad de fracaso constante son los que podrían estar asociados a errores de construcción, errores humanos o desastres naturales.
Este tipo de fallas tienen la misma probabilidad de ocurrir en cualquier período de vida del transformador y el número de fallas no puede ser reducido por medio de un adecuado mantenimiento.

Un transformador es un componente complejo, y con el enfoque para obtener una mejor comprensión acerca de las posibles causas de las averías, se podría dividir el transformador en subcomponentes.

El propósito es identificar la función principal y obtener una idea general de los modos de fallas potenciales y efectos de error para cada componente. En general, cada subcomponente tiene numerosos modos potenciales de falla y la misma falla puede ser consecuencia de diferentes modos de falla.

Por ejemplo, la ruptura dieléctrica del aceite del transformador es un modo de falla, que puede tener múltiples causas como la contaminación del aceite, la descomposición térmica y/o la humedad en el aceite.

En la tabla 2.2 se muestran las causas de fallas más comunes en diferentes componentes del transformador.

TABLA 2.2 Causas de fallas más comunes en componentes del transformador [40]

COMPONENTE	FUNCIÓN	MODO DE FALLA	CAUSAS DE LA FALLA
Bushings	Conectar devanados a la línea	Cortocircuito	Contaminación externa Ingreso de agua Sabotaje
Núcleo	Dirigir el campo magnético	Pérdida de eficiencia	Magnetización de DC
Aislamiento Sólido (celulosa)	Aislar los devanados	No aísla	Sobrecarga. Baja calidad de aceite
Aislamiento Líquido (aceite)	Aislar y enfriar la parte activa	Sobrecalentamiento Contaminación	Baja calidad de aceite Envejecimiento Cortocircuitos
Tanque	Encapsular transformador Proteger la parte activa	Fugas de aceite	Corrosión. Mala manipulación
Selector de TAP	Regular el nivel de voltaje.	No puede cambiar el nivel de voltaje	Desgaste
Devanados	Conducir corriente	Cortocircuitos	Sobrevoltaje transitorio Puntos calientes Movimiento de conductores de bobinado
Sistema de enfriamiento	Enfriar la parte activa	Elevación de temperatura	Desgaste

2.3.3 TÉCNICAS DE MONITOREO DE CONDICIONES DEL ACEITE

Las técnicas de monitoreo de condiciones se utilizan para seguir el estado del aceite y para detectar posibles fallas que puedan producirse en el interior del transformador.

Si hay cualquier sospecha de problema, entonces se toman medidas para evitar un fracaso total del transformador. La inspección[22] del estado exterior de la cuba del transformador (tanque, bombas, ventiladores, etc.) generalmente también se realiza.

Monitorear condiciones del transformador puede proveer beneficios en al menos las siguientes áreas:

- Estado Operativo
- Soporte de mantenimiento
- Evaluación de vida
- Optimizar el funcionamiento
- Análisis de fallas
- Seguridad del personal
- Seguridad del medio ambiente

Para monitoreo de transformadores de potencia puede tomarse muchas formas y algunas de ellas son revisadas en las siguientes secciones.

2.3.3.1 Monitoreo de temperatura

Basado en las medidas de temperaturas en diferentes lugares del transformador, se pueden identificar las fallas térmicas. Ya que existe una correlación directa entre la temperatura de las bobinas y la expectativa de vida útil del transformador, la temperatura del punto caliente de los devanados es un factor que limita la capacidad de carga de un transformador [15].

[22] Servicios de mantenimiento preventivo, caracterizado por la alta frecuencia (baja periodicidad) y corta duración, normalmente efectuada utilizando instrumentos simples de medición (termómetros, tacómetros, voltímetros etc.) o los sentidos humanos y sin provocar indisponibilidad.

2.3.3.2 Control de funcionamiento

La condición de funcionamiento del transformador está determinada por su carga de corriente y voltaje. El monitoreo en línea continuo de corriente y voltaje pueden proporcionar perfiles de carga individual para ayudar a la planificación de operación del sistema.

2.3.3.3 Monitoreo de las condiciones del aceite del transformador

La calidad del aceite afecta en gran medida el aislamiento y las propiedades de refrigeración del transformador. La realización de pruebas para evaluar la calidad del aceite de transformador constituye una parte importante para el monitoreo de la condición de los transformadores. La oxidación del aceite comienza tan pronto como se energiza el transformador y no puede ser eliminado, pero es posible retardar el proceso por diferentes acciones de mantenimiento preventivo. Diferentes pruebas de la calidad del aceite se pueden llevar a cabo para controlar la condición del mismo, y se mencionan a continuación.

2.3.3.3.1 Análisis fundamentales de las condiciones de aceites dieléctricos [19, 20]

2.3.3.3.1.1 Aspecto y color

El color de un aceite aislante se expresa con un número obtenido por comparación con una serie de colores normalizados, el color del aceite indica la calidad, el envejecimiento y la presencia de contaminantes. Los aceites minerales frescos procedentes de la refinería son necesariamente incoloros. No es una propiedad crítica, pero puede ser útil para una evaluación comparativa.

Un incremento rápido o un número de color elevado pueden indicar degradación o contaminación del aceite. Además del color, el aspecto del aceite puede mostrar turbidez o sedimentos que pueden indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles, carbón, fibras u otros contaminantes.

El color de una muestra de aceite se determina mediante comparación con los estándares de color en ASTM[23] D1500. Junto con el número de neutralización[24], el color da una indicación del nivel de oxidación del aceite. Cabe indicar que el color del aceite de por sí, nunca debe ser usado para indicar la calidad del aceite.

Figura 2.12 Diferentes colores del aceite dieléctrico

[23] Sociedad Americana para los ensayos de los distintos tipos de materiales, (por sus siglas en ingles ASTM).
[24] Es el número de miligramos de hidróxido potásico necesarios para neutralizar los compuestos ácidos de un gramo de aceite.

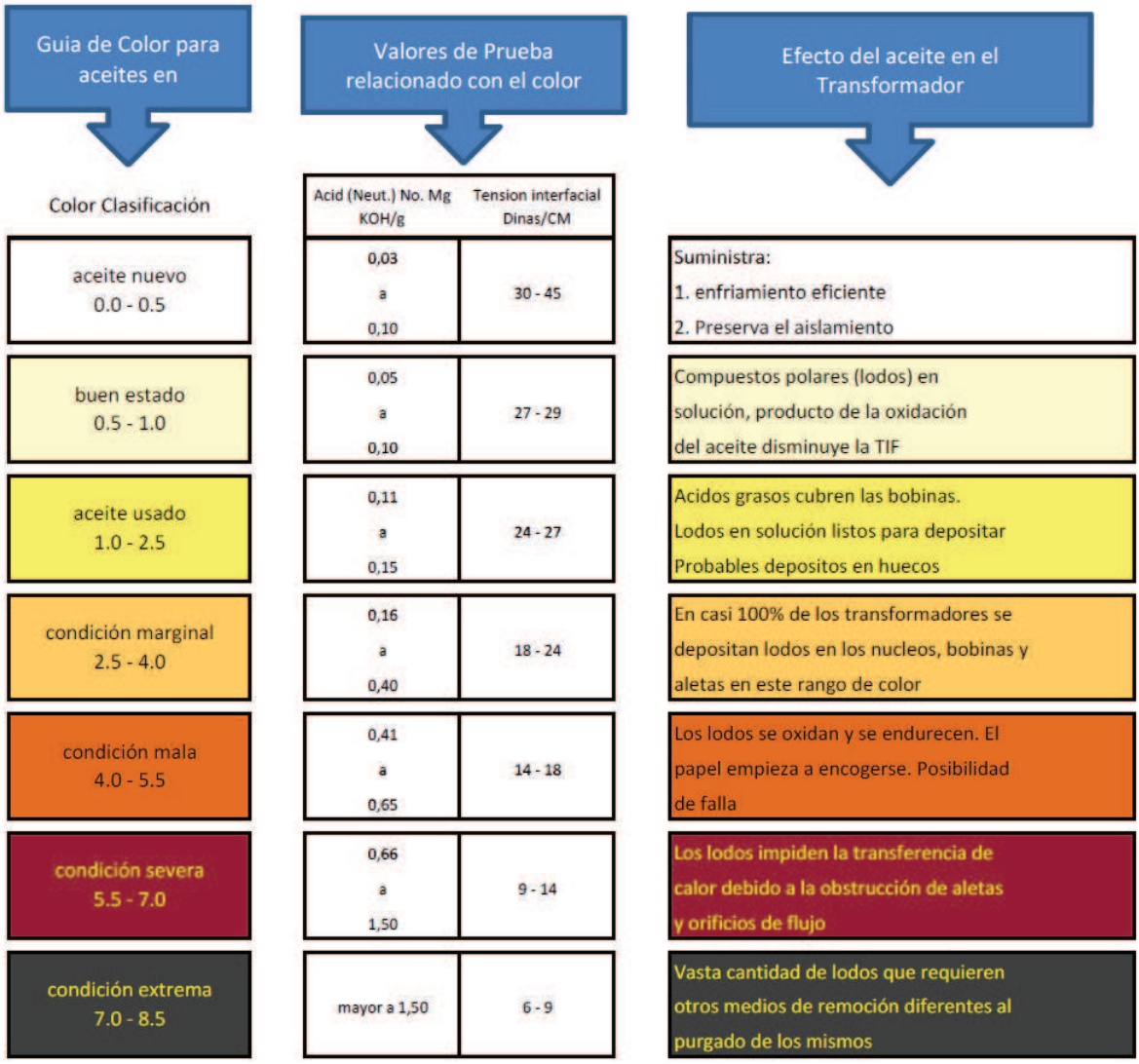


Figura 2.13 Cromatografía del aceite dieléctrico según su contaminación [19]

2.3.3.3.1.2 Rigidez o ruptura dieléctrica

La medida de la rigidez dieléctrica sirve principalmente para indicar la presencia de contaminantes como agua o partículas. Un valor bajo de rigidez dieléctrica puede indicar que uno o más de estos contaminantes están presentes. Sin embargo, un valor elevado de rigidez dieléctrica no indica necesariamente la ausencia de todo contaminante.

La resistencia de ruptura dieléctrica de un material aislante es una medida de su resistencia a la falla eléctrica, cuando un potencial eléctrico se aplica a través de ella. Varios contaminantes, como el agua, partículas sólidas o de productos de oxidación, conducen la electricidad mejor que el aceite y por lo tanto reducen la tensión de ruptura dieléctrica. Para los aceites aislantes el valor de esta característica es llamada la función de poder o tangente de pérdida.

2.3.3.3.1.3 Contenido de agua

Dependiendo de la temperatura del sistema de aislamiento y el estado del aceite, el contenido de agua en el aceite aislante influye en:

- La rigidez dieléctrica del aceite.
- El aislamiento sólido.
- La tendencia al envejecimiento del líquido y del aislamiento sólido.

El contenido en agua del aislamiento líquido y sólido tiene, por tanto, un impacto significativo en las condiciones operativas reales y en la vida útil del transformador.
Existen dos fuentes principales de incremento de agua en el aislamiento del transformador:

- Ingreso de humedad desde la atmósfera.
- Degradación de celulosa y aceite.

Un bajo contenido de humedad es necesario para obtener y mantener la tensión eléctrica aceptable y bajas pérdidas dieléctricas en el sistema de aislamiento. Excesiva humedad en el aceite aumenta la tasa de envejecimiento del sistema aceite-papel. En casos extremos, esto puede resultar en los arcos y corto circuitos en el bobinado. El contenido de agua en el aceite también, indirectamente, da información sobre el nivel de humedad en el aislamiento sólido.

Figura 2.14 Muestra de aceite con alto grado de humedad.

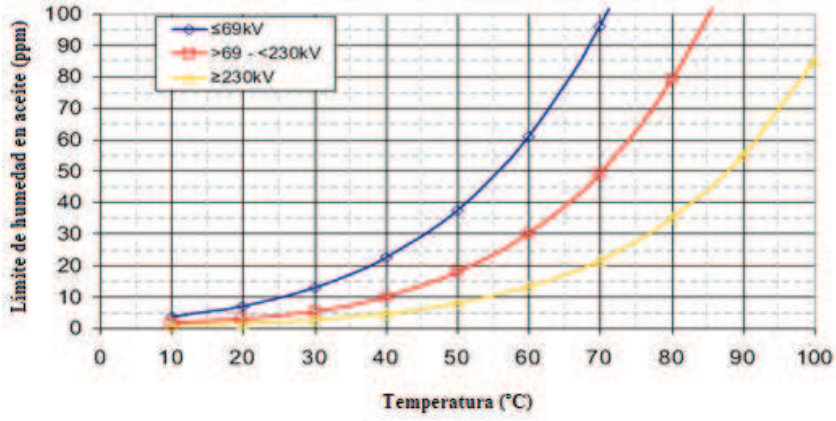


Figura 2.15 Humedad máxima recomendada en el aceite vs. Temperatura [19]

2.3.3.3.1.4 Número de neutralización (número de ácido)

La acidez de una muestra de aceite se relaciona con la alteración del aceite. Los ácidos atacan metales en el interior del tanque y forman lodos, también ataca la celulosa y acelera la degradación del aislamiento. La acidez de un aceite usado se debe a la formación de productos de oxidación ácidos. El Número de neutralización es la cantidad de hidróxido de potasio (KOH) en miligramos que se necesita para neutralizar el ácido en 1 gramo de aceite del transformador.

La presencia de materiales ácidos puede ser cuantitativamente determinada por un procedimiento de valoración según la norma IEC 60296. La velocidad de incremento de la acidez de un aceite en servicio es un buen indicador de la velocidad de envejecimiento. El análisis se realiza según lo estipulado en ASTM D664-89 y ASTM D974-87 1111.

2.3.3.3.1.5 Factor de disipación dieléctrica (DDF, tan δ)

Este parámetro es muy sensible a la presencia de productos de envejecimiento o coloides[25] en el aceite. Midiendo este parámetro se pueden controlar los cambios en los niveles de contaminantes incluso cuando la contaminación es tan ligera que está cerca del límite de detección química. Puede obtenerse información adicional útil midiendo la tan δ tanto a temperatura ambiente como a una temperatura más elevada, como 90 °C.

2.3.3.3.1.6 Recuento de partículas

La presencia de partículas en el aceite aislante de transformadores puede tener diferentes orígenes, el propio equipo puede contener partículas del proceso de fabricación y el aceite puede contener partículas de su almacenamiento y manipulación, si no se filtra adecuadamente. El desgaste y el envejecimiento del aceite y materiales sólidos pueden producir partículas durante la vida en servicio del transformador.

Las partículas de carbón producidas en el conmutador del cambiador de tomas en carga pueden migrar por fugas a la cuba principal y contaminar los componentes sumergidos en aceite del transformador. Una fuente típica de partículas metálicas es el desgaste de los cojinetes[26] de las bombas.

[25] Es un sistema físico-químico formado por dos o más fases, principalmente éstas son: una *continua*, normalmente fluida, y otra *dispersa* en forma de partículas; por lo general sólidas.
[26] Es un elemento mecánico que reduce la fricción entre un eje y las piezas conectadas a éste, que le sirve de apoyo y facilita su desplazamiento.

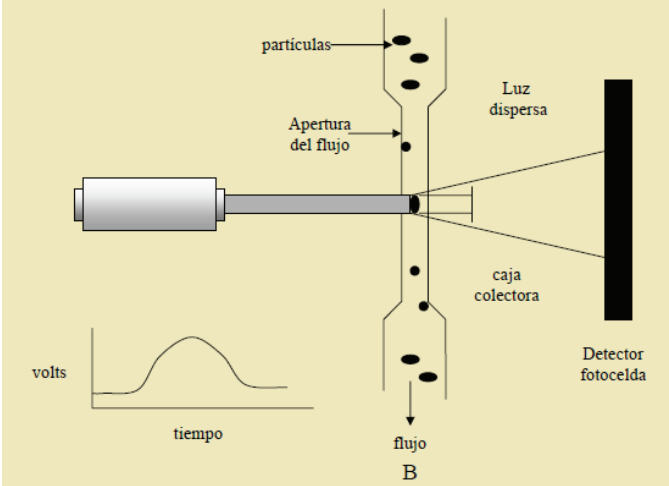


Figura 2.16 Contador de partículas (evalúa la luz dispersa) [23]

2.3.3.3.1.7 Contenido de aditivos[27] antioxidante (inhibidor)

El inhibidor que se utiliza en transformadores inmersos en aceite es un compuesto químico que retrasa el proceso de oxidación, esté al agregarse en el aceite se consume con el tiempo. El control del contenido de inhibidor es un factor importante en el mantenimiento del aceite del transformador ya que la presencia de antioxidantes en el aceite afectará a los resultados de estabilidad a la oxidación.

2.3.3.3.2 Análisis complementarios de las condiciones de aceites dieléctricos [19, 20]

2.3.3.3.2.1 Estabilidad a la oxidación

Capacidad del aceite mineral aislante eléctrico para resistir a la oxidación bajo solicitaciones térmicas en presencia de oxígeno y un catalizador de cobre. Proporciona información general acerca de la esperanza de vida del aceite en las condiciones de servicio del transformador.

[27] Se denominan a todos los materiales añadidos a las bases de los aceites, para cambiar las propiedades y el rendimiento de los mismos.

2.3.3.3.2.2 Tensión interfacial (IFT)

La tensión interfacial entre el aceite y agua proporciona un medio para detectar contaminantes polares solubles y productos de degradación. Esta característica cambia muy rápidamente durante las etapas iniciales del envejecimiento pero se estabiliza cuando el deterioro es todavía moderado.

Un rápido descenso de la IFT puede también indicar problemas de compatibilidad entre el aceite y algunos materiales del transformador (barnices, juntas), o una contaminación accidental durante el llenado del transformador con el aceite.

Esta prueba es una medida de la presencia de compuestos polares los cuales indican contaminación por oxidación o deterioro de los materiales del transformador, como pinturas, barnices y papel. La tensión interfacial de un aceite es la fuerza en dinas por centímetro, necesaria para romper la película de aceite existente en una interfase aceite-agua.

Cuando determinados contaminantes como pinturas, barnices y productos de oxidación están presentes en el aceite, la resistencia de la película de aceite se ha debilitado, lo que requiere menos fuerza a la ruptura. El valor indica la disminución de la acumulación de contaminantes y productos de oxidación. El análisis se realiza según lo estipulado en las normas ASTM D971-91 1101 y ASTM D2285-85.

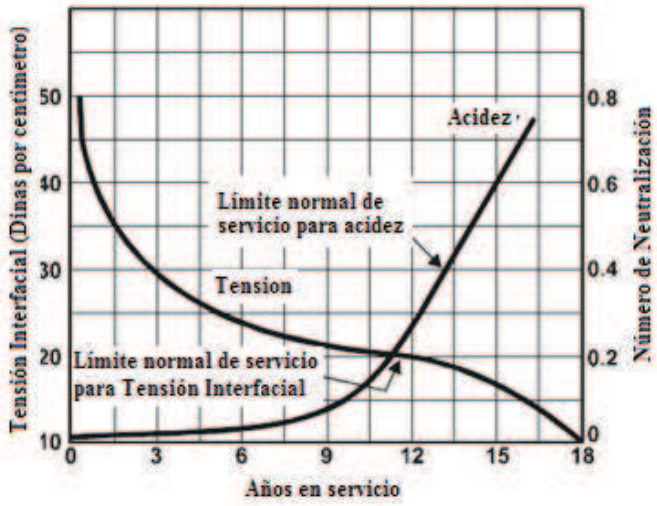


Figura 2.17 Tensión Interfacial, Numero de neutralización, años en servicio [19]

2.3.3.3.2.3 Punto de inflamación

La rotura del aceite causada por descargas eléctricas o por exposición prolongada a muy altas temperaturas puede producir cantidades suficientes de hidrocarburos de bajo peso molecular para reducir el punto de inflamación del aceite.

Un bajo punto de inflamación puede indicar la presencia de productos combustibles volátiles en el aceite. Esto puede deberse a contaminación con un disolvente pero, en algunas ocasiones, se ha observado que la causa son chispas eléctricas

2.3.3.3.2.4 Compatibilidad de aceites aislantes

La experiencia de campo indica que, normalmente, no se observan problemas cuando se añade un pequeño porcentaje, por ejemplo un 5 %, de un aceite no usado a aceites usados clasificados como “buenos”, aunque adiciones superiores a aceites fuertemente envejecidos puede ocasionar la precipitación de lodos.

En estos casos, puede ser necesario realizar un ensayo de compatibilidad para determinar la viabilidad de las mezclas de aceites no usados de diferentes orígenes, con aceite en servicio, así como también consultar al suministrador del aceite si

existen dudas de compatibilidad. Los ensayos de compatibilidad son especialmente necesarios en el caso de aceites que contienen aditivos.

2.3.3.3.2.5 Viscosidad

Es un importante factor en el control de la disipación de calor. El envejecimiento y la oxidación del aceite tienden a incrementar la viscosidad. El envejecimiento y oxidación normales del aceite no afectarán significativamente la viscosidad. El análisis se realiza según lo estipulado en ASTM D445-88 143 y ASTM D2161-87 1191.

2.3.3.3.2.6 Policlorobifenilos (PCB)

Los policlorobifenilos (PCB) son una familia de hidrocarburos aromáticos clorados sintéticos, que tienen buenas propiedades térmicas y eléctricas. Estas propiedades, combinadas con una excelente estabilidad química, les hicieron útiles en numerosas aplicaciones comerciales.
Sin embargo, su estabilidad química y resistencia a la biodegradación son causa de preocupación en términos de contaminación medioambiental.

Esta preocupación sobre el impacto medioambiental de los PCB ha restringido progresivamente su uso. Debería medirse el contenido en PCB del aceite de un equipo nuevo para confirmar que el aceite no contiene PCB. El análisis se realiza según lo estipulado en la norma ASTM D4059-911291.

2.3.4 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR

2.3.4.1 Técnicas que Utilizan Datos Físico-Químicos

2.3.4.1.1 Grado de Polimerización (DP)

El papel nuevo tiene un número promedio de DP de 1200-1400. Un DP menos de 200 significa que el papel ha llegado a una resistencia mecánica tan pobre que ya no puede cumplir su función. El número de DP del papel tomado de diferentes lugares del bobinado puede variar hasta un 50% debido al perfil térmico en el transformador. Puesto que es difícil tomar una muestra de papel de un transformador en funcionamiento, el DP en la práctica, a menudo, se estima con un análisis de furanos[28] disueltos en el aceite del transformador.

Esta prueba indirecta puede dar como resultado la situación del aislamiento sólido. Existe una relación inversa entre el DP y los Furanos, pero esta relación sólo se mantiene si el papel se está degradando de manera uniforme sobre los bobinados.
El aislamiento sólido es el eslabón más débil del sistema de aislamiento de transformadores, debido a que la degradación de la celulosa es irreversible y que no sería económicamente justificable sustituirlo.

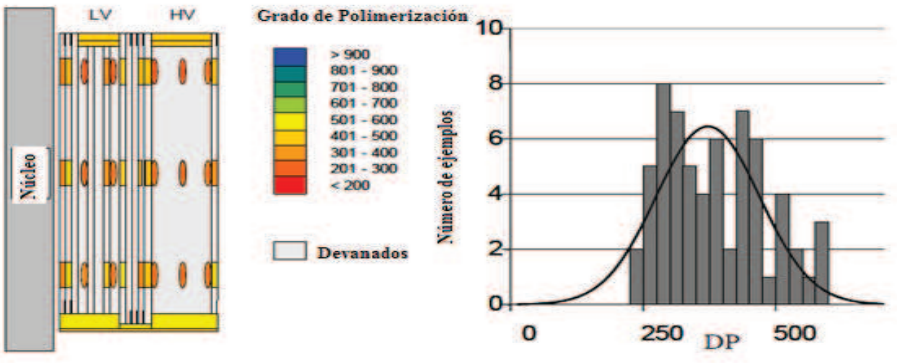


Figura 2.18 Mapa de distribución del DP e histograma de valores DP [30]

[28] Productos específicos de la degradación de la celulosa. El furano es un compuesto orgánico heterocíclico. Líquido claro, incoloro, altamente inflamable y muy volátil, con un punto de ebullición cercano al de la temperatura ambiente. Es tóxico y puede ser carcinógeno.

La figura 2.18 muestra un mapa de distribución del DP, así como un histograma de valores de DP. La distribución del DP para el sistema de aislamiento es de particular interés para evaluar la correlación de furanos con el DP, debido a que los furanos se miden en el aceite pero su presencia es generada por el sistema de aislamiento completo.

Si la distribución del DP es muy heterogénea, al igual que en el caso de un gradiente grande del bobinado y un punto caliente relativamente localizado, los niveles de furanos pueden ser más bajos en el aceite que se encontraría con un transformador con pequeños gradientes de bobinados y la distribución de la temperatura relativamente uniforme. [30]

La presencia de estos productos, ha generado el desarrollo de dos métodos para detectar cambios en la condición de la celulosa del papel: medición directa del grado de polimerización a través de una muestra del papel, medición indirecta a través de los compuestos furánicos (furanos) disueltos en el aceite y de los gases disueltos en el aceite (CO, CO2).

Al presentarse una sobretemperatura en el devanado del transformador, debida a una sobrecarga o por la presencia de fallas recientes, se han encontrado cantidades considerables de compuestos furánicos disueltos en el aceite.

Las temperaturas a las que se degrada la celulosa y la presencia de niveles anormalmente altos de oxígeno y humedad, determinan qué compuestos se forman, la hidrólisis oxidativa es la fuente más importante del furano tipo 2 FAL en transformadores en operación. En modelos experimentales, se han encontrado los siguientes furanos: furfurol (FOL), 2-furfural (2-FAL), 2-acetil-furano (AF), 5-metil-2-furfural (MF) y 5-hidroximetil-2-furfural (HMF). En muchos casos solamente se ha encontrado el 2-FAL por sobre el límite de detección (10 µg./l.).

Por otro lado, existe relación entre el contenido de CO + CO_2 y el valor del DP, como se muestra en la figura 2.19, sin embargo el método de furanos se considera más sensitivo al momento de estimar el cambio del grado de polimerización en la vida del aislamiento.

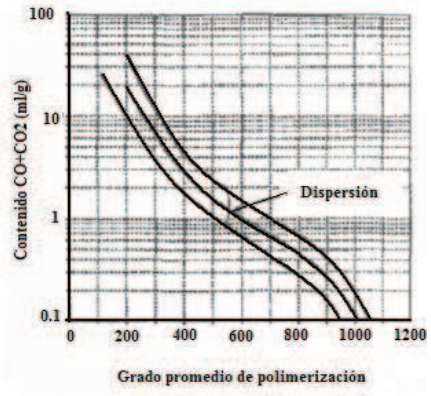


Figura 2.19 Grado promedio de polimerización vs. Contenido de CO+CO_2 (ml/g) [29]

También, los aspectos exógenos que influyen en la degradación del papel aislante, como la construcción del transformador (sellado o no) y los históricos de fallas y carga, deben considerarse en la evaluación del estado del papel, ya que como vimos, sus efectos (humedad, fallas recientes y sobretemperatura) repercuten en la estimación certera del valor de la vida del aislamiento.

1. Cálculo del grado de polimerización a partir del Muestreo del Papel Aislante

   Esta técnica mide el valor del grado de polimerización por medio del método del promedio viscométrico. Este método se considera el más exacto en la estimación del valor del DP y por tanto en la vida del aislamiento, pero presenta ciertos problemas:

   - La muestra debe tomarse del interior del transformador, lo que requiere mucho trabajo, tiempo y altos costos debido a la necesidad de abrir el tanque del transformador.

- El valor del grado de polimerización determinado por medio del método viscométrico solamente es una estimación aproximada de la longitud promedio de la cadena de celulosa. La información acerca del envejecimiento está relacionada con el lugar de donde la muestra es retirada y no provee información acerca del estado global del aislamiento ni de la condición de los lugares críticos.

2. Obtención del grado de polimerización Mediante el Contenido de Furanos

Al dividir la población de transformadores de potencia sumergidos en aceite, de acuerdo al tipo de aislamiento, se discriminan dos tipos de transformadores: transformadores sin papel térmicamente enriquecido y con papel térmicamente enriquecido. Los primeros forman una concentración más elevada de furanos en comparación con los últimos.
Los transformadores sin papel térmicamente enriquecido suponen una elevación de temperatura de 55 ºC, manufacturados antes de los comienzos de los años sesenta; sólo recientemente, fabricantes de transformadores de Europa y Japón han ofrecido equipo con papel térmicamente enriquecido y esto se mantiene como una opción que el comprador tiene que solicitar específicamente.

Así pues, el contenido de furanos se vuelve un predictor de DP relativamente bueno al dividir estas dos poblaciones de transformadores y aplicar diferentes cálculos para estimar el DP de cada población.

El método estándar para la medición de furanos es el IEC 61198. Esta es una útil herramienta de monitoreo del sistema de aislamiento papel-aceite. Además, podría brindar información complementaria a la prueba de gases disueltos en el aceite.

Para transformadores sin papel térmicamente enriquecido la mejor estimación del DP es calcularlo usando el contenido del furano tipo 2-furaldehído (2-FAL), debido a que en pruebas experimentales este ha sido el que se presenta en mayores concentraciones.

Para transformadores con papel enriquecido térmicamente el cálculo está basado en el contenido total de furanos. Con el valor obtenido de DP a partir de las ecuaciones (3.1) y (3.2), se puede calcular la vida usada (en porcentaje) utilizando la ecuación (3.3). Los valores de 2FAL y el total de furanos están en partes por billón (ppb). Estas ecuaciones tienen un proceso de actualización periódica.

$$DP = \frac{\left[Log\left(2FAL \cdot 0{,}88\right) - 4{,}51\right]}{\left(-0{,}0035\right)} \tag{3.1}$$

$$DP = \frac{\left[Log\left(\text{total furanos}\right) - 4{,}0355\right]}{\left(-0{,}002908\right)} \tag{3.2}$$

$$\%\ \text{Vida Utilizada} = \frac{\left[Log\left(DP\right) - 2{,}903\right]}{\left(-0{,}006021\right)} \tag{3.3}$$

Donde:

DP: Grado de polimerización.

2FAL: Contenido del furano tipo 2-furaldehído

Un grupo de trabajo de la CIGRE[29] encuentra la correlación (3.4) entre el DP y el 2-FAL

$$DP = \frac{\left(8{,}88 \cdot DPo\right)}{\left(8{,}88 + 2FAL\right)} = \frac{7104}{8{,}88 + 2FAL} \tag{3.4}$$

[29] Concejo internacional de grandes sistemas eléctricos, (CIGRE por sus siglas en ingles).

La ecuación (3.5), es una relación entre el 2-FAL (ppm) y el tiempo vida transcurrido (años) del transformador.

$$Log(2FAL) = 1{,}8308 + 0{,}0578 \cdot t \tag{3.5}$$

Se debe tener precaución al utilizar uno u otro modelo ya que, se puede apreciar en distintas pruebas, que los resultados son distintos para cada una de ellas. El contenido de furanos es una herramienta valiosa para el monitoreo de la condición del papel aislante, pero presenta algunos problemas:

- Los transformadores varían de acuerdo con el volumen del aislamiento papel-aceite, contenido de agua, acidez y niveles de carga, y todos estos factores influyen en la formación de furanos. Por tanto, las cantidades de furanos también sufrirán variación.

- La degradación de una pequeña parte del aislamiento, cercana a un punto caliente, podría ser similar a la degradación de una masa de aislamiento más grande que no presente gran cantidad de puntos calientes. Sin embargo, en el primer caso se generará una pequeña cantidad de furanos, haciéndolos con mucha probabilidad indetectables.

- Los furanos son inestables a ciertos valores de temperatura.

Figura 2.20 Modo de falla de un transformador debido al envejecimiento critico en un área muy limitada del punto crítico. El grado de polimerización determinado mediante el contenido de 2FAL es de 340 unidades [31]

2.3.4.2 Guías de Cargabilidad como una técnica que utilizan análisis estadístico

2.3.4.2.1 Guías de Cargabilidad

Raramente un transformador opera a plena carga nominal en régimen permanente[30], menos aún cuando se cuenta con un régimen de refrigeración constante.

En diversas condiciones de funcionamiento varían también las cargas térmicamente admisibles, por ejemplo, el transformador en ocasiones no podrá admitir la carga nominal debido a temperaturas ambientes excesivas o debido a la instalación del transformador en alturas superiores a los 1000 m (aire enrarecido[31]).

En principio, el envejecimiento de los transformadores se almacena en las guías de carga del IEEE [1] e IEC [15]. La idea básica de estas guías data de hace más de 50

[30] Cuando el sistema alcanza un comportamiento estable final.
[31] El aire que contiene altas concentraciones de CO_2 y/o bajos niveles de oxígeno, sin ser tóxicos.

años, de acuerdo a ellas; el envejecimiento y la duración de vida del aislamiento del transformador podrían describirse, casi exclusivamente, por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante ubicado entre el devanado del transformador.

En la guía de carga del IEEE [1] se señala que debido a los muchos factores que causan deterioro del aislamiento del transformador y que influyen en el efecto acumulativo de la temperatura, se imposibilita predecir con precisión la vida útil del aislamiento en condiciones controladas y mucho menos ante situaciones de servicio sujetas a cambio. En esta guía, siempre que se utiliza el término “vida” se hace referencia a la vida calculada del aislamiento y no a la vida real del transformador.

El estimar de forma absoluta en años la vida remanente del equipo, es difícil debido a que implica muchas suposiciones; por ejemplo una clara definición de “final de vida” y certeza acerca de fatigas futuras. El punto de final de vida del aislamiento es una variable desconocida todavía, teniendo en cuenta la incertidumbre acerca de los valores esperados de “vida normal” y el criterio de “final de vida”.

A. Punto final de vida del transformador de potencia

El punto final de vida del transformador de potencia se puede clasificar de la siguiente manera:

1) Final de vida técnico: ocurre cuando el transformador podría o debería ser puesto fuera de servicio debido a razones técnicas, físicas o a un cierto debilitamiento de la integridad técnica del transformador.

2) Final de vida estratégico: originado por cambios en la red, por ejemplo; cambios en la cargabilidad y tensión de servicio.

3) Final de vida económico: ocurre debido a condiciones económicas de la empresa a cargo del equipo, por ejemplo; gestión de las pérdidas y costos de mantenimiento.

B. Punto final de vida del aislamiento

En la tabla 2.4 se muestran ejemplos de opciones absolutas en la selección de la vida del aislamiento. Los valores de vida mostrados ilustran el efecto de las variables significativas, aunque los valores finales usados para calcular la vida del aislamiento se deben basar en el consenso de los datos del envejecimiento disponibles en la industria.

En dicha tabla se observa que el valor de la rigidez dieléctrica no es utilizado (entre otras variables), debido a que el daño evolutivo observado en esta variable es más lento que otros criterios. Por lo tanto, las características mecánicas del papel son los factores determinantes en el criterio del final de vida del papel aislante (aislamiento).

TABLA 2.4. Definición de vida de aislamiento

BASES	HUMEDAD AISLAMIENTO (%)	NIVEL OXIGENO	VIDA (horas)
50% Rigidez Mecánica	0,5	Bajo*	65,020
	1,0	Bajo	32,510
	2,0	Bajo	16,255
	0,5	Alto**	26,000
	1,0	Alto	13,000
	2,0	Alto	6,500
20% Rigidez Mecánica	0,5	Bajo	152,000
	1,0	Bajo	76,000
	2,0	Bajo	38,000
	0,5	Alto	60,800
	1,0	Alto	30,400
	2,0	Alto	15,200
200 DP	0,5	Bajo	158,000
	1,0	Bajo	79,000
	2,0	Bajo	39,500
	0,5	Alto	63,200
	1,0	Alto	31,600
	2,0	Alto	15,800

* Cuba sellada

** Acceso a la atmósfera

2.3.4.2.2 Guías de cargabilidad vigentes

Se han utilizado como una referencia obligatoria para el cálculo de la vida del aislamiento del transformador de potencia. Tanto en la norma IEEE C57.91 [1], como en la IEC 60076-7 [15] el cálculo está basado en la temperatura del punto más caliente del devanado del transformador (Θ_H) tomando en consideración el modelo Arrhenius – Dakin.

Ambas guías coinciden en que el valor Θ_H está compuesto según (3.6).

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \tag{3.6}$$

Donde

Θ_A: temperatura ambiente.

$\Delta\Theta_{TO}$: diferencia de temperatura entre la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba y la temperatura ambiente.

$\Delta\Theta_H$: diferencia de temperatura entre el punto más caliente del devanado y la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba.

A su vez, $\Delta\Theta_{TO}$ y $\Delta\Theta_H$ se definen en estado transitorio (variación de carga) de acuerdo con (3.7) y (3.8), respectivamente.

$$\Delta\Theta_{TO} = \left(\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}\right)\left[1 - e^{-t/\tau_{TO}}\right] + \Delta\Theta_{TO,i} \tag{3.7}$$

$$\Delta\Theta_H = \left(\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i}\right)\left[1 - e^{-t/\tau_W}\right] + \Delta\Theta_{H,i} \tag{3.8}$$

Donde

i : indica valor inicial.

u : indica valor final.

τ_{TO}: constante de tiempo del aceite

τ_W : constante de tiempo del devanado.

Los valores iniciales y finales de $\Delta\Theta_{TO}$ y $\Delta\Theta_H$ en la guía de carga IEEE son definidos, de acuerdo con (3.9) y (3.10), sustituyendo el subíndice *x* por el subíndice *i* o *u*, según sea el caso.

$$\Delta\Theta_{TO,X} = \Delta\Theta_{TO,r}\left[\left(K_X^2 R + 1\right) \Big/ \left(R + 1\right)\right]^n \tag{3.9}$$

$$\Delta\Theta_{TO,X} = \Delta\Theta_{H,r} K_X^{2m} \tag{3.10}$$

Donde

r : indica valor a carga nominal.

K: relación de la potencia del transformador (en el instante de análisis) con respecto a la potencia nominal.

R: relación de las pérdidas a carga nominal con respecto a las pérdidas en vacío.

n : constante dependiente del sistema de enfriamiento utilizado.

m : constante dependiente del sistema de enfriamiento utilizado.

Aunque no es correcto considerar *n* y *m* constantes, ya que varían con las variaciones de carga, la guía IEEE propone algunos valores para estos exponentes, que se mostraran más adelante.

En la guía IEC las ecuaciones en estado estable son algo distintas, dependiendo del sistema de enfriamiento utilizado en el equipo y si la curva de carga es creciente o decreciente. En la guía de IEC no hay caso en el cual Θ_H sea mayor a 140 ºC, debido a que se considera que a valores superiores el modelo Arrhenius – Dakin no es completamente aplicable, debido a la posible presencia de gases libres procedentes del aislamiento.

No existe un valor de "vida absoluta"; en su lugar, en la guía IEEE se define "la vida por unidad" (3.11) y el "factor de aceleración de envejecimiento" (F_{AA}) (3.12). La guía IEC propone "la tasa de envejecimiento relativo" (3.13).

$$Vida\ (p.u.) = 9{,}80 \times 10^{-18} e^{\left[\frac{15000}{\Theta_H + 273}\right]} \tag{3.11}$$

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}\right]} \tag{3.12}$$

$$\text{Tasa de envejecimiento relativo} = V = 2^{(\Theta_H - 98)/6} \tag{3.13}$$

El F_{AA} es más grande que 1 cuando Θ_H es más elevada que 110 ºC, lo que sugiere pérdida de vida (para envejecimiento normal) y es menor que 1 cuando Θ_H es inferior a 110 ºC, y por tanto es indicador de la extensión de vida. Sin embargo, el equivalente ganado en vida por operar a bajas temperaturas es menor que la correspondiente pérdida por trabajar a altas temperaturas.

En la guía del IEEE la ecuación (3.14) se usa para calcular el envejecimiento equivalente del transformador. La vida equivalente (F_{EQA}) (en horas o días), a la temperatura de referencia, que será consumida en un período de tiempo dado *t* para el ciclo de temperatura dada, se calcula por (3.14).

$$F_{EQA} = (t)^{-1} \int_0^t F_{AA} dt = \left(\sum_{n-1}^{N} \Delta t_n \right)^{-1} \sum_{n-1}^{N} F_{AA,n} \Delta t_n \tag{3.14}$$

Donde

F_{EQA} : Vida equivalente en horas o días.

F_{AA} : Factor de aceleración de envejecimiento.

Con este valor el porcentaje de pérdida de vida, si la vida normal es conocida, está definido por (3.15).

$$\%\text{ de Perdida de vida} = \frac{(\mathrm{F_{EQA}} \cdot \mathrm{t} \cdot 100)}{\text{vida normal del aislamiento}} \% \tag{3.15}$$

La vida normal del aislamiento no se define de manera única, por lo que se deja al usuario la libertad de seleccionar un valor adecuado. La guía de IEEE propone algunos valores de referencia para un sistema de aislamiento bien seco.
Un procedimiento similar se observa en la guía de IEC, en donde la pérdida relativa de vida sobre un cierto intervalo de tiempo se calcula mediante (3.16).

$$L = \frac{1}{t}\int_{t_1}^{t_2} V dt = \frac{1}{N}\sum_{n-1}^{N} V \qquad (3.16)$$

Donde

L : Perdida relativa de vida

El procedimiento para calcular la vida de un transformador, basado en las guías de carga, se considera de fácil aplicabilidad pero impreciso debido a que solamente se tiene en cuenta la temperatura como el único agente de degradación, ignorando los efectos de otros tipos de degradación presentes en condiciones de servicio.

2.3.4.3 Comparación de las técnicas

TABLA 2.5 Ventajas y desventajas de los métodos utilizados para conocer la vida del aislamiento del transformador de potencia

MÉTODO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Guías de carga	Fácil aplicabilidad Estándar internacional Consenso de B	Fatiga simple B cambia para diferentes valores de temperatura y reacción Inexacto Error por imprecisión en mediciones de temperatura, humedad y oxigeno.
DP (muestreo papel)	Directo y el más informativo	Muestreo no es representativo de todo el devanado Es necesario que la unidad sea abierta
DP (furanos)	No es necesario abrir el tanque Información complementaria al DGA Correlación con DP	Los furanos son inestables a ciertos valores de temperatura Varios modelos Resultados dependen de contenido de oxigeno, humedad, temperatura y tipo de aislamiento

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS A USARSE - GUÍAS DE CARGABILIDAD

3.1 DESCRIPCIÓN DE NORMA ANSI/IEEE C57.91-1995

3.1.1 DEFINICIONES

3.1.1.1 Factor de aceleración de envejecimiento

Es la comparación entre el nivel de aceleración del envejecimiento del aislamiento de un transformador para una temperatura dada en los puntos más calientes y el nivel de envejecimiento a una temperatura referencial de los puntos más calientes. La temperatura de referencia es de 110 ºC para transformadores con una elevación promedio de 65 ºC en el bobinado y 95 ºC para los transformadores con una elevación de 55 ºC.

3.1.1.2 Pérdida porcentual de vida

Es el envejecimiento equivalente en horas, a la temperatura de referencia del punto más caliente, por período de tiempo (usualmente 24 horas) multiplicado por 100 y dividido para la vida normal del aislamiento a la temperatura referencial de punto caliente.

El envejecimiento equivalente en horas a diferentes temperaturas de los puntos más calientes se obtiene multiplicando los factores de aceleración del envejecimiento para temperaturas en puntos más calientes por los períodos de tiempo de las diferentes temperaturas en los puntos más calientes.

3.1.1.3 Vida del aislamiento del transformador

Para una temperatura dada en el aislamiento de un transformador, es el tiempo total entre el estado inicial, para el que, el aislamiento se considera nuevo y el estado final en el que puede ocurrir un esfuerzo dieléctrico, de cortocircuito o mecánico, en servicio normal, que causaría una falla eléctrica.

3.1.2 GENERALIDADES

La aplicación de cargas que exceden los límites indicados por el fabricante (especificaciones de placa) involucra, cierto grado de riesgo, entre los cuales podemos enumerar:

a) La formación de gas libre en el aislamiento del bobinado y de los terminales (conductores aislados), calentados por las corrientes de carga y de Eddy (corrientes que circulan entre o dentro de los alambres de los conductores aislados, también llamadas corrientes parasitas); puede poner en riesgo la integridad dieléctrica.

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

c) Los cálculos de pérdida de vida pueden efectuarse como se describe posteriormente en las ecuaciones de envejecimiento. Si el cálculo de pérdida porcentual de la vida total se realiza basado en una definición arbitraria de una "vida normal" en horas, se debe notar que los resultados obtenidos no pueden ser tan conservadores para transformadores de más de 100 MVA como para unidades más pequeñas ya que el cálculo no toma en consideración los efectos del desgaste mecánico que puede aumentar con el incremento de nivel de potencia (MVA).

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

e) La expansión térmica de conductores, materiales de aislamiento o partes estructurales a altas temperaturas pueden resultar en deformaciones permanentes que podrían contribuir a las fallas mecánicas o dieléctricas.

f) La presión acumulada en los bushings para corrientes por encima del valor nominal puede dar como resultado fugas en las empaquetaduras, pérdida de aceite y finalmente una falla dieléctrica.

g) El incremento de la resistencia en los contactos de los cambiadores de taps como resultado de la acumulación de productos de descomposición del aceite en una región muy localizada de alta temperatura, como es el punto de contacto cuando el cambiador de taps es sobrecargado.

h) El equipo auxiliar interno dentro del transformador como reactores y transformadores de corriente, pueden también estar sujetos a algunos de los riesgos identificados anteriormente.

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

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

3.1.3 VIDA DEL AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

El envejecimiento o deterioro del aislamiento es una función del tiempo, temperatura, contenido de humedad y contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos de conservación de aceite, se puede minimizar las contribuciones de la humedad y del oxígeno al deterioro del aislamiento, dejando la temperatura del aislamiento como parámetro de control.

En el transformador, la distribución de la temperatura no es uniforme, la parte que está operando a la mayor temperatura sufrirá normalmente el mayor deterioro. Por eso, es usual en estudios del envejecimiento tomar en consideración los efectos producidos por la mayor temperatura (en los puntos más calientes). Se debe tener presente que cada vez que se utilice la palabra "vida", se referirá a la vida calculada del aislamiento, no la vida real del transformador.

3.1.3.1 Ecuaciones del envejecimiento

La norma indica que, en base a evidencia experimental la relación del deterioro del aislamiento con el tiempo sigue una adaptación de la teoría de la velocidad de reacción de Arrhenius bajo la siguiente forma:

$$\text{Vida en por unidad} = A.EXP^{\left[\frac{B}{\Theta_H+273}\right]} \tag{3.17}$$

Donde:

Θ_H es la temperatura del punto más caliente del devanado (ºC)

A es una constante

B es una constante

En la figura 3.1 se representa la curva de vida por unidad del aislamiento del transformador, donde se relaciona la vida del aislamiento del transformador por unidad con la temperatura del punto más caliente del devanado. El uso de esta curva aísla la temperatura como principal variable que afecta la vida térmica.

Indica también el grado hasta el cual el nivel de envejecimiento es acelerado por encima de lo normal, para temperaturas por encima de una temperatura de referencia de 110 ºC, y se reduce debajo de lo normal para temperaturas debajo de 110 ºC. La ecuación para esta curva es la siguiente:

- Transformadores con temperatura de arrollamientos de 65 °C:

$$\text{Vida en por unidad} = 9{,}80 \times 10^{-18}\, EXP^{\left[\frac{15000}{\Theta_H + 273}\right]} \qquad (3.18)$$

- Transformadores con temperatura de arrollamientos de 55 °C:

$$\text{Vida en por unidad} = 2 \times 10^{-18}\, EXP^{\left[\frac{15000}{\Theta_H + 273}\right]} \qquad (3.19)$$

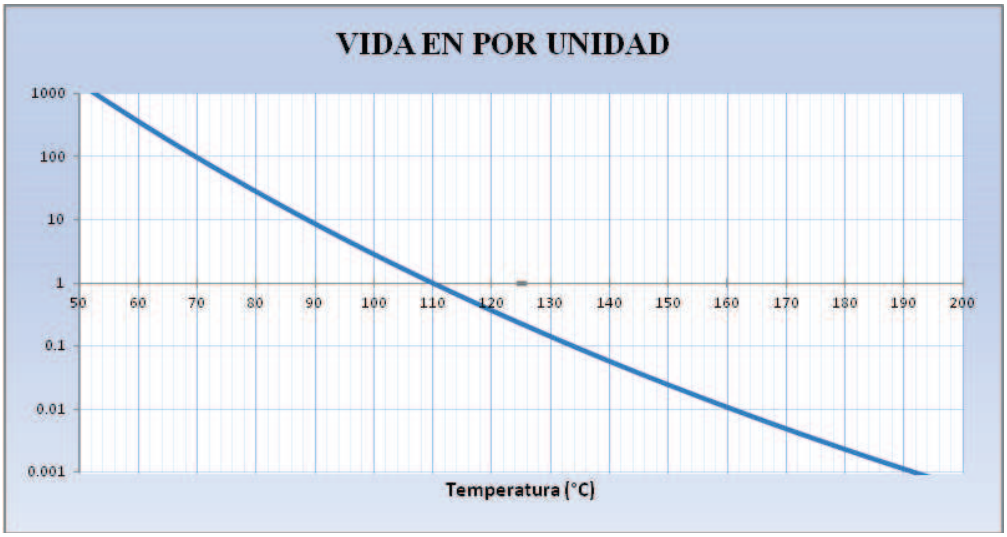


Figura 3.1 Vida del aislamiento del transformador con temperatura de arrollamiento de 65 ºC
Horizontal: Temperatura del Punto más caliente - Grados Centígrados
Vertical: Por unidad de Vida Normal

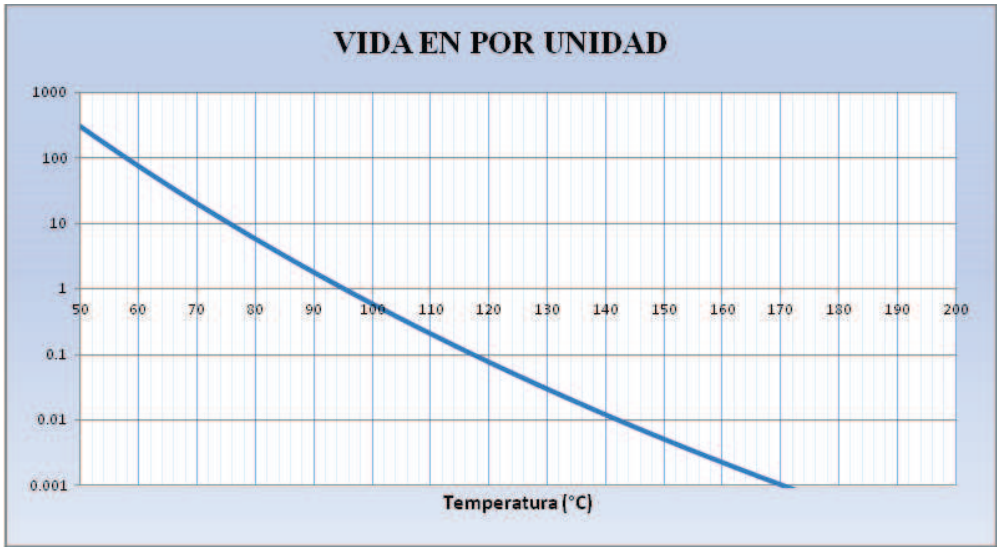


Figura 3.2 Vida del aislamiento del transformador con temperatura de arrollamientos de 55ºC
Horizontal: Temperatura del Punto más caliente - Grados Centígrados
Vertical: Por unidad de Vida Normal

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador (figura 3.1 y figura 3.2) son la base para el cálculo del factor de aceleración del envejecimiento (F_{AA}) para una carga y temperatura dada, o para un perfil de carga variable y temperatura por un período de 24 horas.

En la figura 3.3 se muestra una curva del F_{AA} versus temperatura del punto más caliente para un sistema de aislamiento con elevación de 65 ºC. F_{AA} tiene un valor mayor a 1 para temperaturas del punto más caliente del devanado, mayores a la referencia de 110 ºC, y F_{AA} tiene un valor menor a 1 para temperaturas menores a 110 ºC. La ecuación para F_{AA} es la siguiente:

$$F_{AA} = EXP^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}\right]} \tag{3.20}$$

y para un aislante con sobretemperatura de 55 °C:

$$F_{AA} = EXP^{\left[\frac{15000}{368} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}\right]} \tag{3.21}$$

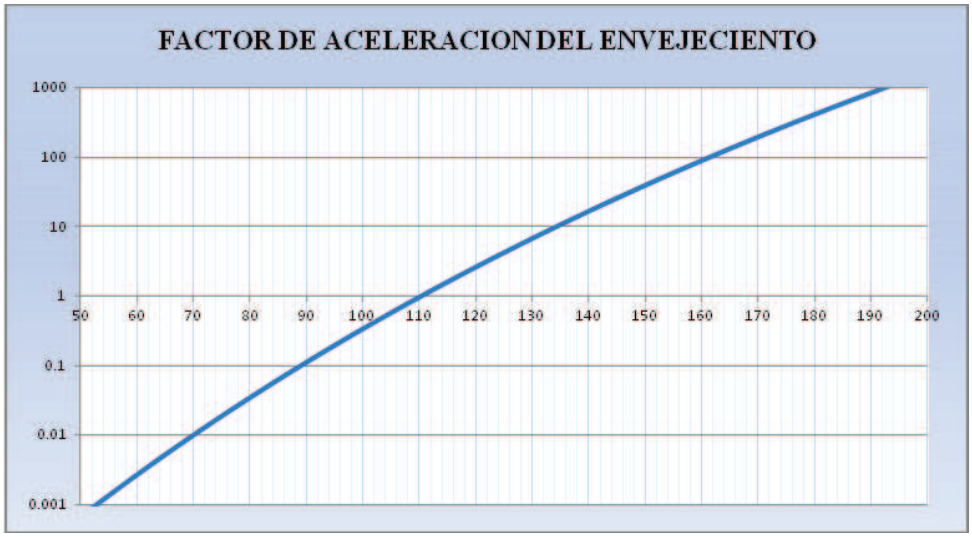


Figura 3.3 Factor de aceleración del envejecimiento (65 ºC)
Horizontal: Temperatura del Punto más caliente - Grados Centígrados
Vertical: Factor de aceleración del Envejecimiento

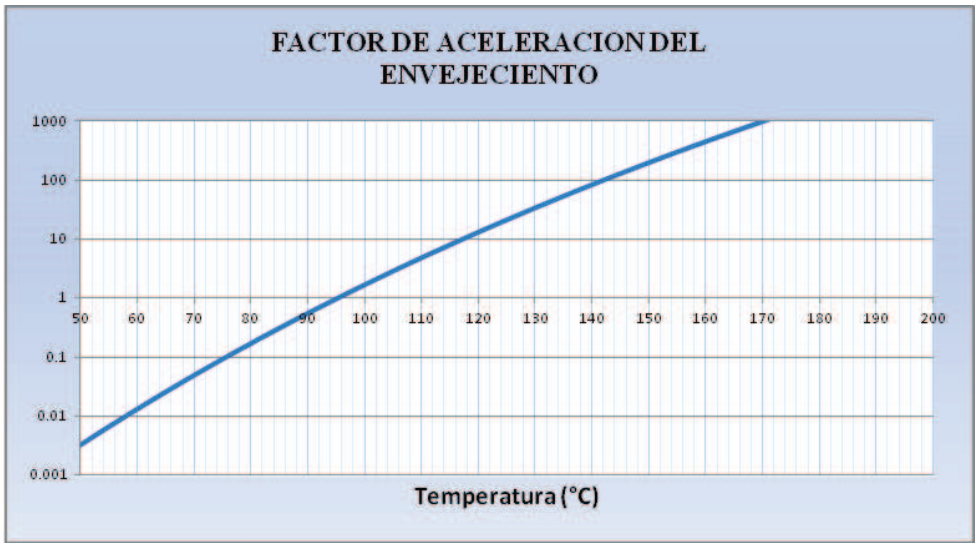


Figura 3.4 Factor de aceleración del envejecimiento (55 ºC)
Horizontal: Temperatura del Punto más caliente - Grados Centígrados
Vertical: Factor de aceleración del Envejecimiento

Las ecuaciones (3.20) y (3.21) pueden ser usadas para calcular el envejecimiento equivalente del transformador. La vida equivalente (en horas o días) en la temperatura de referencia que será consumida en un periodo de tiempo dado para el ciclo de temperatura dado es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{N} F_{AA,n} \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^{N} \Delta t_n} \tag{3.22}$$

Donde:

F_{EQA} factor de envejecimiento equivalente para el período total de tiempo

n es el índice del intervalo de tiempo, t

N es el número total de intervalos de tiempo

$F_{AA,n}$ es el factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δt_n.

Δt_n es el intervalo de tiempo, horas

3.1.3.2 Porcentaje de pérdida de vida

La curva de vida por unidad del aislamiento (figura 3.1 y 3.2) puede utilizarse también para calcular el porcentaje de pérdida total de vida. Para hacerlo, es necesario definir arbitrariamente la vida normal del aislamiento a la temperatura de referencia en horas o años. En [1] se citan los siguientes 4 casos, para un sistema libre de oxígeno y humedad con temperatura máxima del punto caliente de 110 °C.

TABLA 3.1. Definiciones posibles de Vida Normal del Aislamiento

CASO	CRITERIO	VIDA NORMAL DEL AISLAMIENTO	
		HORAS	DÍAS
1	Reducción de la resistencia a la tracción del aislamiento al 50%	65000	2708
2	Reducción de la resistencia a la tracción del aislamiento al 25%	135000	5625
3	Grado de polimerización del papel retenido de 200	150000	6250
4	Interpretación de datos test de la vida funcional del transformador de distribución (Criterio IEEE Std C57.91.1981)	180000	7500

Eligiendo valores normales de vida de la tabla 3.1, las horas de pérdida total de vida se determina multiplicando el envejecimiento equivalente determinado por la ecuación (3.22) por el período de tiempo t en horas, en porcentaje del tiempo de vida normal del aislamiento, es decir:

$$\%Pérdida\ de\ vida = \frac{F_{EQA} \cdot t \cdot 100}{Vida\ normal\ de\ aislamiento} \qquad (3.23)$$

3.1.4 TEMPERATURA AMBIENTE Y SU INFLUENCIA EN LA CARGA

La temperatura ambiente es un parámetro muy importante en la determinación de los estados posibles de sobrecarga, ya que su valor se suma a los valores de sobre temperatura de aceite y devanados para determinar las temperaturas absolutas de operación. Cada caso particular debe ser cuidadosamente estudiado para determinar este valor, incluso aquellos donde los transformadores se encuentran instalados a la intemperie, pero rodeados de construcciones que provocan una recirculación del aire durante la operación del transformador y en consecuencia la temperatura ambiente promedio resulta ligeramente más alta que la de la región.

Antes del inicio de un estudio de sobrecargas es necesario conocer el perfil de temperaturas donde se encuentra instalado el transformador. En particular es necesario conocer:

a) Temperatura promedio: Usar el valor diario de temperatura promedio para el mes en curso, promediada a través de varios años.

b) Temperatura máxima diaria: Usar el promedio de las máximas temperaturas diarias del mes en curso, promediada a través de varios años.

Para sobrecargas con pérdida de vida normal es recomendable usar la temperatura promedio (a) del mes en curso, como temperatura ambiente. Para sobrecargas de cortas duración y moderado sacrificio de vida, usar la temperatura máxima diaria (b) del mes en curso.

Durante un día cualquiera, el promedio de las 24 horas de temperatura puede exceder los valores derivados de a) o b). Un criterio conservador es tomar como promedios diarios los valores indicados en a) y b) más 5 °C, puesto que el envejecimiento a altas temperaturas no es completamente compensado por el decrecimiento del envejecimiento a temperaturas inferiores a la del promedio.

Con un margen de 5 °C, la temperatura promedio diaria será excedida unos pocos días al mes con lo que la pérdida de vida adicional será despreciable. La tabla 3.2 resume los valores de incremento y decremento de potencia al variar la temperatura ambiente en el rango de -30 a 50 °C.

TABLA 3.2. Variaciones de la Capacidad Nominal del Transformador con las variaciones de Temperatura Ambiente en el rango –30 a 50 °C

TIPO DE REFRIGERACIÓN	% DE POTENCIA NOMINAL	
	Decremento de potencia para cada ºC en exceso sobre la temperatura ambiente base	Incremento de potencia por cada ºC por debajo de la temperatura ambiente base
Auto enfriado OA (ONAN)	1.5	1.0
Refrigerado por Agua - OW	1.5	1
Refrigerado Aire Forzado OA/FA – OA/FA1/FA2 (ONAN/ONAF – ONAN/ONAF1/ONAF2)	1	0.75

3.1.5 CÁLCULOS DE TEMPERATURAS

El método para el cálculo de temperaturas del aceite y del devanado presentado a continuación, para el caso de cambios en el ciclo de cargas es simplificado y no requiere procesos iterativos. Los exponentes *m* y *n* utilizados responden a los cambios en la pérdida de carga y en la viscosidad del aceite causado por cambios de temperatura. En la tabla 3.3 se muestran valores de dichos exponentes.

Los valores exactos de los exponentes para transformadores específicos pueden determinarse por medio de procedimientos de ensayos de sobrecarga en IEEE PC57.119, pero para el análisis de la vida útil del transformador se consideran los recomendados en la norma.

3.1.5.1 Simbología utilizada

Las temperaturas son simbolizadas con Θ y las elevaciones de temperatura con $\Delta\Theta$.

Se debe tener presente las siguientes afirmaciones, que las elevaciones de puntos calientes del bobinado están por encima de la temperatura máxima del aceite a menos que haya otras especificaciones y que las elevaciones del aceite están por encima del la temperatura ambiente.

C es la capacidad térmica del transformador, W-hs/°C

EXP 2.71828 (logaritmo base natural)

I_R es la corriente nominal

K relación entre la carga L y la especificada nominal, por unidad

L es la carga en cuestión, en kVA o amperios

m es un exponente obtenido empíricamente y utilizado para calcular la variación de $\Delta\Theta_H$ en caso de cambios de carga. El valor de m es definido para cada modo de enfriamiento en la tabla 3.5.

n es un exponente obtenido empíricamente y utilizado para calcular la variación de $\Delta\Theta_{TO}$ en caso de cambios de carga. El valor de n es definido para cada modo de enfriamiento en la tabla 3.5, de modo que responda a los efectos de cambios en la resistencia en caso de cambio de carga.

$P_{T,R}$ es la pérdida total en caso de carga nominal.

R es la relación de la pérdida de carga con la pérdida en vacío en la posición del tap que se está estudiando.

t es la duración de la carga en horas

Θ es la temperatura en ° C

Θ_A es la temperatura ambiente promedio en °C durante el ciclo de carga que se está estudiando

$\Theta_{A,R}$ es la temperatura ambiente promedio para carga nominal, en °C

Θ_H es la temperatura en los puntos más calientes del bobinado, en °C

$\Theta_{H,R}$ es la temperatura en los puntos más calientes del bobinado con carga nominal en el tap que se está estudiando, en °C

$\Theta_{H,U}$ es la temperatura final en los puntos más calientes del bobinado con carga L, en °C

Θ_{TO} es la temperatura en el tope del aceite, en °C

$\Delta\Theta_{H}$ es la elevación de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior), en °C

$\Delta\Theta_{H,I}$ es la elevación inicial de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior) pata t=0, en °C

$\Delta\Theta_{H,R}$ es la elevación inicial de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior) en caso de carga nominal, en °C

$\Delta\Theta_{H,U}$ es la elevación final de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior) para el caso de una carga L, en °C

$\Delta\Theta_{H/A,R}$ es la elevación extrema de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura ambiente para el caso de carga nominal, en °C

$\Delta\Theta_{TO}$ es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente, en °C

$\Delta\Theta_{TO,R}$ es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga nominal en la posición de tap que se está estudiando, en °C

$\Delta\Theta_{TO,i}$ es la elevación inicial de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente para t=0, en °C

$\Delta\Theta_{TO,u}$ es la elevación final de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente para una carga L, en °C

τ_{TO} es la constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga L y para cualquier diferencia específica de temperatura entre la elevación extrema superior del aceite y la elevación inicial superior del aceite, en horas

$\tau_{TO,R}$ es la constante de tiempo para una carga nominal que comienza con una elevación inicial máxima del aceite de 0 °C, en horas

τ_{W} es la constante de tiempo del bobinado en el lugar de sobrecalentamiento, en horas

Significado de los subíndices:

A denota ambiente
R denota nominal
u denota valor extremo (valor final)
i denota valor inicial
H denota el punto más caliente del bobinado
TO denota tope del aceite
W denota bobinado
I denota por encima

3.1.5.2 Componentes de la temperatura

La temperatura del punto más caliente del devanado está dada por:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \tag{3.24}$$

Siendo, la temperatura de tope del aceite:

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} \tag{3.25}$$

3.1.5.3 Elevación de temperatura tope del aceite por encima de temperatura ambiente

La elevación máxima de la temperatura del aceite en un momento después de un cambio de etapa de carga es dada por:

$$\Delta\Theta_{TO} = \left(\Delta\Theta_{TO,u} - \Delta\Theta_{TO,i}\right)\cdot\left[1 - EXP^{-\frac{1}{\tau_{TO}}}\right] + \Delta\Theta_{TO,i} \tag{3.26}$$

Para el ciclo de sobrecarga de dos etapas, con una carga previa equivalente constante, la elevación inicial máxima del aceite es:

$$\Delta\Theta_{TO,i} = \Delta\Theta_{TO,R}\cdot\left[\frac{\left(K_i^2\cdot R+1\right)}{R+1}\right]^n \tag{3.27}$$

Para el análisis de ciclos de carga múltiples etapas con una serie de intervalos de corto tiempo, se utiliza la ecuación (3.27) para cada etapa de carga, y se usa la elevación máxima de aceite al final de la etapa previa de carga como elevación inicial de la temperatura de aceite superior para el cálculo de la siguiente etapa de carga.
El valor máximo alcanzado por la temperatura superior de aceite es dado por la ecuación siguiente:

$$\Delta\Theta_{TO,u} = \Delta\Theta_{TO,R}\cdot\left[\frac{\left(K_u^2\cdot R+1\right)}{R+1}\right]^n \tag{3.28}$$

La ecuación (3.28) se utiliza para calcular la elevación de temperatura del aceite superior para cada etapa de carga. Excepto para cargas constantes de muy larga duración, nunca se alcanza la elevación máxima extrema dada para el aceite superior por la expresión (3.28).

3.1.5.4 Constante de tiempo del aceite

La capacidad térmica es dada por la siguiente ecuación para los modos de enfriamiento OA y FA:

$$C = 0{,}0272 \cdot Pnb + 0{,}1814 \cdot Pcr + 5{,}034 \cdot Lcr \tag{3.29}$$

La capacidad térmica es dada por la siguiente ecuación para los modos de enfriamiento FO:

$$C = 0{,}0272 \cdot Pnb + 0{,}0{,}0272 \cdot Pcr + 7{,}305 \cdot Lcr \tag{3.30}$$

Donde

Pnb : es el peso del conjunto núcleo y bobinas en Kg

Pcr : es el peso de la cuba y radiadores en Kg

Lcr : son los litros de aceite de la cuba y radiadores

El peso a considerar para la cuba y radiadores es de todo aquel material ferroso en contacto con el aceite. La constante de tiempo del aceite superior para carga nominal resulta entonces:

$$\tau_{TO,R} = \frac{C \cdot \Delta\Theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \tag{3.31}$$

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}} \tag{3.32}$$

3.1.5.5 Elevación en los puntos calientes del devanado

El gradiente de temperatura transitoria en los puntos más calientes del devanado por encima de la temperatura del aceite superior es dada por:

$$\Delta\Theta_H = \left(\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i}\right) * \left[1 - e^{-t/\tau_w}\right] + \Delta\Theta_{H,i} \tag{3.33}$$

El valor inicial del punto más caliente por encima del aceite superior viene dado por:

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} * K_i^{2m} \tag{3.34}$$

y la elevación final del punto más caliente por encima del aceite máximo es dada por:

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} * K_u^{2m} \tag{3.35}$$

y el valor nominal del punto más caliente sobre el aceite máximo viene dado por:

$$\Delta\Theta_{H,R} = \Delta\Theta_{H/A,R} - \Delta\Theta_{TO,R} \tag{3.36}$$

Las normas ANSI/IEEE recomiendan para la obtención de la temperatura del punto más caliente con carga nominal sobre la temperatura ambiente, en orden de preferencia, los siguientes métodos:

- Por medio de un test utilizando detectores incorporados.
- El valor calculado por el fabricante
- Suponer que $\Delta\Theta_{H/A,R} = 80$ °C para arrollamientos con sobre temperaturas de 65 °C y 65 °C para arrollamientos con sobre temperaturas promedio de 55 °C.

El valor de la elevación de la temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente $\Delta\Theta_{TO,R}$ es determinado por:

- Medición directa de la máxima sobre temperatura del aceite en el ensayo de calentamiento,
- Un valor calculado suministrado por el fabricante del transformador.

La constante de tiempo del bobinado es el tiempo que toma para que la elevación de la temperatura del bobinado por encima de la elevación de temperatura del aceite, alcance 63.2% de la diferencia entre la elevación final y la elevación inicial durante un cambio de carga.

Finalmente, la constante térmica de los bobinados es un valor muy inferior a los involucrados para el aceite, su valor ronda generalmente entre los 5 a 20 minutos. El mismo puede medirse en forma aproximada en los gráficos de medición de resistencia de los ensayos de calentamiento o ser calculados directamente por el fabricante.

La constante de tiempo de los bobinados presenta también variaciones según la viscosidad del aceite y el exponente m. Para sobrecargas moderadas se acostumbra pasar por alto la constante de tiempo del bobinado y suponer que la elevación en los puntos calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima de aceite viene dada por la ecuación 3.35.

3.1.5.6 Exponentes para ecuaciones de elevación de temperatura

Los exponentes sugeridos para ser utilizados en las ecuaciones de elevación de temperatura son dados en la siguiente tabla.

Tabla 3.3 Exponentes utilizados en ecuaciones para determinación de temperaturas [1]

TIPO DE ENFRIAMIENTO	m	n
OA	0.8	0.8
FA	0.8	0.9
FOA no dirigido	0.8	0.9
FOA dirigido	1.0	1.0

3.1.5.7 Limitaciones de temperatura

En la tabla 3.4 se muestran los valores sugeridos por [1], para los límites de temperaturas y cargas para sobrecargar un transformador por encima de los límites de placa.

TABLA 3.4. Sugerencias de límites de temperatura y de carga para sobrecargar transformadores de potencia con elevación de 65 °C por sobre las especificaciones de placa [1]

Temperatura de la parte superior	110 ºC
Temperatura de los puntos más calientes del bobinado	180 ºC
Carga máxima	200 %

En la tabla 3.5 se dan valores sugeridos de límites de temperatura que ocasionan una pérdida razonable de vida para los 4 tipos de carga.

TABLA 3.5. Sugerencias de límites máximos de temperatura para los cuatro tipos de carga

	Carga con expectativa de vida normal	Carga planificada por encima de las especificaciones de placa	Carga de emergencia de largo tiempo	Carga de emergencia de corto tiempo
Temperatura en los puntos más calientes del conductor aislado, en ºC	120 ºC(*)	130 ºC	140 ºC	180 ºC(#)
Otra temperatura en puntos calientes metálicos (en contacto o no en contacto con el aislamiento, en ºC)	140 ºC	150 ºC	160 ºC	200 ºC
Temperatura del aceite superior, en ºC	105 ºC	110 ºC	110 ºC	110 ºC

Notas:

(*) 100 °C sobre una base continua de 24 hs.

(#) Cuando se alcanzan estas temperaturas en los puntos más calientes, el burbujeo puede producir un riesgo potencial para la rigidez dieléctrica del transformador. Este riesgo debe ser siempre tomado en cuenta cuando se tienen este tipo de sobrecargas.

3.2 DESCRIPCIÓN DE NORMA IEC 60076-7

3.2.1 DEFINICIONES

- Transformador de potencia mediano: Transformadores de potencia con una potencia máxima de 100 MVA trifásicos o 33,3 MVA monofásicos.
- Transformador de potencia grande: Transformadores de potencia que excede los límites del transformador de potencia mediano.
- Punto caliente: Punto más caliente de los bobinados.
- Tasa de envejecimiento térmico relativo: Para una temperatura del punto caliente dada, es la tasa en la cual el envejecimiento del aislamiento del transformador es reducido o acelerado comparado con la tasa de envejecimiento a una temperatura referencia del punto caliente

- Vida del aislamiento del transformador: Tiempo entre el estado inicial para el cual el aislamiento es considerado nuevo y el estado final cuando debido al envejecimiento térmico, esfuerzos dieléctricos, esfuerzos de cortocircuitos, o movimientos mecánicos, que podría ocurrir en servicio normal y resultar en un alto riesgo de falla eléctrica.
- Perdida de vida en porcentaje: Envejecimiento equivalente en horas sobre un periodo de tiempo (usualmente 24 horas) 100 veces divido por la vida esperada del aislamiento del transformador.
- Carga cíclica: Carga con variaciones cíclicas (la duración del ciclo usualmente es de un día) la cual está considerada en términos de cantidad envejecimiento promedio que ocurre durante el ciclo. La carga cíclica puede ser una carga normal o una carga de emergencia de largo tiempo.
- Carga cíclica normal: Una temperatura ambiente más alta o una corriente de carga nominal más alta se aplican durante parte del ciclo, pero desde el punto de vista del envejecimiento térmico (de acuerdo al modelo matemático) esta carga es equivalente a la carga nominal a temperatura ambiente normal.

- Carga cíclica de emergencia de largo tiempo: Carga resultante del prolongado apagón de algunos elementos del sistema que no pudieron ser reconectados antes que un aumento constante de temperatura sea alcanzada en el transformador.
- Carga emergente de corto tiempo: Por lo general es una carga alta debido a la presencia de uno o más eventos poco probables los cuales causan un serio disturbio a la carga normal del sistema, causando que el punto más caliente del devanado alcance niveles peligrosos y posiblemente una reducción temporal en la rigidez dieléctrica. La duración permitida de esta carga es menor que la constante de tiempo térmica del transformador y depende de la temperatura de funcionamiento antes que el aumento de la carga que, por lo general, sería menos de media hora.

3.2.2 GENERALIDADES

La duración de vida de un transformador depende en alto grado de eventos extraordinarios, como sobre voltajes, corto circuitos en el sistema, y sobrecargas emergentes. A continuación se lista algunos de los factores decisivos para la posibilidad de sobrevivencia después de tales eventos, los cuales puede ocurrir separadamente o en combinación:

a. La severidad del evento.
b. El diseño del transformador.
c. Las temperaturas de las varias partes del transformador.
d. La concentración de humedad en el aislamiento y en el aceite.
e. La concentración de oxigeno y otros gases en el aislamiento y en el aceite.
f. El numero, medida y tipo de partículas impuras.

3.2.2.1 Riesgo a corto plazo

I. El mayor riesgo a corto plazo es la reducción de la rigidez dieléctrica debido a la posible presencia de burbujas de gas en las regiones de gran esfuerzo eléctrico, en devanados y terminales por ejemplo. Estas burbujas pueden desarrollarse en el papel cuando la temperatura del punto caliente aumenta súbitamente a una temperatura crítica, entre 140 ºC y 160 ºC para un transformador con un contenido de humedad normal. Esta temperatura crítica disminuye en cierto grado mientras la concentración de humedad aumenta.
II. Deterioro temporal de las propiedades mecánicas, a altas temperaturas puede reducir el esfuerzo que tiene el transformador a un corto circuito.
III. La presión que se acumula en los bushings puede resultar en una falla debido a fugas del aceite. También puede ocurrir formación de gases si la temperatura del aislamiento excede los 140 °C.
IV. La expansión del aceite puede causar sobre flujo del aceite en el conservador.

V. Cortes de corrientes excesivamente altas en los cambiadores de tomas podrían ser peligrosos.

3.2.2.2 Riesgo a largo plazo

I. El deterioro térmico acumulativo de propiedades mecánicas del aislamiento del conductor se acelerara a altas temperaturas.
II. Otros materiales aislantes, así como las partes estructurales y los conductores, también podría sufrir envejecimiento a una alta temperatura.
III. La resistencia de contacto del cambiador de tomas podrían incrementarse a corrientes y temperaturas elevadas, y; en casos extremos, tendrían lugar un embalamiento térmico.
IV. Los materiales de los empaques en el transformador pueden ser más frágiles a temperaturas elevadas.

Los riesgos de corto plazo normalmente desaparecen después de reducir la carga a niveles normales pero, desde el punto de vista de la fiabilidad[32], puede tener un impacto más significativo que los efectos a largo plazo. La norma IEC 354 reconoce que la capacidad de carga puede ser restringida por efectos de corto y largo plazo.

3.2.2.3 Tamaño del transformador

La sensibilidad de los transformadores a la toma de carga más allá de las especificaciones del dato de placa por lo general depende de su tamaño. Con el aumento de tamaño, la tendencia es que:

- Las fuerzas de cortocircuito aumentan.
- La masa de aislamiento, sometida a altos esfuerzos eléctricos, se incrementa.
- La temperatura del punto caliente se hace más difíciles de determinar.
- La fuga de densidad de flujo aumenta.

[32] Probabilidad de que un sistema funcione o desarrolle una cierta función, bajo condiciones fijadas y durante un período determinado.

Así, un gran transformador podría ser más vulnerable a sobrecargas que un transformador más pequeño. Además, las consecuencias de la falla de un transformador son más severas para un transformador de tamaño grande que para pequeñas unidades.

3.2.3 LIMITACIONES DE CORRIENTE Y TEMPERATURA

Los valores límites considerados para el funcionamiento de los transformadores de mediano y gran tamaño bajo ciclos "normales" de carga, han sido extraídos [15] y expuestos en la tabla 3.6.

TABLA 3.6. Límites aplicables de carga y temperatura para cargas por encima de valores nominales [15]

Tipos de carga	Transformadores Medianos	Transformadores Grandes
Ciclo de carga normal		
Corriente (pu)	1,5	1,3
Temperatura del punto caliente del devanado y las partes metálicas en contacto con la celulosa del material aislante (ºC)	120	120
Temperatura de otras partes metálicas en contacto con material aislante (ºC)	140	140
Temperatura del tope del aceite (ºC)	105	105
Carga cíclica de emergencia de largo tiempo		
Corriente (pu)	1,5	1,3
Temperatura del punto caliente del devanado y las partes metálicas en contacto con la celulosa del material aislante (ºC)	140	140

Temperatura de otras partes metálicas en contacto con material aislante (ºC)	160	160
Temperatura del tope del aceite (ºC)	115	115
Carga cíclica de emergencia de corto tiempo		
Corriente (pu)	1,8	1,5
Temperatura del punto caliente del devanado y las partes metálicas en contacto con la celulosa del material aislante (ºC)	160	160
Temperatura de otras partes metálicas en contacto con material aislante (ºC)	180	180
Temperatura del tope del aceite (ºC)	115	115

3.2.4 DETERMINACIÓN DE TEMPERATURAS

3.2.4.1 Simbología

3.2.4.1.1 Símbolos básicos

A es la amplitud de la variación anual de la temperatura ambiente diaria más representativa en kelvins.

B es la amplitud de la variación diaria de la temperatura ambiente en kelvins.

DX es el día más caliente del año.

H es el factor del punto caliente.

I la corriente de carga en amperios.

K es el factor de carga (la corriente de carga sobre la corriente nominal).

L es el envejecimiento relativo sobre un cierto periodo de tiempo.

R es la relación de pérdida de carga en la corriente nominal.

S es la potencia en MVA.

TX es la hora más caliente del día.

V es el envejecimiento relativo nominal.

W es el número de bobinados.

Hgr es la diferencia de temperatura entre el punto caliente y el tope del aceite en kelvins.

t es la duración del pico de carga en el perfil de carga rectangular en horas.

Θ_a es la temperatura ambiente.

Θ_h es la temperatura del punto caliente.

Θ_o es la temperatura del tope del aceite (en el tanque) a la carga considerada

τ_o es la constante de tiempo promedio del aceite.

τ_w es la constante de tiempo del devanado.

ON indica también enfriamientos ONAN ó ONAF.

OF indica también enfriamientos OFAF ó AFWF.

$\Delta\Theta_{Hi}$ diferencia de temperatura entre el tope del aceite y el punto caliente al inicio.

$\Delta\Theta_{Hr}$ diferencia de temperatura entre el tope del aceite y el punto caliente a carga nominal.

$\Delta\Theta_O$ aumento de temperatura en el tope del aceite a la carga considerada.

$\Delta\Theta_{Oi}$ aumento de temperatura en el tope del aceite al inicio.

$\Delta\Theta_{Or}$ aumento de temperatura en el tope del aceite en estado estacionario a pérdidas nominales (pérdidas sin carga + pérdidas con carga).

3.2.4.1.2 Exponentes

x es el exponente de la potencia de las pérdidas totales vs el aumento de la temperatura del aceite.

y es el exponente de potencia de corriente vs el aumento de la temperatura de los devanados.

3.2.4.1.3 Factor del punto caliente

El factor del punto caliente *H*, es un bobinado específico. Estudios muestran que el factor *H* varia dentro de los rangos 1,0 a 2,1 dependiendo del tamaño del transformador, su impedancia de corto circuito y el diseño del devanado. La norma recomienda el valor de *H=1,1* para transformadores de distribución y de *H=1,3* para transformadores de mediana y gran potencia como es el caso de este análisis.

3.2.4.2 Suposición de características térmicas

Hay que tener en cuenta que la formulación que se presenta en la norma IEC [15] se basa en una serie de simplificaciones. Es asumido un diagrama térmico, como muestra la figura 3.5, en el entendimiento de que ese esquema es la simplificación de una distribución más compleja. Las suposiciones hechas en esta simplificación son las siguientes:

a. La temperatura del aceite en el interior del tanque aumenta linealmente de abajo hacia arriba, sea cual sea el modo de enfriamiento.

b. El aumento de temperatura del conductor en cualquier posición del devanado incrementa linealmente y paralelamente al aumento de temperatura del aceite, con una constante de diferencia *g* entre las dos líneas rectas. (g siendo la diferencia entre el aumento promedio de temperatura del bobinado y el aumento promedio de temperatura del aceite).

c. El aumento de temperatura del punto caliente es mayor que el aumento de temperatura del conductor en el tope del devanado, como se muestra en la figura 3.5.

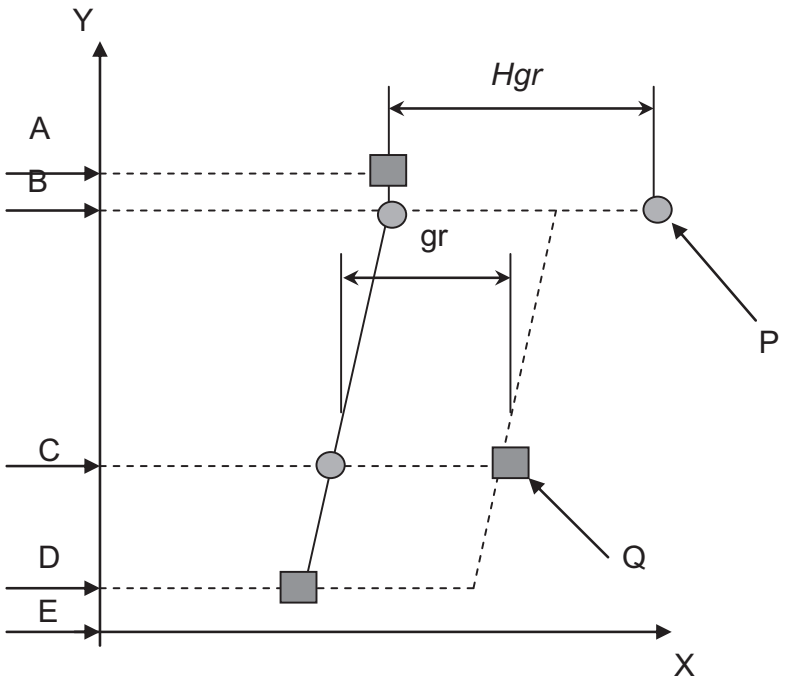


Figura 3.5 Diagrama Térmico Transformador

A temperatura del tope del aceite derivada como el promedio de la temperatura del aceite en los conductos exteriores al tanque y la temperatura interior al tanque.

B temperatura del aceite combinado en el tanque en la parte superior del devanado (a menudo se asume que es la misma temperatura que A).

C temperatura del aceite en medio del tanque.

D temperatura del devanado en la parte inferior del devanado.

E fondo del tanque.

Hgr es la diferencia de temperatura entre el punto caliente y el tope del aceite.

P temperatura del punto caliente.

Q temperatura promedio del devanado determinada por medición de resistencia.

Eje X temperatura

Eje Y posiciones relativas.

● punto calculado, ■ punto medido.

Para el modo de enfriamiento ON, la temperatura del aceite en el tope del devanado es, para todos los devanados, tomado como igual a la temperatura de la mezcla de aceite en el tanque. Para modos de enfriamiento OF, de otra manera, la temperatura del aceite en el tope de un devanado se toma como la temperatura del aceite del fondo más dos veces la diferencia entre la temperatura promedio del aceite dentro de ese devanado particular y la temperatura del aceite del fondo del tanque.

Los diferentes modos de enfriamiento tienen que ser tratados separadamente porque su flujo de aceite es diferente. Como la constante de tiempo de los devanados, usualmente muy corta (de 5 a 10 min); tiene sólo un efecto limitado sobre la temperatura del punto caliente. En el cálculo, la constante de tiempo se toma como igual a cero.

Con el fin de calcular el aumento de la temperatura del punto caliente sobre continuos, cíclicos o de otra índole, pueden ser utilizadas diferentes fuentes de características térmicas:

a. Resultados de una prueba especial de aumento de temperatura incluyendo medidas directas de la temperatura del punto más caliente o de la temperatura del tope del aceite interno de los devanados.
b. Resultados de una prueba normal de aumento de temperatura.
c. Asumiendo el aumento de temperatura con carga nominal.

La tabla 3.7 muestra ejemplos de características térmicas.

Tabla 3.7. Características térmicas usadas para el cálculo [15]

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS			MODOS DE ENFRIAMIENTO		
			ONAN	ONAF	OF
Exponente del aceite	x		0,8	0,8	1,0
Exponente del devanado	y		1,3	1,3	1,3
Relación de pérdidas	R		6	6	6
Constante de tiempo del aceite	τ_o	(min)	210	150	90
Constante de tiempo del devanado	τ_w	(min)	10	7	7
Aumento de temperatura del punto caliente	$\Delta\Theta_{hr}$	(K)	26	26	22
Gradiente del punto caliente al tope del aceite	Hg_r	(K)	26	22	22
Elevación de temperatura en el tope del aceite	$\Delta\Theta_{or}$	(K)	52	52	56
Elevación de temperatura en el fondo del aceite	$\Delta\Theta_{br}$	(K)	34	34	36
Constante			0,5	0,5	1
Constante			2	2	1,3
Constante			2	2	1

3.2.4.3 Temperaturas del punto caliente y del tope del aceite a temperatura ambiente y condiciones de carga variable

La norma provee dos alternativas para describir la temperatura del punto caliente como una función del tiempo, a temperatura ambiente y carga variables.

a. Solución de ecuaciones exponenciales, adecuado para una variación carga de acuerdo a una función escalón. Este método es particularmente adecuado para la determinación de parámetros de transferencia de calor mediante pruebas, especialmente por fabricantes, y que produce resultados adecuados en los siguientes casos:

   - Cada uno de los pasos de incremento de carga esta precedido por un paso de decremento de carga y viceversa.

- En caso de N pasos de incremento de carga sucesivos (N≥2), cada uno de (N-1) primeros pasos deben ser suficiente para que la diferencia de temperatura entre el punto caliente y el tope del aceite $\Delta\Theta_H$ obtenga el estado de equilibrio. La misma condición es válida en caso de N pasos de decremento de carga sucesivos.

b. Solución de las ecuaciones diferenciales, adecuado para variar en el tiempo arbitrariamente factor de carga *K* y variaciones de tiempo de la temperatura ambiente Θ_a. Este método es particularmente aplicable para transformadores monitoreados de forma on-line, ya que no tiene ninguna restricciones más aún sobre el perfil de carga.

   Este método fue descartado ya que para una solución correcta, la diferencial de tiempo Dt, debe ser tan pequeña como sea posible, ciertamente no debe ser más grande que la mitad de tiempo que la constante de tiempo en el modelo térmico.
   La constante de tiempo del devanado en este proyecto es considerada entre 4,6 a 8,7 min, así Dt debería ser menor a 2,3 min, pero datos de cargabilidad se obtiene cada 10 min haciendo que el método no sea el más adecuado.

3.2.5 SOLUCIÓN DE LAS ECUACIONES EXPONENCIALES

La temperatura del punto caliente es igual a la suma de la temperatura ambiente, el aumento de temperatura en el tope del aceite dentro del tanque, y la diferencia de temperatura entre el punto caliente y el tope del aceite en el tanque.

La temperatura que incrementa a un nivel correspondiente a un factor de carga *K* está dada por:

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oi} + \left\{\Delta\Theta_{or}\left[\frac{1+RK^2}{1+R}\right]^x - \Delta\Theta_{oi}\right\}\cdot f_1(t) + \Delta\Theta_{hi} + \left\{Hg_rK^y - \Delta\Theta_{hi}\right\}\cdot f_2(t) \quad (3.37)$$

Correspondientemente, la temperatura que decrementa a un nivel correspondiente a un factor de carga *K* está dada por:

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{or}\cdot\left[\frac{1+RK^2}{1+R}\right]^x + \left\{\Delta\Theta_{oi} - \Delta\Theta_{or}\cdot\left[\frac{1+RK^2}{1+R}\right]^x\right\}\cdot f_3(t) + Hg_rK^y \quad (3.38)$$

El exponente del tope del aceite "*x*" y el exponente del devanado "*y*" están dados en la tabla 3.7.

La función $f_1(t)$ describe el incremento relativo del aumento de temperatura del tope del aceite de acuerdo al valor unitario en estado estacionario:

$$f_1(t) = \left(1 - e^{\frac{-t}{k_{11}\times\tau_o}}\right) \quad (3.39)$$

La función $f_2(t)$ describe el incremento relativo de la diferencia de temperatura entre el punto caliente y el tope del aceite de acuerdo al valor unitario en estado estacionario. Esta modela el hecho de que la velocidad de circulación del aceite toma algún tiempo antes de que se adapte para corresponder a un nivel de aumento de la carga:

$$f_2(t) = k_{22}\times\left(1 - e^{\frac{-t}{k_{22}\times\tau_W}}\right) - (k_{21}-1)\times\left(1 - e^{\frac{-t}{\left(\frac{\tau_O}{k_{22}}\right)}}\right) \quad (3.40)$$

La función $f_3(t)$ describe la disminución relativa de la diferencia de temperatura entre el tope del aceite y el ambiente de acuerdo a la unidad de disminución total:

$$f_3(t) = e^{\frac{-t}{k_{11} \times \tau_o}} \tag{3.41}$$

Las constantes k_{11}, k_{21}, k_{22} están dadas en la tabla 3.7, τ_o y τ_w es la constante de tiempo promedio del aceite (min) y la constante de tiempo del devanado (min) respectivamente.

3.2.6 TASA DE ENVEJECIMIENTO RELATIVO Y VIDA DEL AISLAMIENTO

No existe un único y sencillo criterio de fin de vida que pueda ser utilizado para cuantificar la vida útil remanente de un transformador. Sin embargo, tal criterio es muy necesario para técnicos encargados del mantenimiento del transformador, por tanto, es conveniente centrarse en el proceso de envejecimiento y la condición de aislamiento de transformadores.

3.2.6.1 Tasa de envejecimiento relativo

Aunque el envejecimiento o deterioro del aislamiento es una función tiempo de la temperatura, contenido de humedad, contenido de oxigeno y contenido de acido, el modelo presentado en [15] está basado solamente sobre la temperatura del aislamiento como parámetro de control.

Debido a que la distribución de la temperatura no es uniforme, la parte que está operando a la temperatura más alta es la que normalmente estará sometida a un mayor deterioro.

Por lo tanto la tasa de envejecimiento relativo (*V*) está referida a la temperatura del punto caliente del devanado, en este caso la tasa de envejecimiento relativo está

definida de acuerdo a la ecuación (3.42) para papel térmicamente no mejorado y la ecuación (3.43) para papel térmicamente mejorado.
La tasa de envejecimiento relativo se define como:

$$V = 2^{\left[(\theta_h - 98)/6\right]} \tag{3.42}$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} + \frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \tag{3.43}$$

Donde Θ_h es la temperatura del punto caliente en ºC.

Las ecuaciones (3.42) y (3.43) indican claramente que *V* es muy sensible a la temperatura del punto caliente como puede observarse en la figura 3.6.

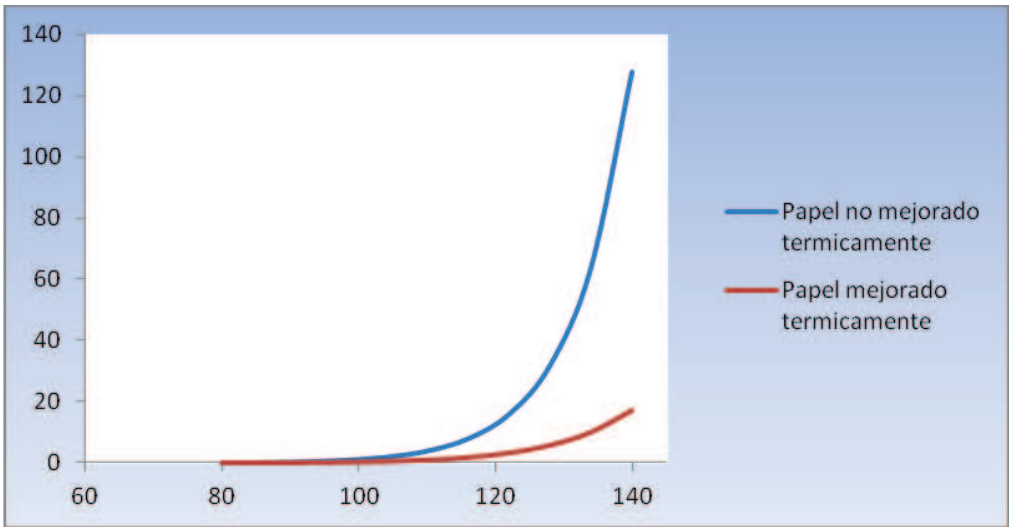


Figura 3.6 Tasas de envejecimiento relativo vs temperatura del punto caliente

3.2.6.2 Calculo de pérdida de vida

Si la carga y la temperatura ambiente son constantes durante un periodo, la pérdida relativa de vida es igual a *V x t*, siendo *t* el periodo bajo consideración. Generalmente cuando las condiciones operativas y la temperatura ambiente cambian, la tasa de envejecimiento relativo varía con el tiempo. El envejecimiento relativo o la pérdida relativa de vida sobre cierto periodo de tiempo es igual a:

$$L = \frac{1}{t}\int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{ó} \quad L = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} V_n \times t_n \tag{3.44}$$

Donde

V_n es la tasa de envejecimiento relativo durante un intervalo *n*, de acuerdo a la ecuación (3.42) o (3.43).

t_n es el n-simo intervalo de tiempo.

n es el número de cada intervalo de tiempo.

N es el número total de intervalos durante el periodo considerado.

3.2.7 TEMPERATURA AMBIENTE

Para transformadores instalados a la intemperie enfriados por aire, la temperatura del aire actual se toma como la temperatura ambiente.

Si la carga pico tiene una duración mayor a unas pocas horas, la variación de la temperatura ambiente debe tomarse en cuenta y estas variaciones se pueden considerar según los siguientes métodos:

a. Se puede usar una temperatura ambiente promedio, para el cálculo de envejecimiento térmico, combinado con el valor principal máximo mensual para el cálculo de temperatura máxima de punto caliente.
b. La variación de temperatura ambiente se puede aproximar a una función sinusoidal doble.

3.2.7.1 Variación sinusoidal de temperatura

Para cálculos basados en muchos días o meses, puede ser más conveniente considerar la temperatura ambiente como una función sinusoidal doble, la primera describe la variación de temperatura a través del año y la segunda la variación diaria.

$$\theta_a = \theta_{ay} + A\cos\frac{2\pi}{365}(día - DX) + (B \text{ ó } B_m)\cos\frac{2\pi}{24}(hora - TX) \quad (3.45)$$

Donde

θ_{ay} es la temperatura ambiente promedio anual en ºC.

A es la amplitud de la variación anual de la temperatura ambiente promedio diaria en K.

B es la amplitud de la variación diaria para el cálculo de la tasa de envejecimiento en K.

B_m es la amplitud de la variación diaria para cálculos de temperatura del punto más caliente en K.

DX es el día más caliente del año.

TX es la hora más caliente del día.

día es el número del día, como por ejemplo 1ro de febrero seria igual a 32.

hora es la hora del día, por ejemplo 1:15 pm seria igual a 13,25.

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA Y APLICACIÓN

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL [36]

La capacidad de potencia máxima instalada del SNT es de 6578 MVA's; y la longitud total de las líneas de transmisión es de 1678,38 Km para líneas con voltaje de diseño de 230 kV y 1742,86 Km para líneas con voltaje de diseño de 138 kV.

Con fecha 08 de septiembre del 1999, el CONELEC[33] emitió la Regulación No. CONELEC 011/99, "*Procedimientos de Despacho y Operación*" reformada con la regulación 006/00 del 09 de Agosto del 2000.

En esta regulación se establecen los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad que deben ser observados por el Transmisor y los demás agentes del MEM. Uno de los aspectos relevantes es el tema referente a la cargabilidad de los transformadores, en el que se señala que en el largo y mediano plazos no se permiten sobrecargas permanentes. En el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma, sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos.

En el plan de expansión del SNT Transelectric 2010 a 2020 se indica que para la ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio que: una vez que se alcance la capacidad FA (80% de la capacidad máxima) se equipa con un nuevo transformador en paralelo o se reemplaza al existente por uno de mayor capacidad.

[33] Concejo Nacional de Electricidad.

Es por eso el grado de importancia de este estudio con respecto a la vida útil del transformador en régimen de explotación. Ya que es posible estimar las condiciones operativas reales en las que se encuentra el transformador de potencia, y establecer valores máximos de sobrecargas mediante curvas a las que puede estar expuesto el transformador sin arriesgar su aislamiento.

4.2 POTENCIAS MÁXIMAS DE TRANSFERENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT

Los rangos de capacidad de potencia de los diferentes métodos de enfriamiento (ONAN, ONAF y OFAF) que serán considerados para el cálculo del envejecimiento, tanto de la norma IEEE [1] como de la norma IEC [15]; fueron tomados del dato de placa de cada uno de los transformadores y están expuestos en el ANEXO 4.

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Debido al número de transformadores y la diversidad de sus características operativas y técnicas, el método para determinar la muestra en el presente análisis será el muestreo aleatorio estratificado; este método consiste en subdividir a la población en subgrupos o estratos más homogéneos, de los que se toman muestras aleatorias simples de cada uno de dichos estratos, debiendo evitar que los estratos no se superpongan o traslapen.

En el Anexo 7 se detalla cómo se obtuvo la muestra para el análisis. Los transformadores escogidos son los siguientes:

Tabla 4.1. Transformadores de la muestra final

SUBESTACIÓN	N/S	TRANSFORMADOR	FABRICANTE	RELACIÓN DE VOLTAJE	POTENCIA
MACHALA	574689	ATQ-FA	MITSUBISHI	138/69/13.8	20/26.7/33.3
CUENCA	5A2256005	ATQ-FA	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3
TRINITARIA	9578850101	ATQ-FA	MITSUBISHI	138/69/13.8	30/40/50
MILAGRO	5BK000801	ATK-FA	OSAKA	230/69/13.8	33.3/44.4/55.5
QUEVEDO	5BA 225504	ATT-FA	OSAKA	230/138/13.8	33.3/44.4/55.5
SANTO DOMINGO	5BA225501	ATU-FA	OSAKA	230/138/13.8	33.3/44.4/55.5
PASCUALES	5BA225406	ATU-FA	OSAKA	230/138/13.8	75/100/125
IBARRA	62490	ATQ	CENEMESA	138/69/13.8	20/26.7/33.3
TULCÁN	574726	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	20/26.7/33.3
ORELLANA	5BA225701	ATQ	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3
AMBATO	63986	AT1	FEDERAL PIONNER	138/69/13.8	33/43
BABAHOYO	62489	ATQ	CENEMESA	138/69/13.8	40/53/66.7
SANTA ELENA	574710	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	44/53.3/66.7
SANTA ROSA	31959	TRN	DILEGNANO	138/46/13.8	45/60/75
CHONE	9812283101	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	40/50/60
ESMERALDAS	1083011	AA1	ITALTRAFO	138/69/13.8	44.8/59.7/75
PORTOVIEJO	1083012	AA1	ITALTRAFO	138/69/13.8	44.8/59.7/75
POMASQUI	4003687	ATU	SIEMENS	230/138/13.8	180/240/300

4.4 CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO

Esta etapa del estudio comprende el diseño del proceso de aplicación de la metodología en el análisis de la vida útil del transformador en base a las zonas de mayor temperatura, producidas en el sistema de aislamiento del devanado. Las metodologías a utilizar se presentan en las guías de cargabilidad para transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral [1], [2] y [15]; descritas anteriormente.

Este estudio se basa en el análisis del comportamiento de las temperaturas del punto más caliente del devanado y del tope del aceite en el interior del tanque, considerando también el efecto que se produce en la expectativa de vida del aislamiento del transformador al superar los límites térmicos, para ello se utiliza ecuaciones citadas en el Capítulo 3 y se presenta ejemplos de cálculos para transformadores fabricados bajo los dos estándares.

Se tuvo presente la importancia de conocer bajo qué norma fue construido el transformador y utilizar el mismo estándar para los cálculos.

4.5 TEMPERATURA AMBIENTE

Para la determinación de la temperatura ambiente aproximada, de cada una de las subestaciones en las que se encuentran los transformadores de la muestra, se considero el análisis propuesto en [2], tomando en cuenta que las subestaciones del SNT no cuentan con un sistema de adquisición de datos respecto a la temperatura ambiente, se relacionaron coordenadas geográficas de las estaciones tipo climatología ordinaria, pertenecientes al INAMHI[34] (VER ANEXO 3) con las coordenadas geográficas de las subestaciones del SNT, como se muestra en la tabla 4.2, a fin de estimar las diferentes temperaturas necesarias para el cálculo.

[34] Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología.

Tabla 4.2. Correlación entre coordenadas geográficas de las subestaciones del SNT con las estaciones climatológicas del INAMHI

SUBESTACIÓN	GRADOS,MIN,SEG		ESTACIÓN METEREOLÓGICA CERCANA	
	latitud	longitud	Código	Nombre
Ambato	1°14'10.80"S	78°36'1.02"O	M128	PEDRO FERMIN CEVALLOS
Babahoyo	1°48'7.729"S	79°32'18.69"O	M051	BABAHOYO
Chone	0°44'40.20"S	80° 6'29.69"O	M162	CHONE
Cuenca	2°52'59.08"S	78°56'44.52"O	M138	PAUTE
Esmeraldas	0°56'7.14"N	79°41'42.65"O	M156	QUININDE
Ibarra	0°21'43.63"N	78° 9'48.36"O	M001	INGUINCHO
Machala	3°17'42.51"S	79°50'19.07"O	M292	GRANJA STA.INES
Milagro	2°10'47.72"S	79°31'45.25"O	M037	MILAGRO
Orellana	0° 23'34.58"S	76°58'30.07"O	M103	SAN GABRIEL
Pascuales	2° 3'12.76"S	79°57'4.49"O	M037	MILAGRO
Pomasqui	0° 4'25.13"S	78°27'0.4"O	M001	INGUINCHO
Portoviejo	1° 4'25.13"S	78°27'0.4"O	M165	ROCAFUERTE
Quevedo	1°2'50"S	79°29'32.92"O	M006	PICHILINGUE
Santa Rosa	0°21'47.64"S	78°32'14.19"O	M362	LAS PAMPAS
Sta. Elena	2°14'36.37"S	80°50'46.37"O	M037	MILAGRO
Sto. Domingo	0°15'10.79"S	79° 9'7.60"O	M026	PUERTO ILA
Trinitaria	2°15'7.03"S	79°54'39.04"O	M176	NARANJAL
Tulcán	0°46'18.54"N	77°43'23.34"O	M102	EL ANGEL

Luego de lo cual, se procedió al levantamiento de datos del anuario meteorológico publicado en la página web del INAMI [41] respecto a temperatura ambiente media anual, temperatura ambiente máxima absoluta anual, temperatura ambiente mínima absoluta anual, temperatura ambiente media de las máximas diarias del mes más caluroso, temperatura ambiente media diaria del mes más caluroso, día más caluroso del año, hora más calurosa del día (VER ANEXO 3); necesarios para el cálculo de la temperatura ambiente utilizando el método descrito en el anexo D de la norma [2], ordenados en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Datos estadísticos de temperaturas ambientales de las subestaciones del SNT

SUBESTACIÓN	$T_{a,m}$ (ºC)	$T_{a,x}$ (ºC)	$T_{a,n}$ (ºC)	$T_{a,hmx}$ (ºC)	$T_{a,hm}$ (ºC)	DX	TX	A	B	Bm
BABAHOYO	26	30	21	31.1	24.2	25	14	3.2	6.9	5.8
CHONE	26	32	22	32.4	27.1	300	14	5.1	5.3	4.9
ESMERALDAS	22	28	14	30.6	22.3	63	14	8.3	8.3	5.7
IBARRA	16	22	8	17.7	10.8	251	14	2.8	6.9	11.2
PORTOVIEJO	26	32	22	32.1	23.4	364	14	1.4	8.7	8.6
TRINITARIA	24	28	20	31.5	26.8	344	14	6.8	4.7	1.2
QUEVEDO	26	30	22	31.8	26.5	323	14	4.5	5.3	3.5
AMBATO	16	20	10	22.3	13.9	293	14	3.9	8.4	6.1
ORELLANA	16	22	10	19.1	13.2	292	14	3.2	5.9	8.8
PASCUALES	26	30	20	31.5	26.9	344	14	6.9	4.6	3.1
POMASQUI	14	20	8	17.7	10.7	251	14	2.7	7	9.3
SANTA ELENA	26	32	20	31.5	23.6	344	14	3.6	7.9	8.4
SANTA ROSA	16	22	10	22.2	15.8	287	14	5.8	6.4	6.2
TULCÁN	14	20	8	18	12.8	272	14	4.8	5.2	7.2
CUENCA	14	22	10	26.6	18.6	310	14	8.6	8	3.4
MACHALA	26	30	20	31.5	26.8	344	14	6.8	4.7	3.2
MILAGRO	26	30	22	31.5	26.9	344	14	4.9	4.6	3.1
SANTO DOMINGO	18	26	14	30.2	24.5	44	14	10.5	5.7	1.5

Donde:

$T_{a,m}$	Temperatura ambiente media anual (ºC)
$T_{a,x}$	Temperatura ambiente máxima absoluta anual (ºC)
$T_{a,n}$	Temperatura ambiente mínima absoluta anual (ºC)
$T_{a,hmx}$	Temperatura ambiente media de las máximas diarias del mes más caluroso (ºC)
$T_{a,hm}$	Temperatura ambiente media diaria del mes mas caluroso (ºC)
DX	Día más caluroso del año
TX	Hora más calurosa del día

A Amplitud de la variación anual de la temperatura ambiente

Bm Amplitud de la variación diaria, para cálculo de la temperatura del punto caliente.

$$A = T_{a,hm} - T_{a,n} \quad (4.1)$$

$$B_m = T_{a,x} - T_{a,hm} \quad (4.2)$$

Utilizando la ecuación (4.3) se determina la temperatura ambiente aproximada para los siete días del estudio por periodos de diez minutos.

$$\theta_a = \theta_{ay} + A \cdot \cos\frac{2\pi}{365}(día - DX) + B_m \cdot \cos\frac{2\pi}{24}(hora - TX) \quad (4.3)$$

4.6 ADQUISICIÓN DE DATOS

Dentro del proceso de estimación de la vida útil de los trasformadores de potencia, se contempla la adquisición de los resultados de los reportes de pruebas FAT (pruebas de aceptación de fábrica), las cuales muestran el comportamiento del transformador en condiciones controladas que pueden simular valores nominales o los más adecuados de acuerdo al medio donde se va a instalar el transformador.

La metodología de cálculo, basada en las normas escogidas en este estudio [1], [15]; utiliza los parámetros nominales como referencia para determinar los niveles de envejecimiento del aislante y pérdida de vida útil del transformador. En el ANEXO 9 se presenta un ejemplo de los datos disponibles en los reportes de prueba de los diferentes fabricantes para cada transformador.

4.7 PÉRDIDAS

Se consideró la posición del cambiador de tomas de pérdida máxima, para la determinación de la relación de pérdidas en carga nominal *R*, con el objetivo de tener predicciones conservadoras de la capacidad de carga cuando el transformador está operando en otra toma que no sea la de pérdida máxima.

4.8 CICLO DE CARGA

El ciclo de carga normal de los transformadores de potencia consiste en una carga relativamente baja durante la mayor parte del día, con pocas crestas, cuya duración puede llegar desde unos minutos a unas pocas horas, como se observa en la Figura 4.1 obtenida de los registros reales que maneja CELEC E.P. - U.N.-Transelectric.

La carga empieza a incrementarse a partir de las 05h00 y tiene una elevación más pronunciada a partir de las 18h30, que decrece luego de unas pocas horas; bajo estas condiciones, podría permitirse que un transformador trabaje con cargas superiores a la de su capacidad nominal para servicio permanente durante el periodo de cresta, esto se debe a que en el interior del transformador la temperatura aumenta en forma relativamente lenta por propiedades de acumulación de calor del transformador y del sistema de aislamiento.

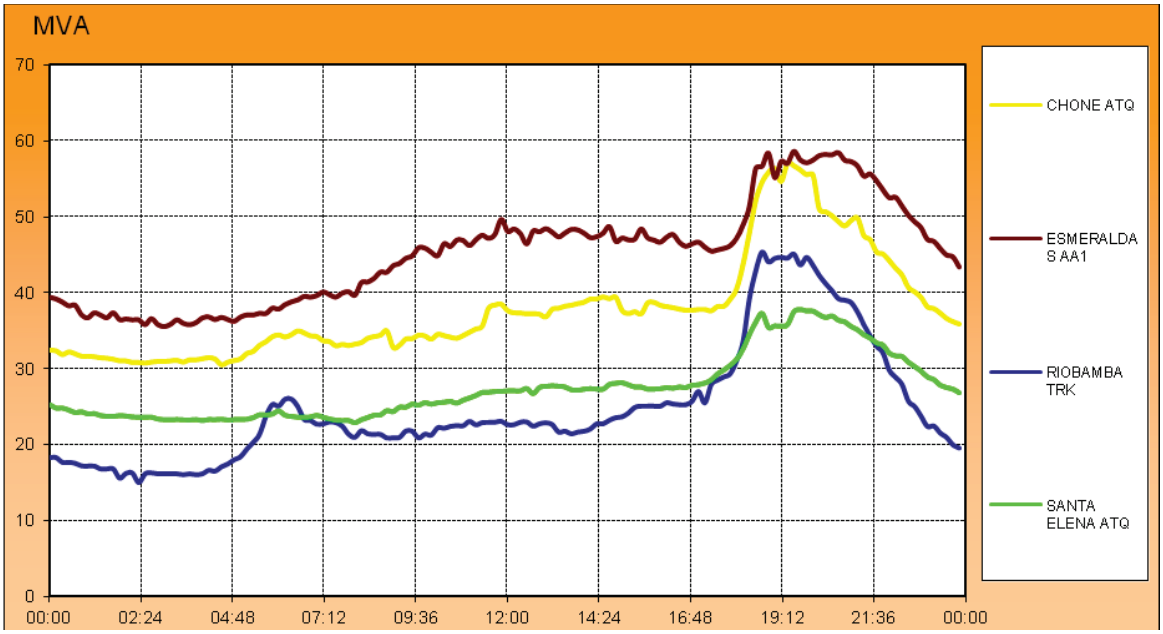


Figura 4.1 Curva de flujo diaria de algunos transformadores [25]

El ciclo de carga en un transformador en un mes presenta niveles promedios de carga similares desde el día lunes hasta el día viernes y presenta niveles bajos los días sábado y domingo, como se representa en la figura 4.2.

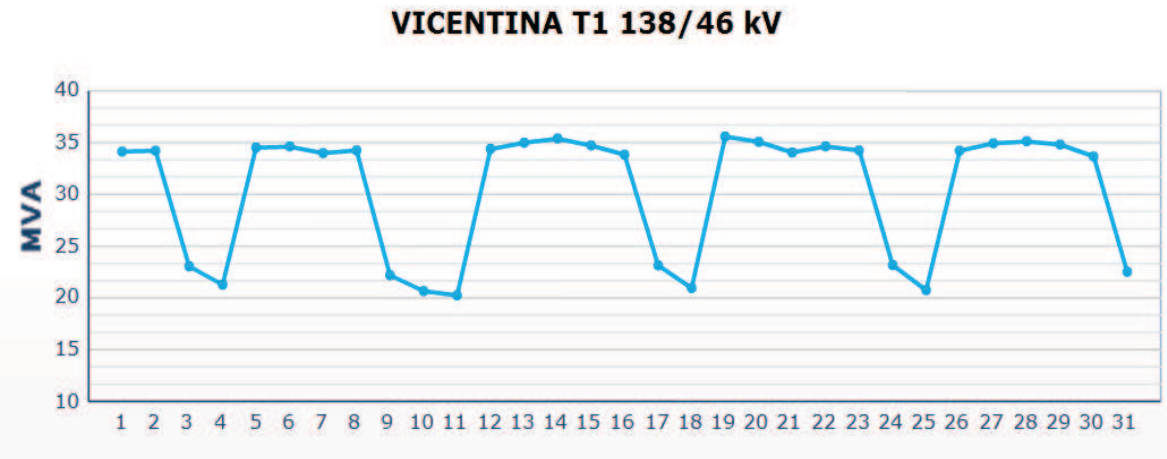


Figura 4.2 Ciclo de carga del transformador T1 S/E Vicentina en el mes de octubre del 2009 [24]

4.9 EJEMPLO DE CALCULO DE ENVEJECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR ATQ DE LA S/E DE BABAHOYO FABRICADO BAJO LA NORMA IEC

Para lograr el análisis se realizan graficas que muestran el envejecimiento al que el transformador está expuesto en función de su situación de carga y de la temperatura ambiente variables, para así poder operar de la manera más adecuada al transformador de potencia y que los valores límites de parámetros de funcionamiento normal, como el factor de carga, la temperatura del tope del aceite y la temperatura del punto más caliente del devanado, no sean sobrepasados.

De acuerdo con [2], para calcular la temperatura ambiente (Ta) en cada periodo de carga constante en que se ha subdividido cada hora de la semana en estudio, utiliza una función suma de dos funciones seno, que trata de tomar en cuenta, tanto la variación de la temperatura a lo largo del año como la variación de la temperatura a lo largo del día.

El cálculo utilizará los datos de carga asentados en los reportes que manejan los supervisores de Transelectric, estos datos se almacenan cada 10 minutos, tiempo en que, para efecto del análisis; se tomara como un escalón de integración donde la carga y la temperatura ambiente son constantes.

Una vez calculada la temperatura ambiente y conocida la carga del transformador en cada periodo de tiempo, se calcula la temperatura de la parte superior del aceite y del punto más caliente de los devanados, utilizando para ello las formulas de la norma IEC 60076-7 [15], descrita en el apartado 3.2.5.

La tasa de envejecimiento relativo para cada periodo de tiempo se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273}+\frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \tag{4.4}$$

El envejecimiento relativo equivalente a un año, un mes o una semana se calcula a partir del obtenido en cada periodo de integración, aplicando la siguiente ecuación de [2].

$$L = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} V_n \quad (4.5)$$

Los datos característicos del transformador ATQ de la subestación BABAHOYO, necesarios para el cálculo se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 4.4. Características térmicas del transformador de BABAHOYO para los diferentes modos de enfriamiento [15]

			MODOS DE ENFRIAMIENTO		
			ONAN	ONAF	OF
Exponente del aceite	x		0,8	0,8	1,0
Exponente del devanado	y		1,3	1,3	1,3
Relación de pérdidas	R		6.0327	6.0327	6.0327
Constante de tiempo del aceite	τ_o	(min)	210	150	90
Constante de tiempo del devanado	τ_w	(min)	10	7	7
Aumento de temperatura del punto caliente	$\Delta\Theta_{hr}$	(K)	26	26	22
Gradiente del punto caliente al tope del aceite	Hg_r	(K)	26	22	22
Elevación de temperatura en el tope del aceite	$\Delta\Theta_{or}$	(K)	52	52	56
Elevación de temperatura en el fondo del aceite	$\Delta\Theta_{br}$	(K)	34	34	36
Constante			0,5	0,5	1
Constante			2	2	1,3
Constante			2	2	1

La relación de pérdidas *R*, se obtuvo de los manuales del fabricante del transformador archivados en planoteca de Transelectric.

Con las ecuaciones (4.6) y (4.7) se calcula las temperaturas del tope del aceite y del punto más caliente del devanado, se debe tomar en cuenta que para el cálculo de dichas temperaturas no se usa la misma ecuación, ya se debe comparar la carga de cada periodo de tiempo y escoger la adecuada.

Para el incremento de temperatura del punto más caliente cuando se da un incremento de carga, está dada por:

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oi} + \left\{\Delta\Theta_{or}\left[\frac{1+RK^2}{1+R}\right]^x - \Delta\Theta_{oi}\right\}\cdot f_1(t) + \Delta\Theta_{hi} + \left\{Hg_r K^y - \Delta\Theta_{hi}\right\}\cdot f_2(t) \quad (4.6)$$

Correspondientemente, la temperatura del punto más caliente cuando se da un decremento de carga, está dada por:

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{or}\cdot\left[\frac{1+RK^2}{1+R}\right]^x + \left\{\Delta\Theta_{oi} - \Delta\Theta_{or}\cdot\left[\frac{1+RK^2}{1+R}\right]^x\right\}\cdot f_3(t) + Hg_r K^y \quad (4.7)$$

$$f_1(t) = \left(1 - e^{\frac{-t}{k_{11}\times\tau_o}}\right) \quad (4.8)$$

$$f_2(t) = k_{22}\times\left(1 - e^{\frac{-t}{k_{22}\times\tau_w}}\right) - (k_{21}-1)\times\left(1 - e^{\frac{-t}{\left(\frac{\tau_o}{k_{22}}\right)}}\right) \quad (4.9)$$

$$f_3(t) = e^{\frac{-t}{k_{11}\times\tau_o}} \quad (4.10)$$

Para el cálculo la tasa de envejecimiento relativo, en cada periodo, se aplica la formula (4.11) de [2], considerando un periodo de integración de diez minutos.

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273}+\frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \tag{4.11}$$

Donde

θ_h es la temperatura del punto caliente en °C.

El envejecimiento relativo equivalente en la semana se calcula a partir del obtenido en cada periodo de integración, aplicando la ecuación (4.12) de [2], dividida por el número total de intervalos N.

$$L = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} V_n \tag{4.12}$$

Los resultados de las temperaturas del punto caliente del devanado y del tope del aceite, así como la carga para la semana en análisis se muestra en la figura 4.3.

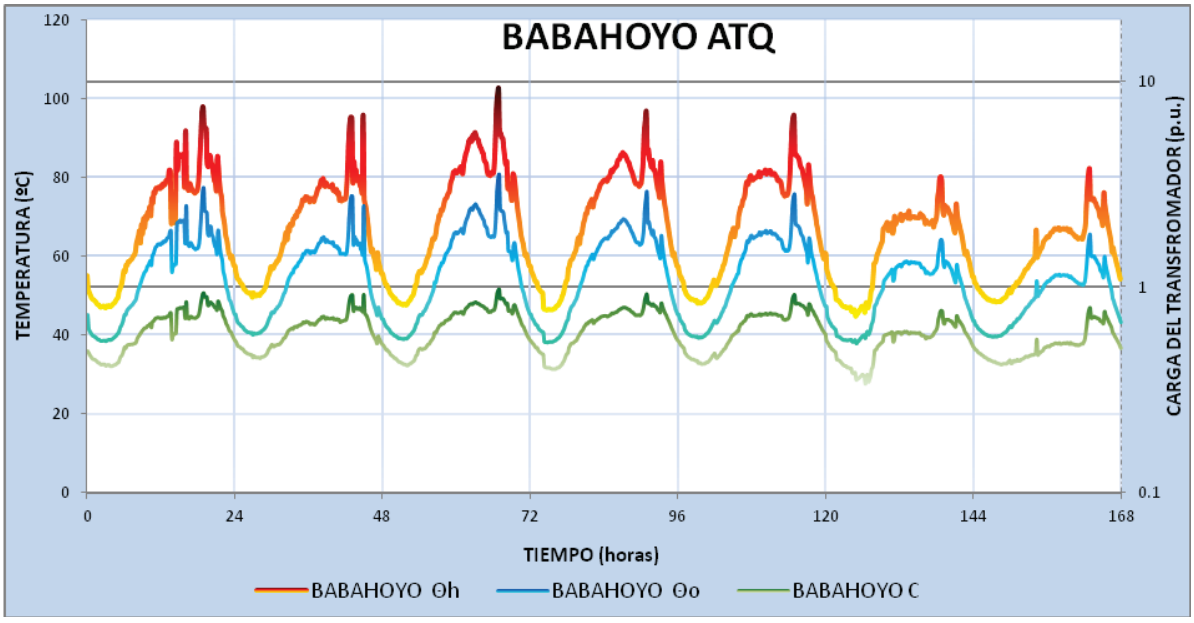


Figura 4.3 Condiciones de operación actual Babahoyo y temperaturas

Los resultados del envejecimiento que experimentó el transformador en la semana de análisis y su evolución respecto a las condiciones de carga, se muestran en la figura 4.4.

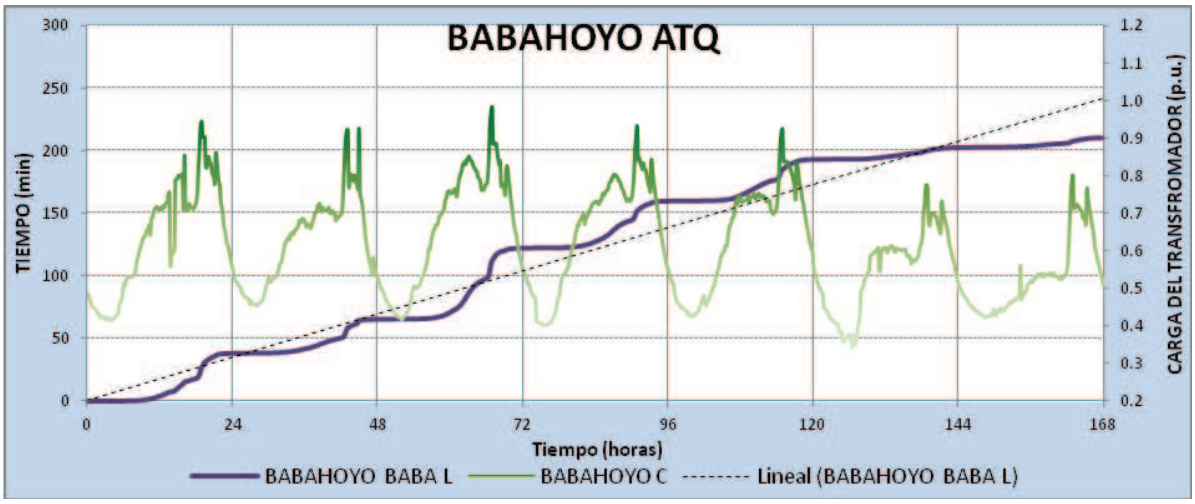


Figura 4.4 Envejecimiento del transformador Babahoyo

En la figura 4.5 se muestra la carga actual y las temperaturas del punto caliente del devanado y del tope del aceite en el día que ha alcanzado su mayor pico de temperatura.

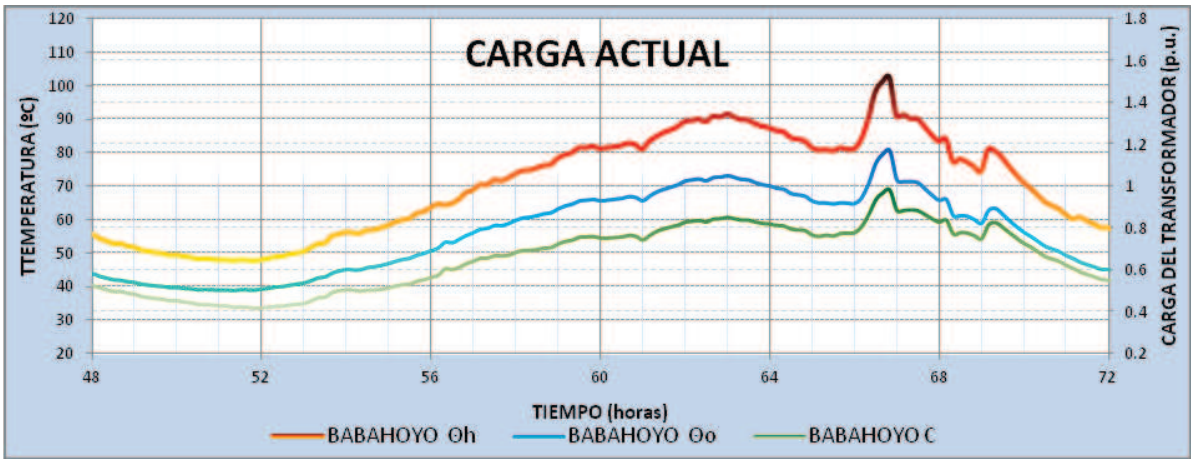


Figura 4.5 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga actual del transformador de Babahoyo

Con la finalidad de encontrar los tiempos de pérdida de vida extra y sobrecarga en los transformadores de la muestra; y las correlaciones del tiempo de sobrecarga con las horas extra de vida perdidas, se analizó los intervalos de tiempo de sobrecarga y carga previa a la sobrecarga para el transformador en el día escogido anteriormente donde la temperatura del punto caliente del devanado es la más crítica de la semana de estudio en base al método propuesto en [2] sección 3, tablas de cargabilidad.

Los resultados se muestran en la tabla 4.5 y figuras (4.6) a (4.9).

Tabla 4.5 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ Babahoyo

BABAHOYO ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	1	1	0.66	1.15	1.3	2.1	86.4	90.36	91.02
	130%	0.5	0.5	0.33	0.48	0.69	1.68	77.82	84.18	88.03
	140%	0.33	0.33	0.166	0.4	0.61	1.45	74.2	81.62	84.61
	150%	0.166	0.166	-	0.25	0.42	-	66.52	75.15	-

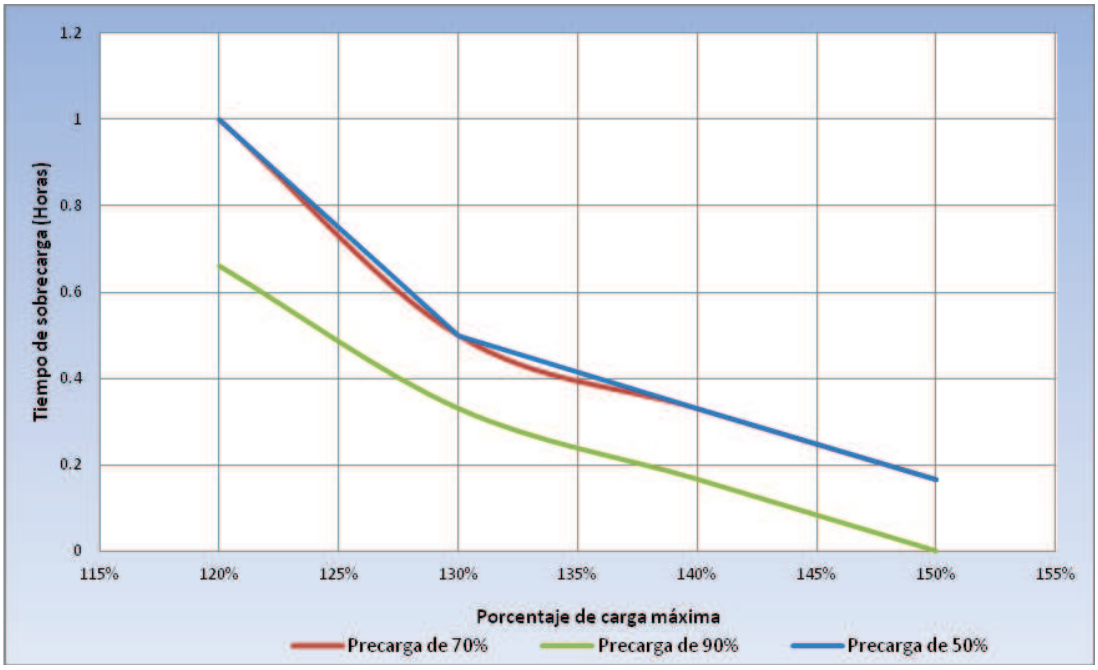


Figura 4.6 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima

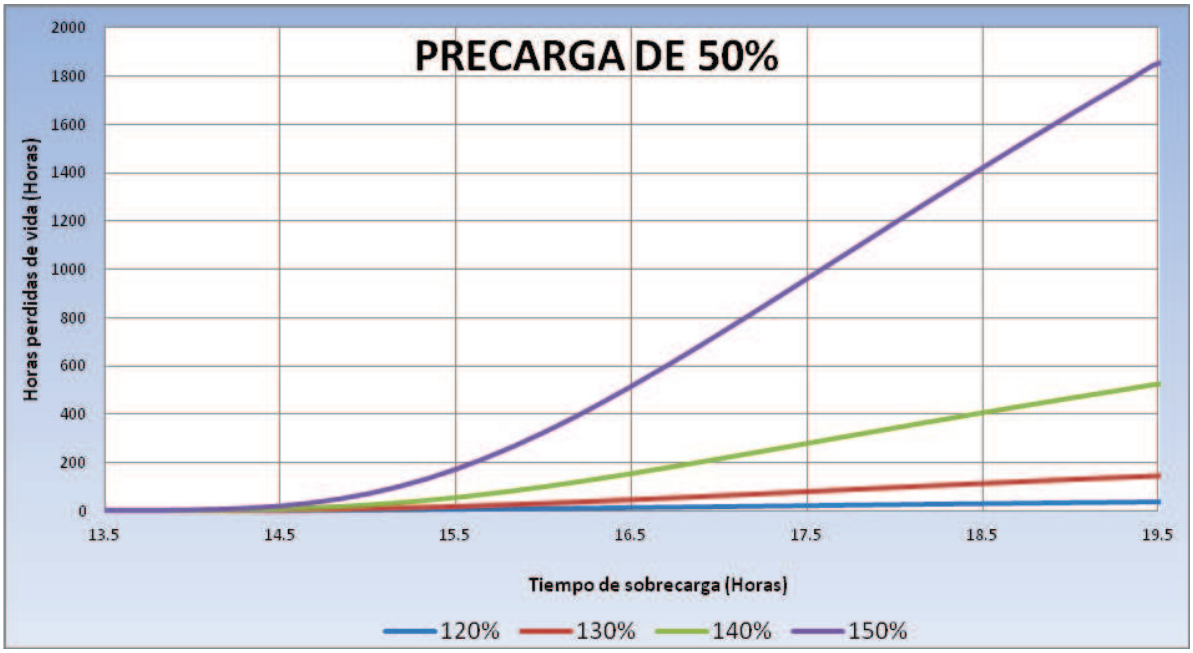


Figura 4.7 Horas perdidas de vida y tiempo de sobrecarga; con una carga previa a la sobrecarga de 50%

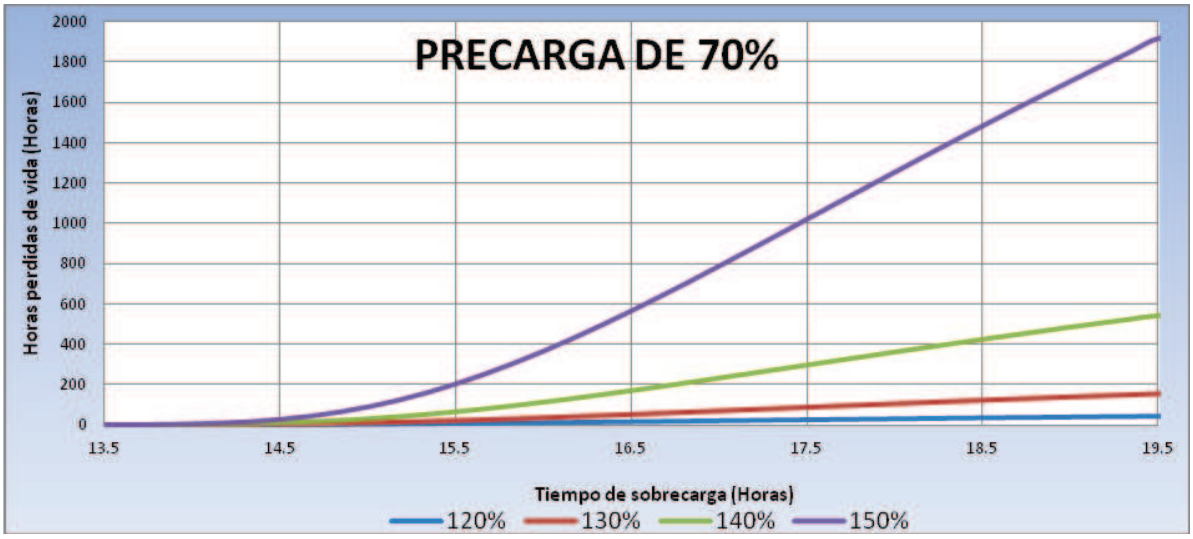


Figura 4.8 Horas perdidas de vida y tiempo de sobrecarga; con una carga previa a la sobrecarga de 70%

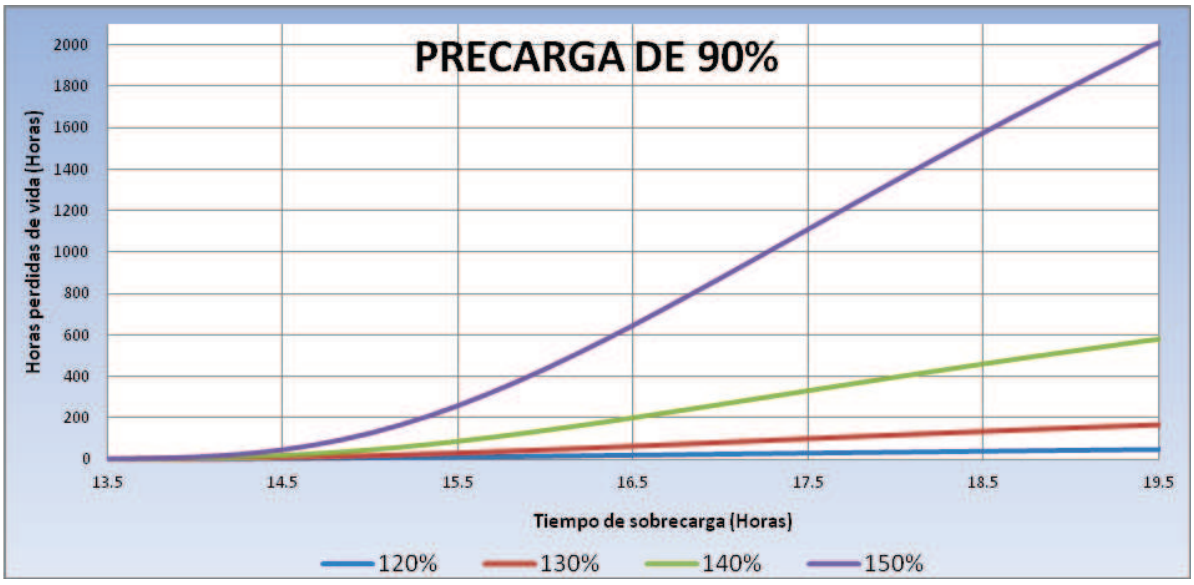


Figura 4.9 Horas perdidas de vida y tiempo de sobrecarga; con una carga previa a la sobrecarga de 90%

A continuación se presenta en la figura (4.10) un diagrama del proceso general para calcular el envejecimiento de transformadores de potencia fabricados bajo la norma IEC.

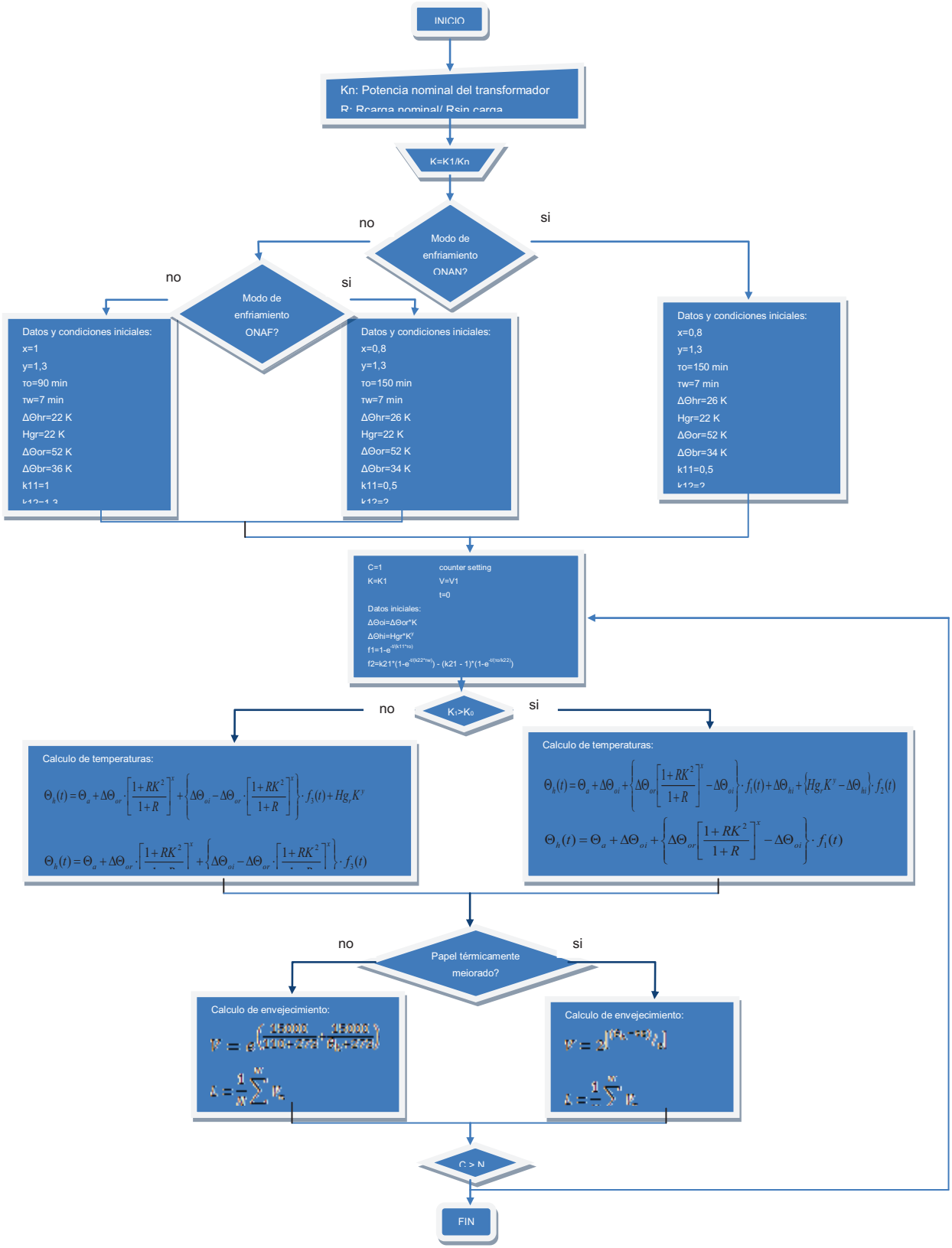


Figura 4.10 Diagrama de flujo de aplicación de metodología para el cálculo del envejecimiento de transformadores fabricados bajo la norma IEC [2,15]

4.10 EJEMPLO DE CALCULO DE ENVEJECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR ATK DE LA S/E MILAGRO FABRICADO BAJO LA NORMA IEEE

Para lograr el análisis se realizan gráficas que muestran el envejecimiento al que el transformador está expuesto en función de su situación de carga y temperatura ambiente variables, para así poder operar de la manera más adecuada al transformador de potencia y que los valores límites de parámetros de funcionamiento normal, como el factor de carga, temperatura del tope del aceite y temperatura del punto más caliente del devanado, no sean sobrepasados.

De acuerdo con [2], para calcular la temperatura ambiente (Ta) en cada periodo de carga constante en que se ha subdividido cada hora de la semana en estudio, utiliza una función suma de dos funciones seno, que trata de tener en cuenta, tanto la variación de la temperatura a lo largo del año como la variación de la temperatura a lo largo del día.

El cálculo utilizará los datos de carga asentados en los reportes que manejan los supervisores de Transelectric, estos datos se almacenan cada 10 minutos, tiempo en que; para efecto del análisis, se tomara como un escalón de integración donde la carga y la temperatura ambiente son constantes.

Una vez calculada la temperatura ambiente y conocida la carga del transformador en cada periodo de tiempo, se calcula la temperatura de la parte superior del aceite y del punto más caliente del devanado, utilizando para ello las formulas de la norma IEEE Std.C57.91-1995, descrita en el apartado 3.1.5. El factor de aceleración de envejecimiento de cada periodo de tiempo se calcula utilizando la fórmula (4.13):

$$F_{AA} = EXP\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}\right] \qquad (4.13)$$

El envejecimiento relativo equivalente en la semana se calcula a partir del obtenido en cada periodo de integración, aplicando ecuación (4.14).

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{N} F_{AA,n} \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^{N} \Delta t_n} \qquad (4.14)$$

Los datos característicos del transformador ATK de la subestación MILAGRO, necesarios para el cálculo, se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 4.6 Características térmicas del transformador de MILAGRO ATK para los diferentes modos de enfriamiento

			MODOS DE ENFRIAMIENTO		
			ONAN	ONAF	OF
Exponente del aceite	n		0.8	0.9	0.9
Exponente del devanado	m		0.8	0.8	0.8
Relación de pérdidas	R		1.61	1.61	1.61
Peso del núcleo y bobinas		Kg	26300	26300	26300
Peso del tanque		Kg	22200	22200	22200
Volumen del aceite		Lt	10000	10000	10000
Capacidad térmica del transformador	C	W.h/ºC	51458.07	51458.07	51458.07
Pérdidas totales con carga nominal	$P_{T,R}$	W	75100	111200	156400
Aumento de temperatura del punto caliente sobre la temperatura ambiente a carga nominal	$\Delta\Theta_{H/AR}$	ºC	47.8	50.1	51.3
Constante de tiempo del devanado	τ_W	(min)	10	7	7
Aumento de temperatura del tope del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal	$\Delta\Theta T_{OR}$	ºC	38	31.5	32.5

La relación de pérdidas R, se obtuvo de los manuales del fabricante del transformador archivados en planoteca de Transelectric.

Para cada intervalo de tiempo (10 minutos) se calcula:

La constante de tiempo del aceite ($\tau_{TO,R}$):

$$\tau_{TO,R} = \frac{C \cdot \Delta\Theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \tag{4.15}$$

El aumento de temperatura inicial sobre la temperatura ambiente ($\Delta\Theta_{Toi}$):

$$\Delta\Theta_{TO,i} = \Delta\Theta_{TO,R} \cdot \left[\frac{\left(K_i^2 \cdot R + 1\right)}{R+1} \right]^n \tag{4.16}$$

El aumento de temperatura final sobre la temperatura ambiente ($\Delta\Theta_{Tou}$):

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \cdot \left[\frac{\left(K_U^2 \cdot R + 1\right)}{R+1} \right]^n \tag{4.17}$$

La constante de tiempo del tope del aceite (τ_{To}):

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}} \tag{4.18}$$

El aumento de temperatura sobre la temperatura ambiente del tope del aceite ($\Delta\Theta_{To}$):

$$\Delta\Theta_{TO} = \left(\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}\right) \cdot \left[1 - EXP^{-\frac{1}{\tau_{TO}}} \right] + \Delta\Theta_{TO,i} \tag{4.19}$$

La temperatura del tope del aceite (Θ_{To}):

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} \tag{4.20}$$

El aumento de temperatura sobre la temperatura del ambiente del punto caliente a carga nominal ($\Delta\Theta_{hr}$):

$$\Delta\Theta_{H,R} = \Delta\Theta_{H/A,R} - \Delta\Theta_{TO,R} \tag{4.21}$$

El aumento de temperatura sobre la temperatura del aceite del punto caliente inicial ($\Delta\Theta_{hi}$):

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} * K_i^{2m} \tag{4.22}$$

El aumento de temperatura sobre la temperatura del aceite del punto caliente final ($\Delta\Theta_{hu}$):

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} * K_u^{2m} \tag{4.23}$$

El aumento de temperatura sobre la temperatura del aceite del punto caliente ($\Delta\Theta_h$):

$$\Delta\Theta_H = (\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i}) * \left[1 - e^{-t/\tau_w}\right] + \Delta\Theta_{H,i} \tag{4.24}$$

La temperatura del punto caliente:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \tag{4.25}$$

Para el cálculo del envejecimiento relativo, en cada periodo, se aplica la fórmula (4.26) de [1], considerando un periodo de integración de diez minutos.

$$F_{AA} = EXP^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}\right]} \tag{4.26}$$

Donde

θ_h es la temperatura del punto caliente en °C.

El envejecimiento relativo equivalente a un año, un mes o una semana se calcula a partir del obtenido en cada periodo de integración, aplicando la ecuación (4.27).

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{N} F_{AA,n} \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^{N} \Delta t_n} \tag{4.27}$$

Los resultados de las temperaturas y carga para la semana en análisis se muestran en figura 4.11.

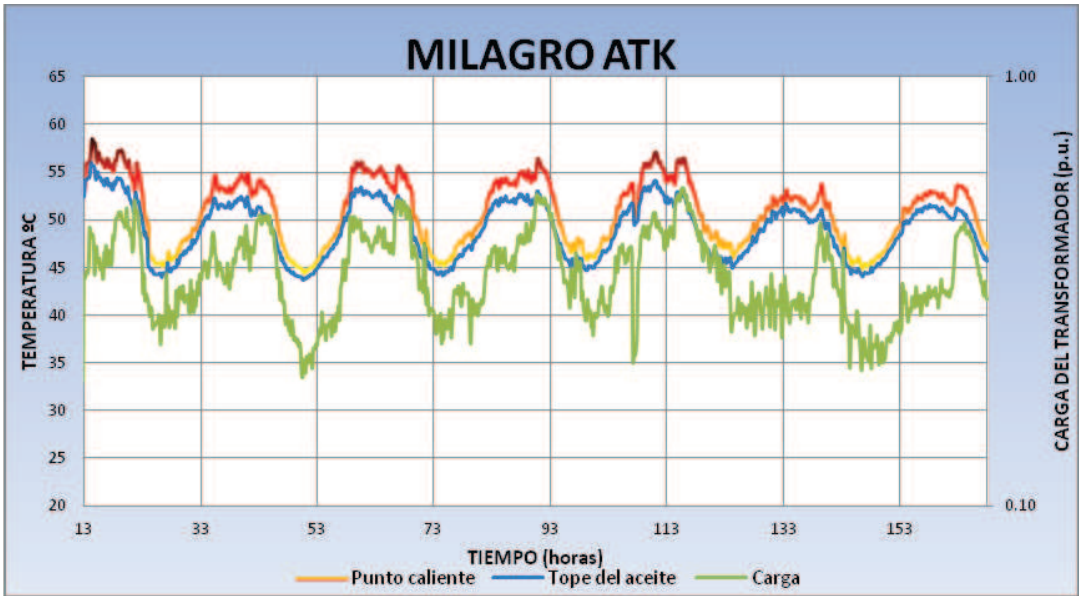


Figura 4.11 Condiciones de operación actual Milagro ATK y temperaturas

Los resultados del envejecimiento que experimentó el transformador en la semana en análisis y su evolución respecto a las condiciones de carga, se muestran en la figura (4.12).

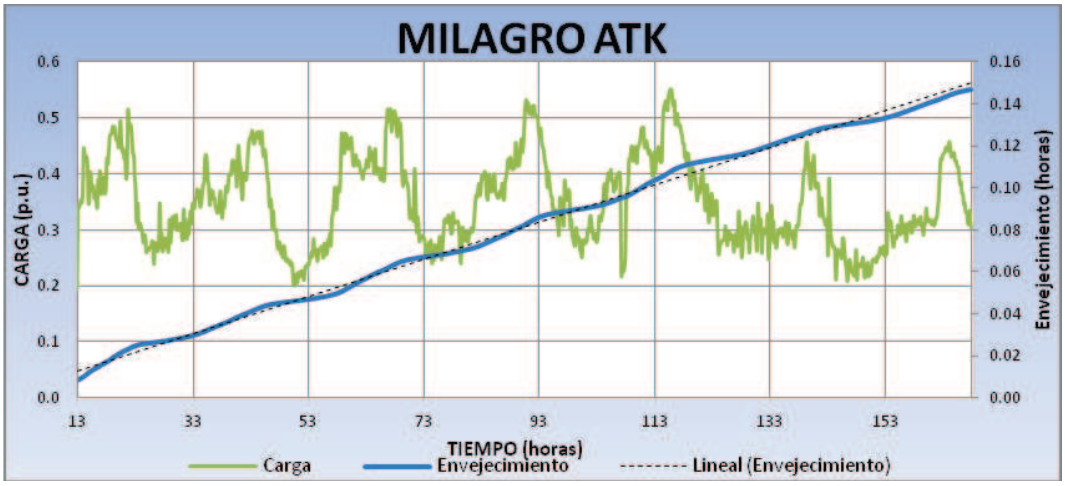


Figura 4.12 Envejecimiento del transformador Milagro ATK

En la figura (4.13) se muestra la carga actual y las temperaturas del punto caliente del devanado y del tope del aceite en el día que ha alcanzado su mayor pico de temperatura.

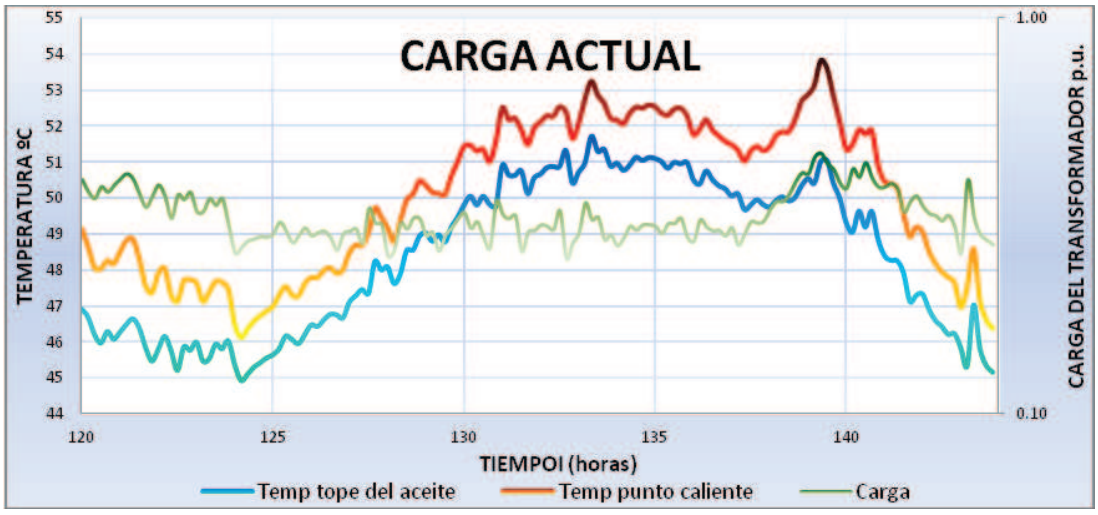


Figura 4.13 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga actual del transformador de Milagro ATK

Con la finalidad de encontrar los tiempos de pérdida de vida extra y sobrecarga en los transformadores de la muestra; y las correlaciones del tiempo de sobrecarga con las horas extra de vida perdidas, se analizó los intervalos de tiempo de sobrecarga y carga previa a la sobrecarga para el transformador en el día escogido anteriormente donde la temperatura del punto caliente del devanado es la más crítica de la semana de estudio, en base al método propuesto en [2] sección 3, tablas de cargabilidad.

Los resultados se muestran en la tabla (4.7) y figuras (4.14 – 4.17).

Tabla 4.7 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATK MILAGRO

MILAGRO										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.5	0.33	0.1	0.7	0.6	0.3	91.14	91.13	91.92
	130%	0.22	0.08	-	0.4	0.2	-	88.11	88.67	-
	140%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

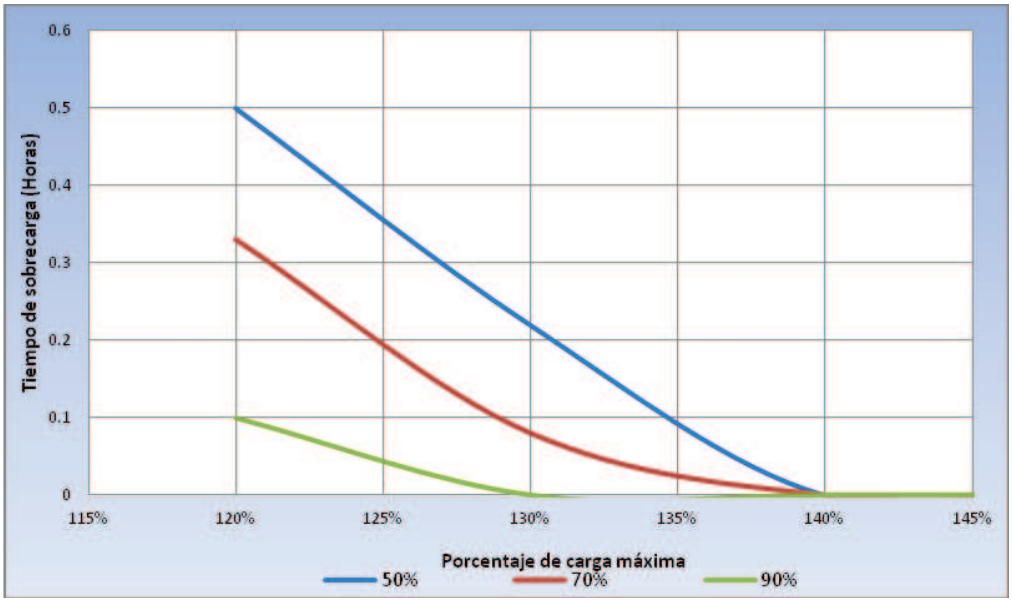


Figura 4.14 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima

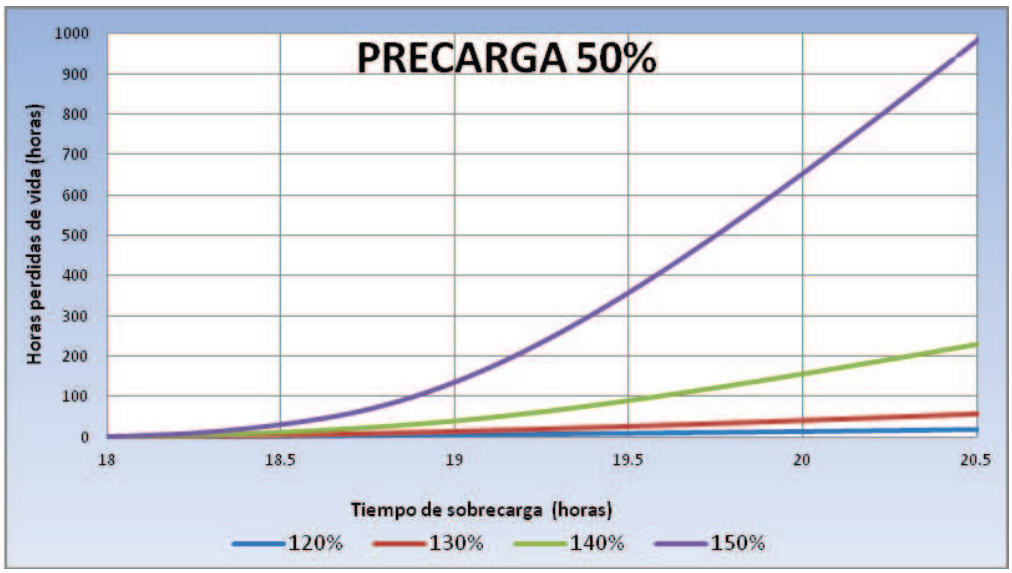


Figura 4.15 Horas perdidas de vida y tiempo de sobrecarga; con una carga previa a la sobrecarga de 50%

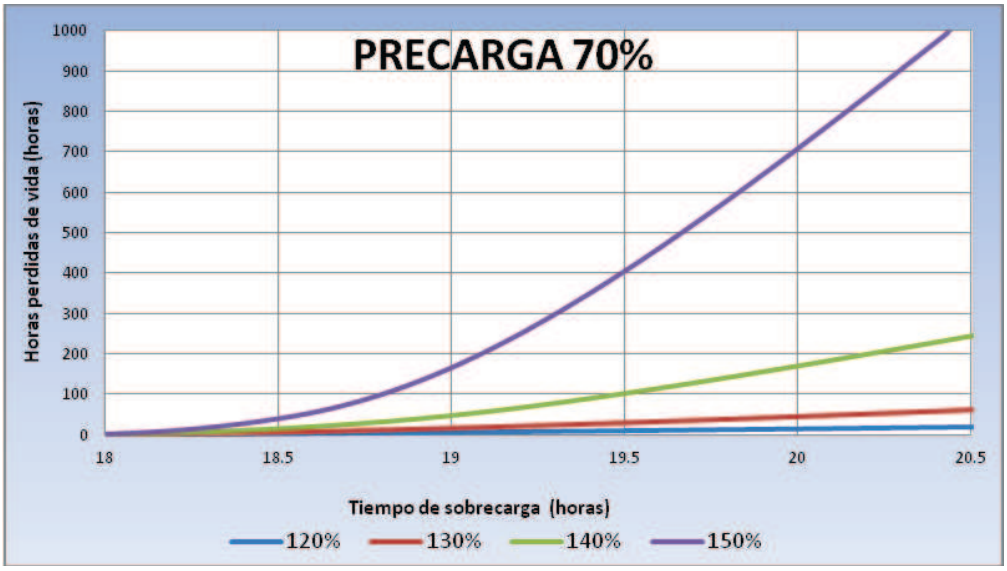


Figura 4.16 Horas perdidas de vida y tiempo de sobrecarga; con una carga previa a la sobrecarga de 70%

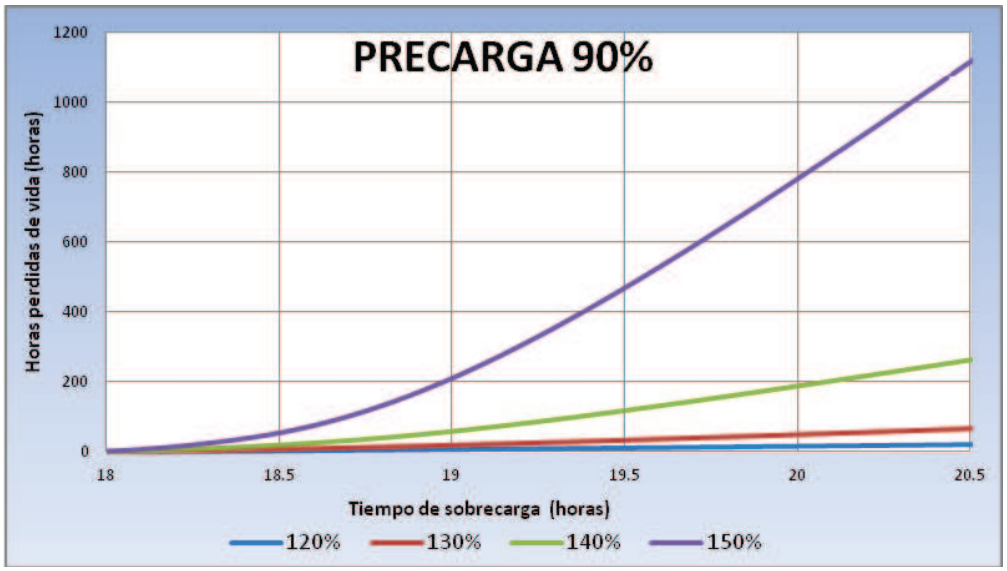


Figura 4.17 Horas perdidas de vida y tiempo de sobrecarga; con una carga previa a la sobrecarga de 90%

A continuación se presenta un diagrama del proceso general para calcular el envejecimiento de transformadores de potencia fabricados bajo el estándar IEEE.

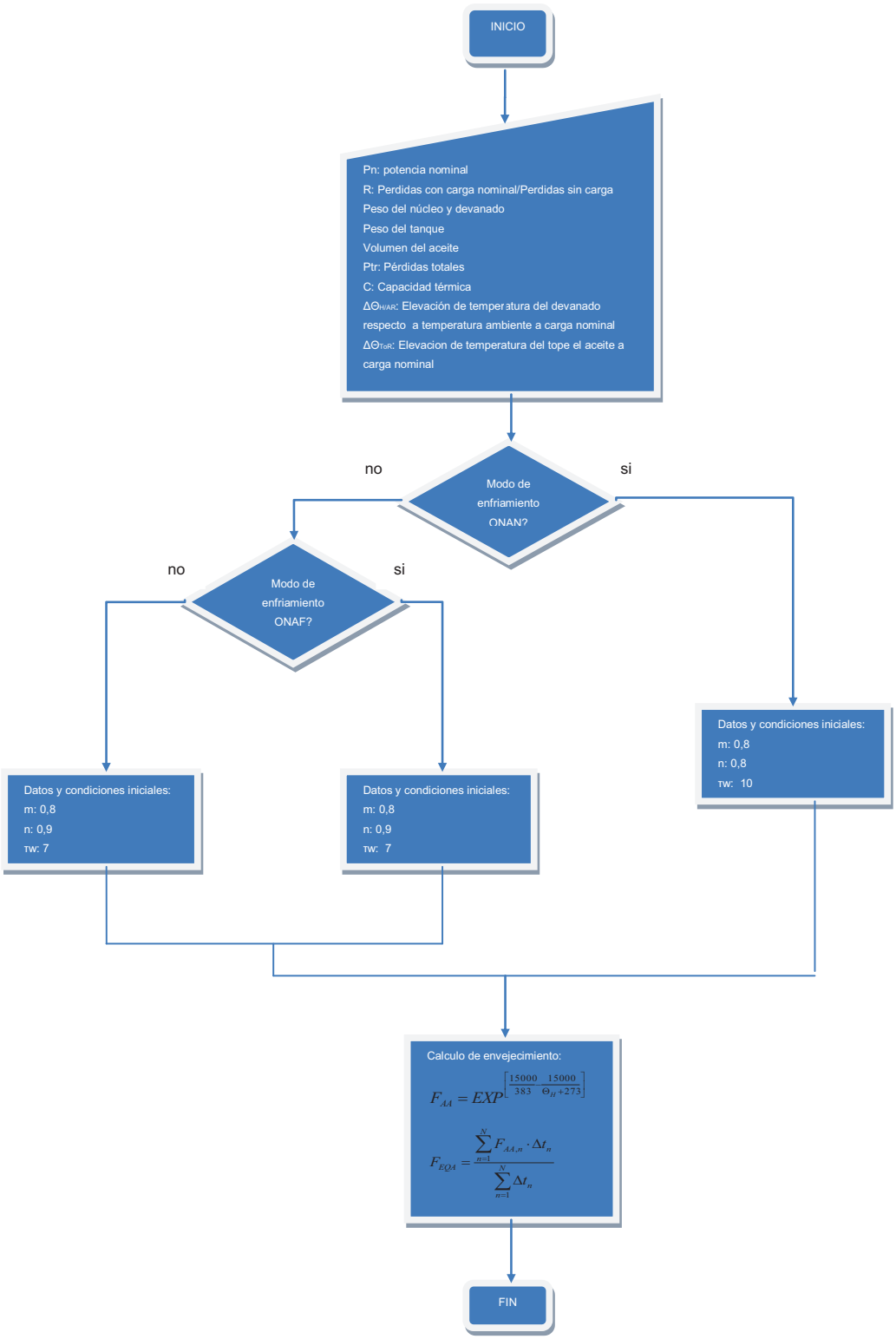


Figura 4.18 Diagrama de flujo de aplicación de metodología para el cálculo del envejecimiento de transformadores fabricados bajo la norma IEEE [1]

Como se puede observar en las figuras (4.3) y (4.11) la temperatura en el punto caliente del devanado siempre es superior a la del tope del aceite, en algunos casos en mayor medida que otros y la temperatura en el punto caliente del devanado tiende a alcanzar valores cercanos al límite en un tiempo considerablemente menor al tiempo que tarda la temperatura del tope del aceite en alcanzar estos valores; hay que tomar en cuenta que, debido a la inercia térmica en la elevación de temperatura del aceite, un transformador necesita un tiempo mayor para alcanzar una temperatura estable después de cada cambio de carga.

Tomando como base el análisis descrito anteriormente, se destaca que el escenario que se presenta para el análisis de envejecimiento del aislamiento del transformador de potencia está claramente limitado por la temperatura del devanado, ya que incrementa rápidamente para picos de cargas importantes debido a que posee una baja inercia térmica.

4.11 CALCULO DE LA VIDA PERDIDA EN TODO EL PERÍODO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El análisis de la vida útil desarrollado en este proyecto se basa fundamentalmente en el deterioro del sistema de aislamiento, provocado por los niveles de temperatura presentes en el interior del transformador (parte superior del aceite dieléctrico y puntos calientes del devanado).

Estas temperaturas, a su vez, están en función del nivel de carga del transformador en estado operativo y temperatura ambiente. Para la estimación de la vida perdida y la vida residual, estas condiciones hacen necesario el conocimiento de datos completos de la carga administrada por el transformador desde su entrada en operación hasta la actualidad.

Este requerimiento genera dos escenarios: transformadores que disponen de datos completos, básicamente aquellos transformadores nuevos que poseen sistemas de adquisición de datos en línea o algún sistema de seguimiento y registro; y, transformadores con datos parciales de nivel de carga.

Los transformadores que no cuentan con un registro completo de los datos de carga requieren de un método complementario para el cálculo y análisis de su vida útil. El método propuesto a continuación permitirá estimar el nivel de envejecimiento que el transformador ha obtenido durante toda su vida operativa.

DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

El cálculo del envejecimiento está basado en las normas estudiadas, la diferencia se encuentra en la exportación del método a un parámetro más general asociado a la carga. Este parámetro es la demanda eléctrica, dato que es más susceptible a determinación o disponibilidad. Aunque la determinación (estimación) de este parámetro es más factible, existe la desventaja de que la adaptación de un nuevo parámetro a un método, siempre genera un nivel menor preciso en el cálculo.

La descripción del método es el siguiente:

1. Generar una curva de carga equivalente del transformador en estudio, basada en las características actuales de operación disponibles en los datos. Esta curva servirá para la determinación del nivel de envejecimiento en diferentes puntos a lo largo de la vida operativa del transformador.

2. Obtener una relación entre factor de envejecimiento del transformador y el valor de la demanda utilizando la curva de la carga equivalente obtenida en el punto 1 y los métodos de cálculo de envejecimiento propuestos por las normas IEEE Std. C57.9 e IEC 60076-01 en tantos puntos de la curva como se considere conveniente.

3. Con el factor equivalente de envejecimiento, obtenido en los diferentes puntos, determinar una curva de envejecimiento para el transformador. Esto puede realizarse mediante programas computacionales, como Microsoft Excel, que generan líneas de tendencia a partir de un conjunto de puntos.

4. Finalmente se debe obtener el área bajo la curva determinada, que representa el envejecimiento acumulado en todo el período de operación del transformador.

A continuación se muestra un flujograma que ilustra la selección del proceso complementario cuando no existe la disponibilidad de los datos de carga en todo el período de vida operativa del transformador.

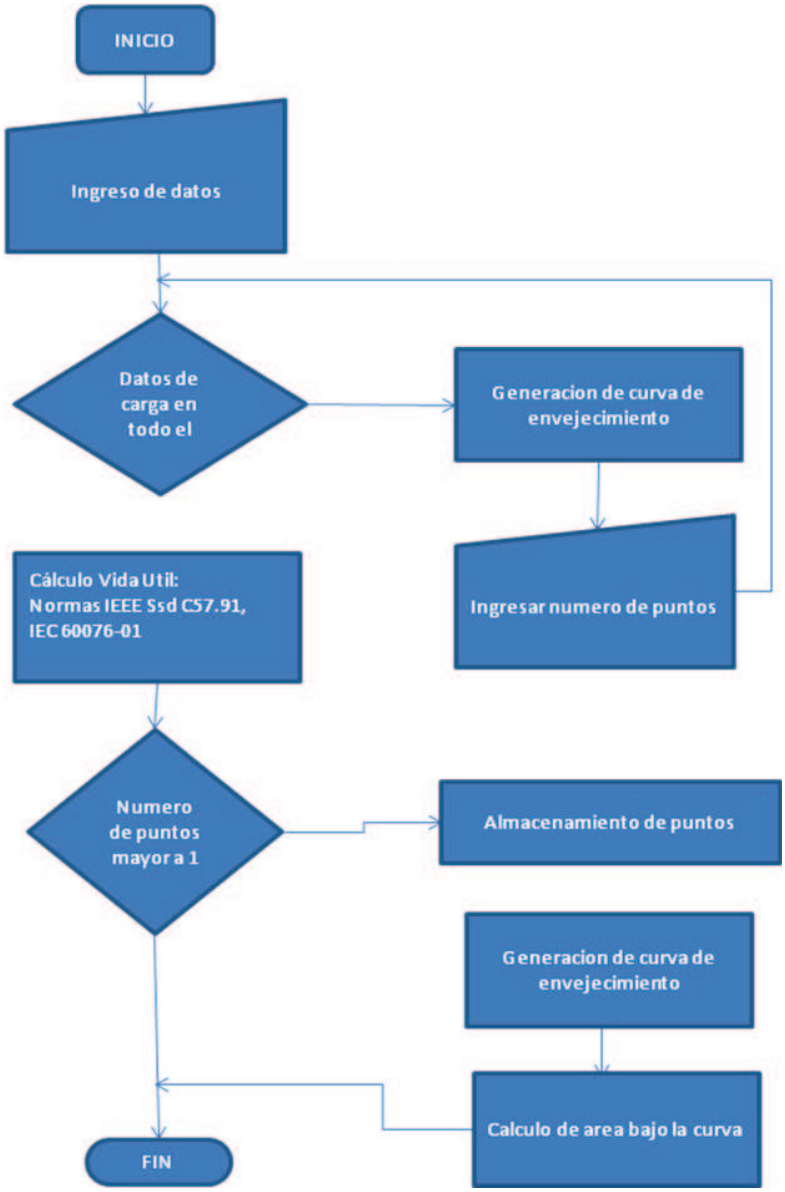


Figura 4.19 Diagrama de flujo de aplicación de metodología para el cálculo de la vida perdida en todo el período de operación del transformador

4.12 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA VIDA PÉRDIDA EN TODO EL PERIODO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR (ATQ - BABAHOYO)

La curva de carga equivalente con respecto de los datos disponibles del transformador Babahoyo es la siguiente:

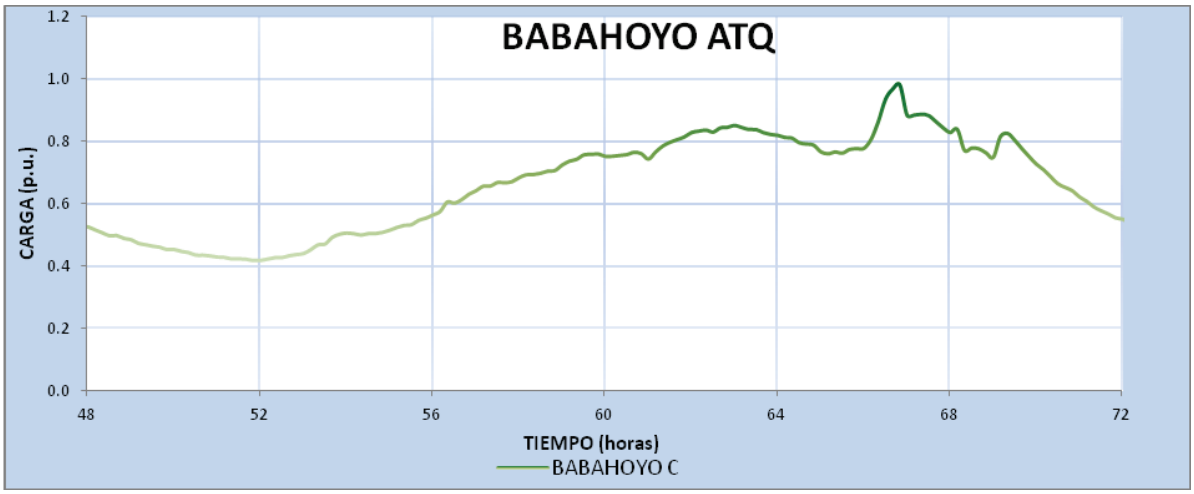


Figura 4.20 Condiciones de operación actual Babahoyo

Esta curva se utiliza como base para obtener diferentes curvas modelo a través de todo el período de operación del transformador tomando como valor referencial la demanda de potencia del transformador a lo largo del tiempo. Curvas con las que se realiza el cálculo con el método correspondiente (IEC 60076-01), el cual generará diferentes valores de envejecimiento equivalente a lo largo de los años de vida operativa. El resultado es una curva de envejecimiento equivalente para el transformador como se muestra a continuación:

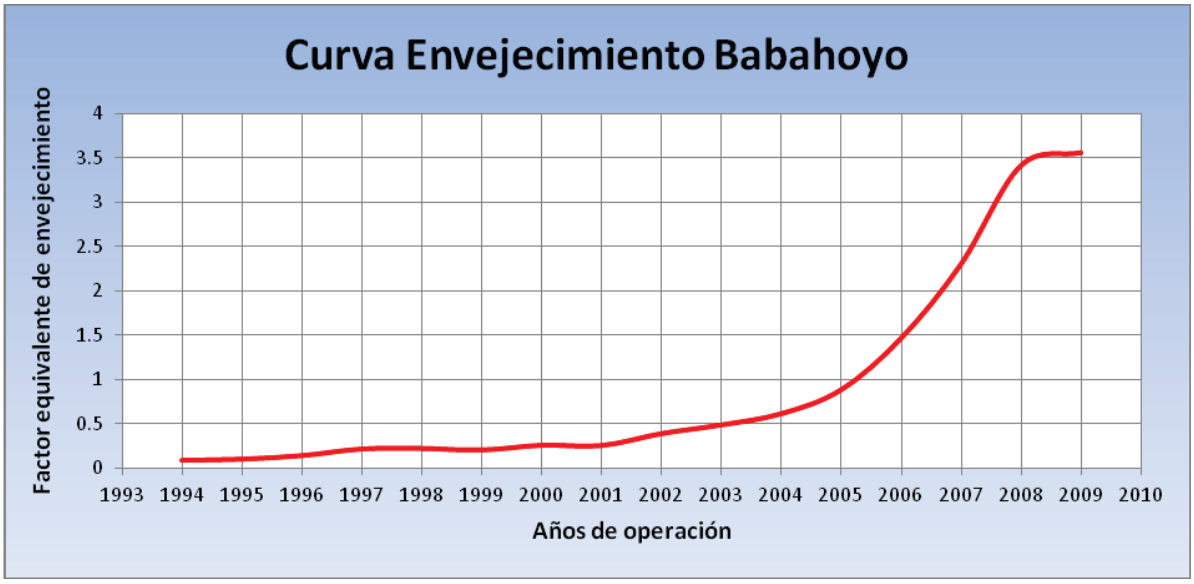


Figura 4.21 Curva de envejecimiento equivalente para el transformador ATQ - Babahoyo

Los valores en el eje vertical representan un factor de envejecimiento del transformador a lo largo del tiempo mostrado en el eje horizontal. El envejecimiento total está dado por el área bajo la curva de envejecimiento. Para el cálculo del área utilizamos un complemento del programa Microsoft Excel, denominado CERCHAREA, diseñado para este fin. Aplicando el complemento mencionado obtenemos el siguiente valor.

Vida útil perdida = 12,75 años

Sobre una base de 22 años, que es el criterio que usa Transelectric para la estimación de vida útil de un transformador de potencia basándose en la norma IEEE C57.92-1985; se obtiene un porcentaje de pérdida de vida de 58%, y vida remanente del trasformador de 9,25 años

4.13 EVOLUCIÓN DE LA CARGA Y SU EFECTO SOBRE EL ENVEJECIMIENTO

Los efectos más significativos en la vida útil del transformador están ligados a la evolución de la carga, razón por la cual, el conocimiento o disposición de datos de cargabilidad histórica de los transformadores es importante en el análisis del envejecimiento del equipo en cuestión.

Las tablas a continuación muestran el tiempo de operación de los transformadores, su potencia nominal y el factor de carga máxima en los diferentes años de operación. Estos datos nos permiten realizar un análisis de la evolución de la carga, su efecto sobre la vida útil y el estado de los transformadores.

Tabla 4.8 Años de servicio de los transformadores de la muestra.

Subestación	Nombre	Potencia (MVA)	Años de Servicio
TULCAN	ATQ	33.00	13
IBARRA	ATQ	33.00	21
SANTA ROSA	TRN	75.00	34
AMBATO	T1	43.00	34
STO. DOMINGO	ATU	165.00	30
QUEVEDO	ATT	165.00	29
PORTOVIEJO	AA1	75.00	29
PASCUALES	ATU	375.00	29
TRINITARIA	ATQ	150.00	15
STA. ELENA	ATQ	66.70	24
MACHALA	ATQ	100.00	5
MILAGRO	ATK	150.00	29
BABAHOYO	ATQ	66.70	18
CUENCA	ATQ	100.00	7
ESMERALDAS	AA1	75.00	29

A continuación en la Tabla 4.9 se muestran los cálculos de envejecimiento anual en base a los datos de cargabilidad anual recopilados de los reportes resúmenes anuales de Transelectric. Existen registros de cargabilidad desde el año 1999 y para los transformadores con una entrada en operación anterior a ese año se realizó una

estimación basada en la extrapolación de los datos de demanda disponibles en los reportes del CONELEC.

Tabla 4.9 Factores de carga máximos y vida perdida anual de los transformadores de la muestra.

Nombre	TULCÁN ATQ													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	50,61	46,67	60,09	54,33	36,87	58,02	89,39	24,86	35,68	46,50	57,32	60,25	59,21	60,44
Vida pérdida (años)	0.67	1.21	1.70	1.78	2.11	3.15	4.00	4.22	4.60	4.66	5.02	5.39	6.89	7.56
Nombre	IBARRA ATQ													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	111,52	112,73	91,94	98,94	64,51	97,02	85,15	86,23	87,31	88,39	89,47	90,54	91,62	92,70
Vida pérdida (años)	6.89	6.90	7.34	8.01	8.11	10.86	11.03	11.12	11.43	11.66	11.71	11.92	12.01	12.23
Nombre	SANTA ROSA TRN													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	90,27	96,00	87,65	81,58	87,47	61,38	89,20	87,65	81,58	87,47	87,65	81,58	75,52	69,46
Vida pérdida (años)	8.23	9.00	9.56	10.65	11.98	12.45	13.01	13.44	13.76	14.12	15.01	15.41	15.56	15.65
Nombre	AMBATO T1													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	96,98	68,65	86,65	91,36	58,90	94,13	79,53	80,26	80,53	81,26	81,53	82,26	82,53	83,26
Vida pérdida (años)	11.50	11.65	12.01	12.22	12.33	13.40	13.45	13.94	14.01	14.34	14.64	15.01	15.34	15.78
Nombre	SANTO DOMINGO ATU													

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	48,30	56,97	56,89	66,93	66,61	73,69	82,18	82,20	83,18	83,20	84,18	84,20	85,18	85,20
Vida pérdida (años)	8.45	9.34	9.44	10.61	10.66	11.12	11.38	11.41	11.46	11.49	11.66	11.88	12.30	12.33
Nombre	QUEVEDO ATT													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	94,67	78,06	80,97	83,99	75,66	83,08	98,61	87,37	87,96	88,55	89,14	89,73	90,32	90,91
Vida pérdida (años)	9.44	9.56	10.45	10.55	10.64	10.87	11.06	11.23	11.52	11.66	11.77	11.87	12.11	12.35
Nombre	PORTOVIEJO AA1													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	90,67	84,13	94,44	98,64	85,37	85,36	93,61	92,35	91,09	89,82	88,56	87,30	86,03	84,77
Vida pérdida (años)	7.78	8.45	8.99	9.12	9.32	9.54	10.01	10.11	10.33	10.49	10.67	10.87	11.03	11.32
Nombre	PASCUALES ATU													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	104,80	104,27	105,38	101,72	60,15	83,84	83,47	83,09	82,71	82,33	81,96	81,58	81,20	80,82
Vida pérdida (años)	7.79	8.22	8.33	8.65	8.78	9.10	9.22	9.32	9.45	9.87	10.11	10.23	10.43	10.56
Nombre	TRINITARIA ATQ													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	85,33	76,00	77,87	87,03	70,63	94,25	92,53	77,87	87,03	96,19	87,03	77,87	81,24	85,26
Vida pérdida (años)	2.16	3.12	3.23	3.76	4.01	4.23	4.65	5.01	5.45	5.87	6.00	6.21	6.34	6.87
Nombre	STA. ELENA ATQ													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	62,97	65,07	72,35	71,85	71,35	70,86	70,36	60,87	62,97	65,07	72,35	79,64	75,22	73,32

Vida pérdida (años)	8.01	8.16	8.34	8.56	9.00	9.12	9.34	9.56	9.76	10.01	10.34	10.87	11.12	11.43
Nombre	MACHALA ATQ													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga									76,00	79,00	95,08	84,24	90,48	95,52
Vida pérdida (años)									0.25	0.34	1.01	1.23	1.43	1.67
Nombre	MILAGRO ATK													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	86,00	110,67	111,03	60,17	60,22	60,41	60,61	60,80	61,00	61,19	61,38	61,58	61,77	61,97
Vida pérdida (años)	4.99	5.13	5.34	5.76	5.87	5.97	6.23	6.98	7.13	7.43	8.16	8.22	8.34	8.54
Nombre	BABAHOYO ATQ													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	60,72	59,67	59,07	75,72	82,00	89,51	91,45	93,40	95,35	94,54	96,35	95,54	97,35	96,54
Vida pérdida (años)	9.45	10.88	11.12	11.34	11.45	11.55	11.67	11.77	11.89	12.12	12.33	12.45	12.65	12.75
Nombre	CUENCA ATQ													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga							96,01	96,55	100,53	96,23	97,18	98,13	97,99	98,15
Vida pérdida (años)							0.87	1.03	1.77	2.21	2.56	3.14	3.65	3.32
Nombre	ESMERALDAS AA1													
AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Factor de Carga	57,55	69,60	71,90	90,17	101,39	112,45	85,15	97,18	95,36	94,44	95,54	92,54	93,54	95,47
Vida pérdida (años)	6.45	7.11	7.23	8.13	8.67	9.11	9.45	9.76	10.01	10.32	10.56	10.87	11.12	11.43

Análisis de los resultados:

- El criterio de la norma IEEE standars colecction Distribution, Power and Regulating Transformers, C57.1994 edition C57.92-1982 propone una vida útil de 22 años con una carga constante e igual al nominal durante todo el período de operación. En la muestra estudiada se aprecian equipos que sobrepasan el valor mencionado, debido a que sus condiciones de operación se han mantenido por debajo de la carga nominal.

- Se verifica entonces la premisa que propone un aumento en el tiempo de vida útil esperado del transformador cuando se opera en condiciones inferiores a las nominales.

- En el estudio se analizó la capacidad de los transformadores de operar en condiciones superiores a las nominales en un período corto de tiempo sin que se vea afectada en gran magnitud su vida útil. Esto se verifica al observar los datos de cargas máximas de algunos de los transformadores de la muestra.

- Se debe tomar en cuenta que algunos de los transformadores de la muestra superan los 30 años de operación y tienen actualmente condiciones operativas cercanas a la nominal. Se requiere un análisis más conservador en estos equipos pues son los más susceptibles a una próxima salida de servicio. se recomienda que los transformadores fabricados desde 1990 o anteriores trabajen con baja carga y mantenerlos en observación hasta que dejen de estar en operación, para los transformadores fabricados desde 2000 estos se encuentran en teoría a la mitad de la vida útil por lo que es importante empezar a llevar una bitácora de cargas, sobrecargas, pruebas de aislamiento anualmente y muestreo semestral de condiciones del aceite pruebas fisicoquímicas y predictivos que reflejaran la operación de manera anual a través de la cromatografía.

- Se evidencia que a pesar de que los transformadores operan con un factor de carga superior al 80%, conservan características adecuadas para continuar con su régimen de explotación durante un período considerable de años sin comprometer su vida útil. Este resultado propone una discusión respecto al

criterio de expansión del SNT expuesto en el plan de expansión de Transelectric 2010-2020.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El presente capítulo muestra los resultados del análisis del envejecimiento de los transformadores de potencia seleccionados en la muestra, pertenecientes a Transelectric, evaluando aspectos como la temperatura ambiente, cargabilidad, temperaturas que se generan en el interior de la cuba, los cuales influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.

Debido a que no es posible saber con exactitud la forma en que fue construido el transformador, cuál fue su régimen de trabajo desde su energización, de qué procedencia es el aceite dieléctrico, a qué tipo de mantenimientos estuvo sometido durante todo su régimen de explotación y también debido a que los efectos acumulativos de la temperatura y el tiempo de envejecimiento o desgaste del sistema de aislamiento de un transformador no están completamente establecidos, no es posible predecir con total exactitud la expectativa de vida del transformador, incluso bajo condiciones constantes o controladas de operación, por lo que bajo condiciones variables de servicio se hace mucho más dificultoso hacer una predicción acertada.

Sin embargo el análisis aquí expuesto sirve de guía para los técnicos encargados del mantenimiento del transformador y de gran utilidad en sobrecargas programadas para saber en qué porcentajes se vería afectada la vida útil del transformador.

5.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN BAJO CARGAS SUPERIORES A LAS ACTUALES

Para efectos del estudio de envejecimiento del transformador se tomaron en cuenta porcentajes de carga superiores a la carga actual de cada transformador de 10%, 20%, 30, 40%, 50%, 60% y 70%, según el caso; donde cada uno forma un caso particular de estudio, con el objetivo de determinar la carga en un régimen de explotación permanente al que podría cargarse el transformador, sin comprometer la vida útil de su aislamiento.

Los resultados que se exponen en este capítulo están dados en base a una semana típica de operación del transformador con el envejecimiento que experimentó en dicho intervalo de tiempo; y al límite térmico en el punto caliente del devanado de 120 ºC, que es la temperatura límite cuando el transformador es cargado con una expectativa normal de vida.

En las figuras de la (5.1) a la (5.6) se observa la curva de envejecimiento y el ciclo de carga para cada transformador fabricados bajo la norma IEC, en una semana de análisis, se observa pequeñas curvas exponenciales en los intervalos de tiempo en que la carga es creciente, donde la pendiente es más pronunciada cuando el transformador toma carga cercana a la capacidad nominal del transformador y un comportamiento constante y paralelo respecto al eje x en los intervalos de tiempo donde la carga decrementa. Se debe señalar que ningún transformador en ningún pico de carga alcanza a trabajar bajo su régimen de explotación nominal.

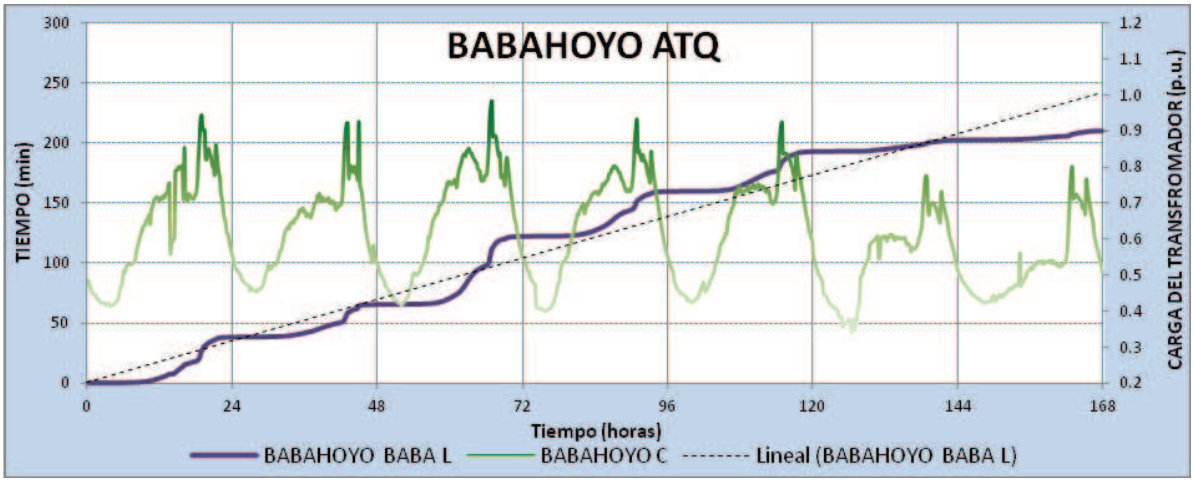


Figura 5.1 Envejecimiento del transformador ATQ de Babahoyo

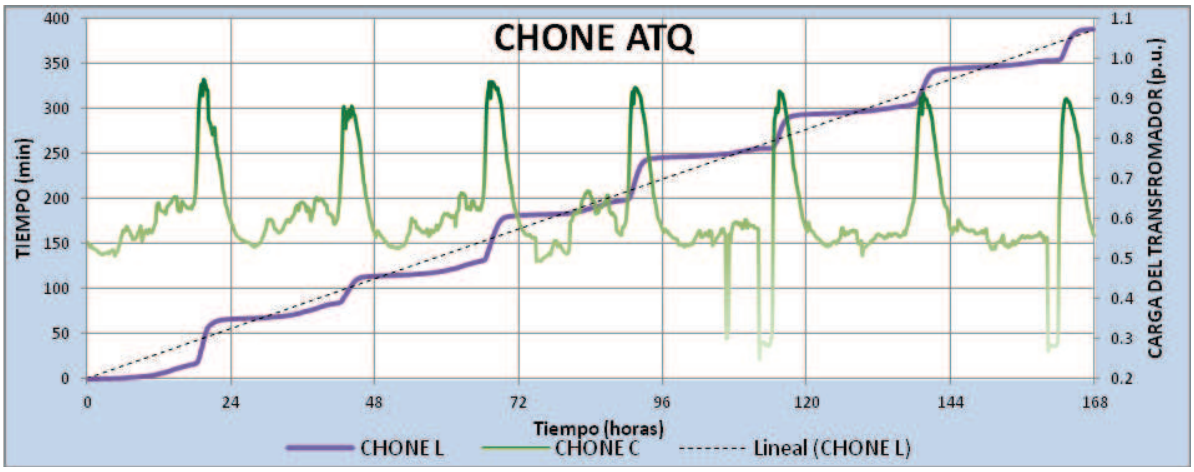


Figura 5.2 Envejecimiento del transformador ATQ de Chone

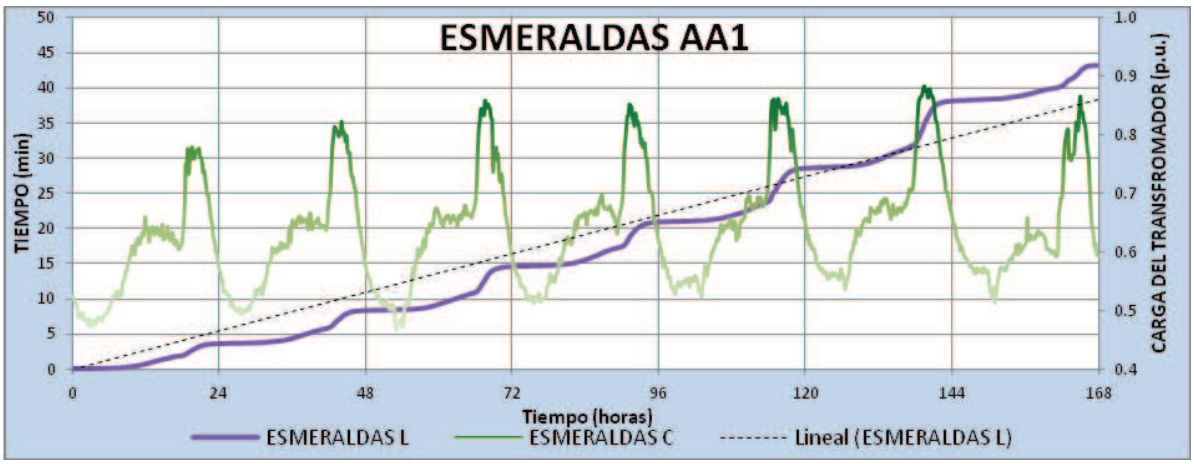


Figura 5.3 Envejecimiento del transformador AA1 de Esmeraldas

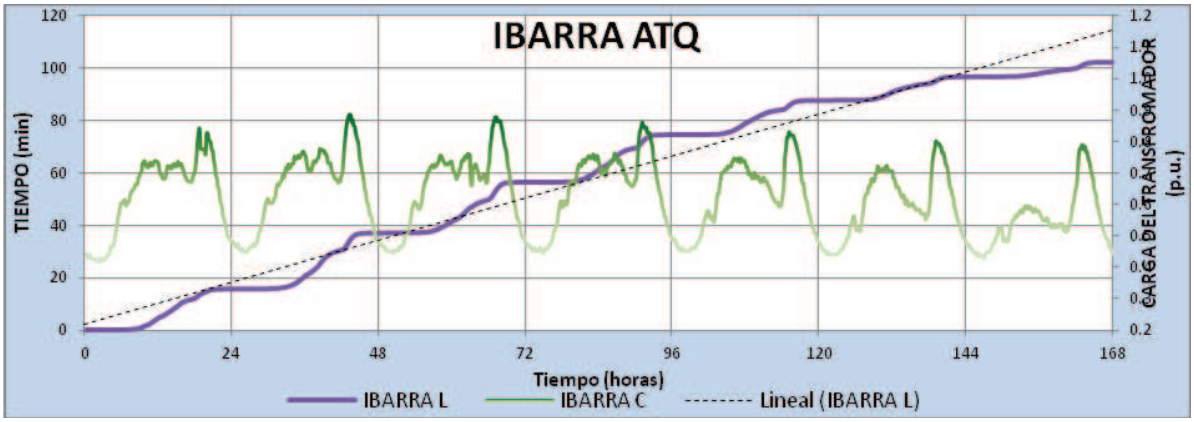


Figura 5.4 Envejecimiento del transformador ATQ de Ibarra

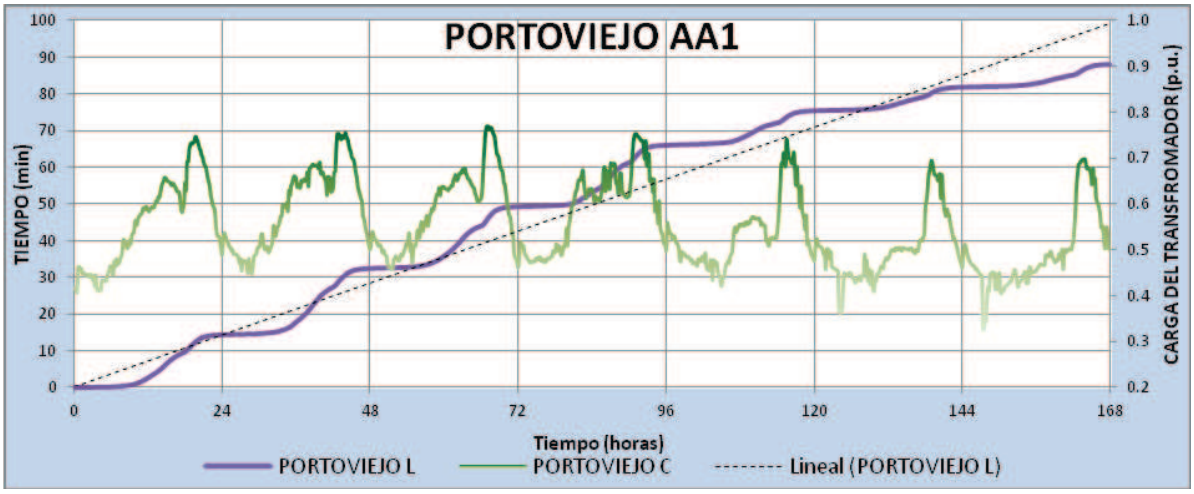


Figura 5.5 Envejecimiento del transformador AA1 de Portoviejo

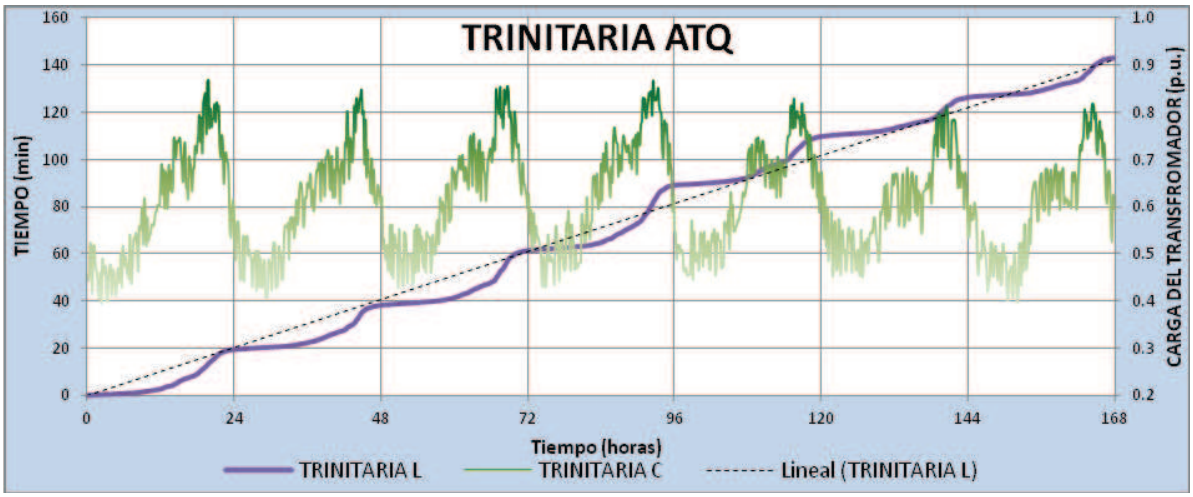


Figura 5.6 Envejecimiento del transformador ATQ de Trinitaria

En la figura (5.7), se observa las curvas de envejecimiento de los transformadores fabricados bajo el estándar IEC, para una semana típica de operación.

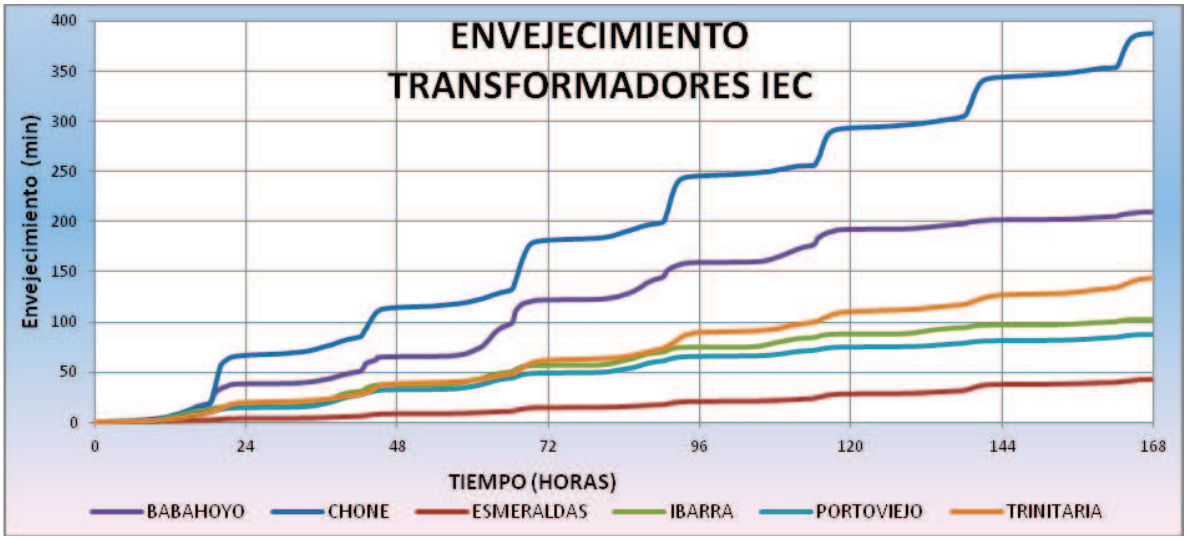


Figura 5.7 Envejecimiento de transformadores fabricados bajo norma IEC en una semana típica

En las figuras de la (5.8) a la (5.19) se observa la curva de envejecimiento y el ciclo de carga para cada transformador fabricados bajo la norma IEEE, en una semana de análisis, se observa pequeñas curvas exponenciales en los intervalos de tiempo en que la carga es creciente, donde la pendiente es más pronunciada cuando el transformador toma carga cercana a la capacidad nominal del transformador y un comportamiento constante y paralelo respecto al eje x en los intervalos de tiempo donde la carga decrementa.

Se debe señalar que ningún transformador en ningún pico de carga alcanza a trabajar bajo su régimen de explotación nominal.

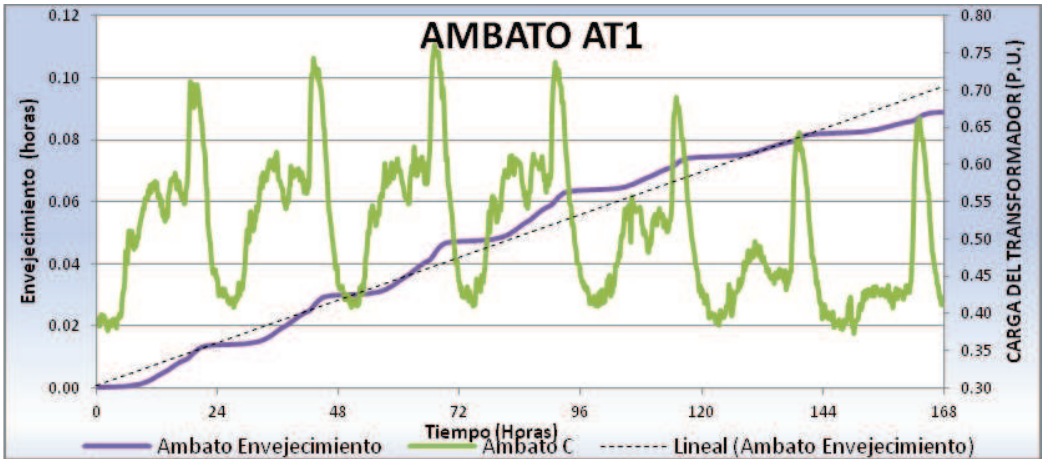


Figura 5.8 Envejecimiento del transformador AT1 de Ambato

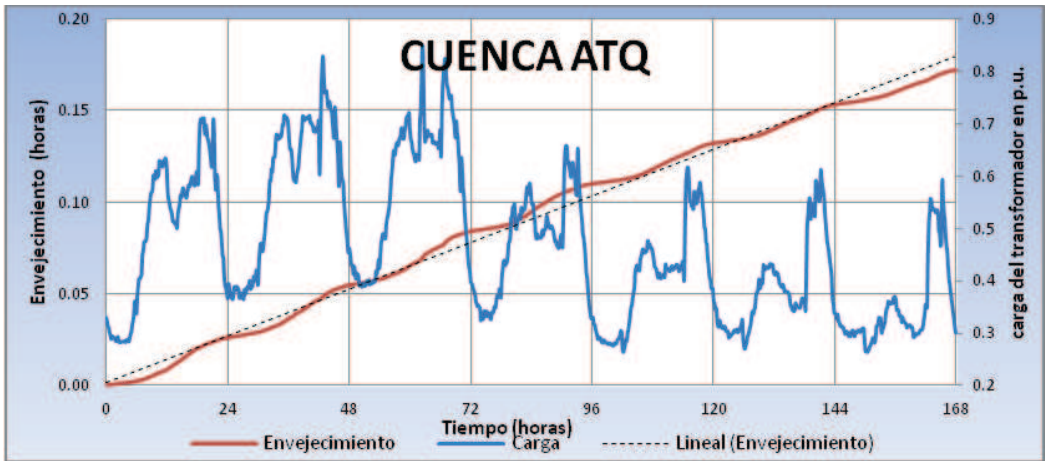


Figura 5.9 Envejecimiento del transformador ATQ de Cuenca

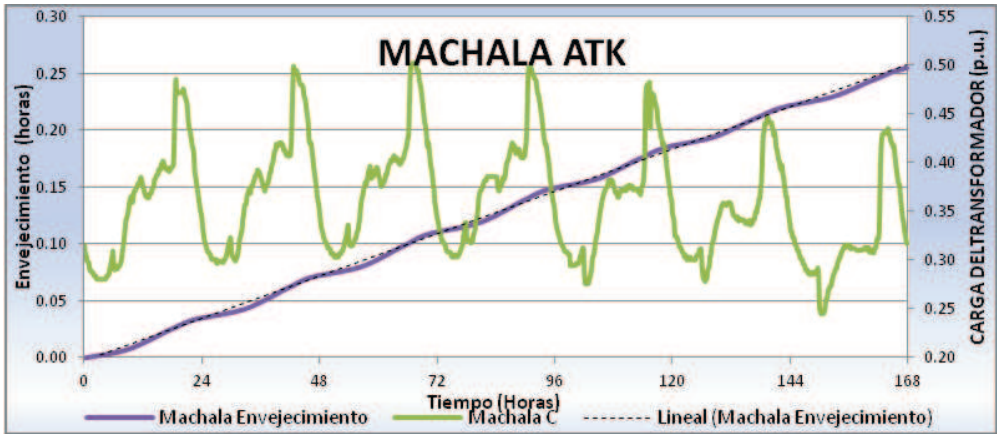


Figura 5.10 Envejecimiento del transformador ATK de Machala

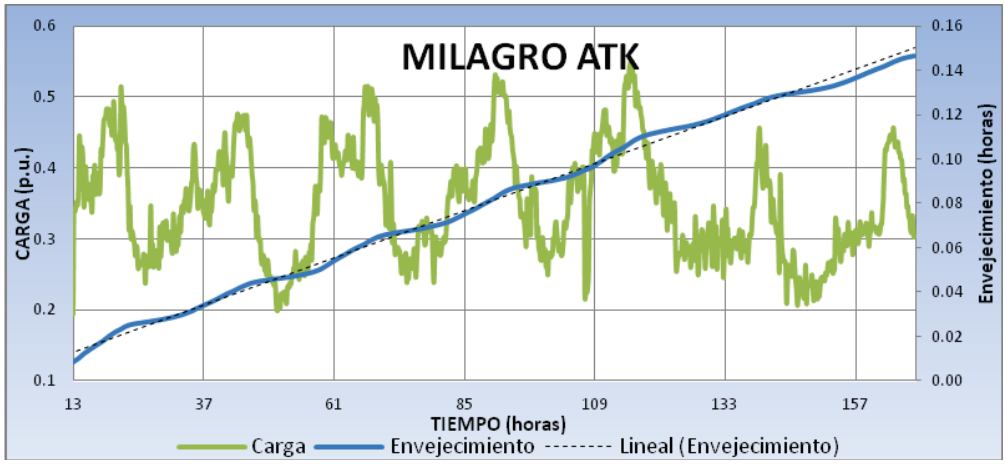


Figura 5.11 Envejecimiento del transformador ATK de Milagro

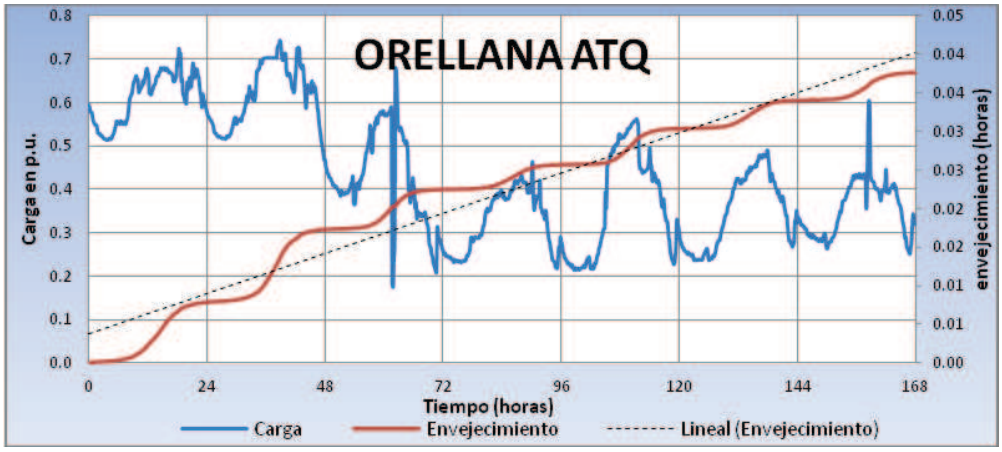


Figura 5.12 Envejecimiento del transformador ATQ de Orellana

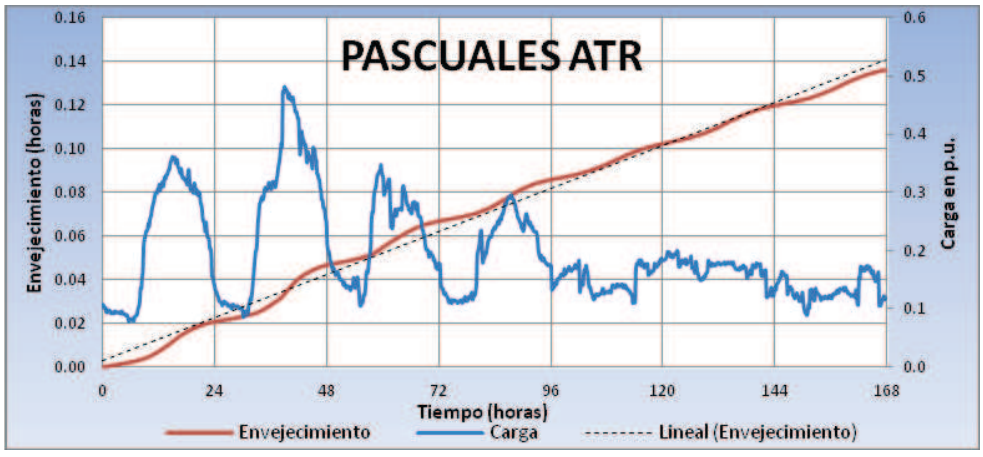


Figura 5.13 Envejecimiento del transformador ATR de Pascuales

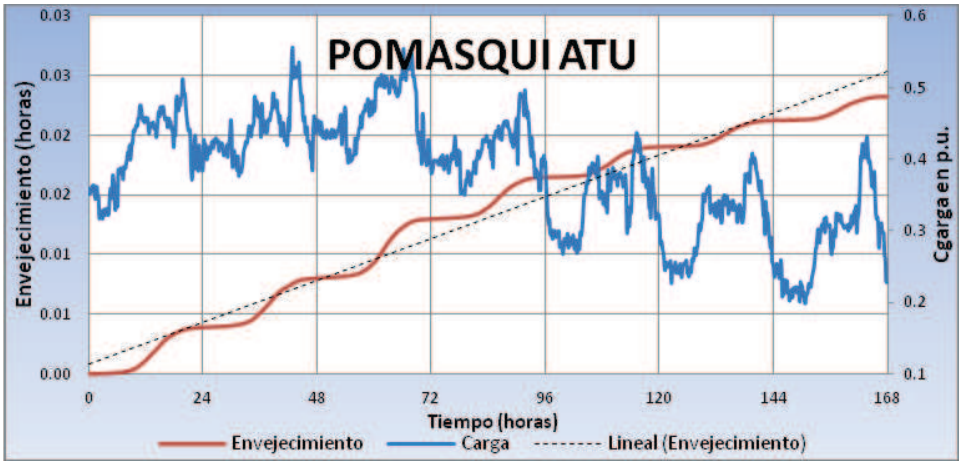


Figura 5.14 Envejecimiento del transformador ATU de Pomasqui

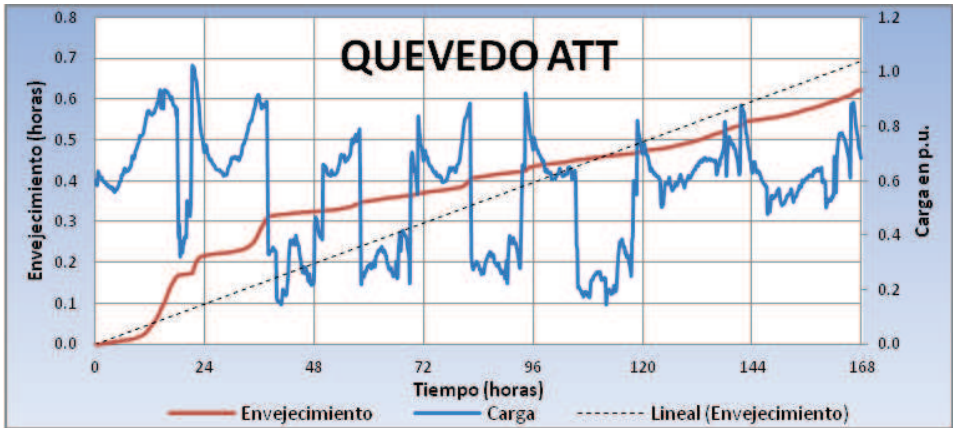


Figura 5.15 Envejecimiento del transformador ATT de Quevedo

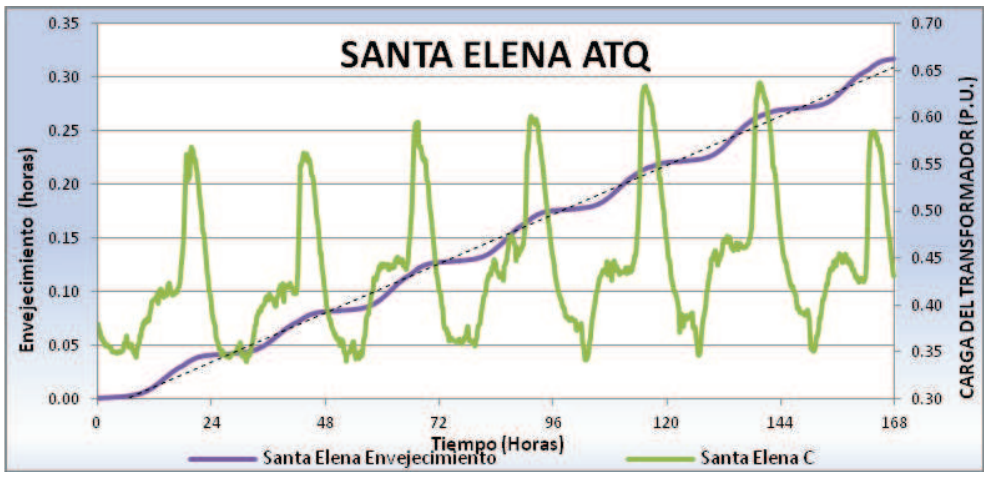


Figura 5.16 Envejecimiento del transformador ATQ de Santa Elena

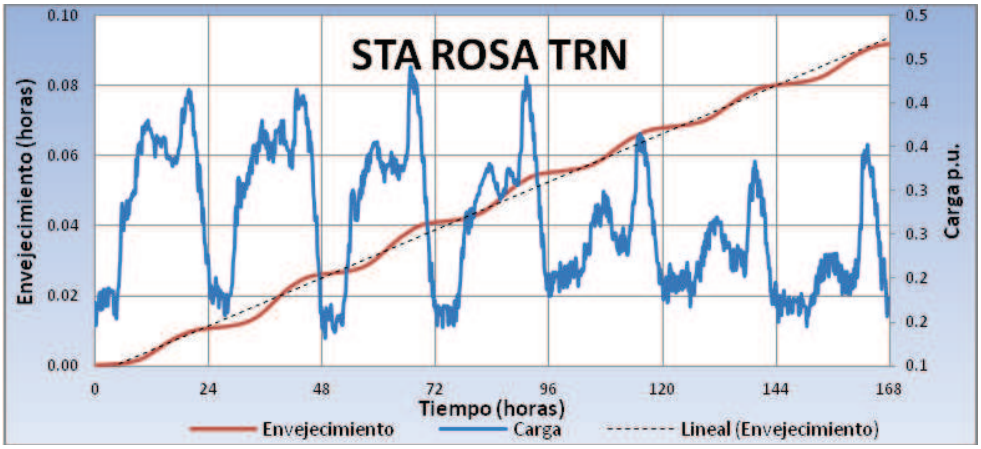


Figura 5.17 Envejecimiento del transformador TRN de Santa Rosa

Figura 5.18 Envejecimiento del transformador ATU de Santo Domingo

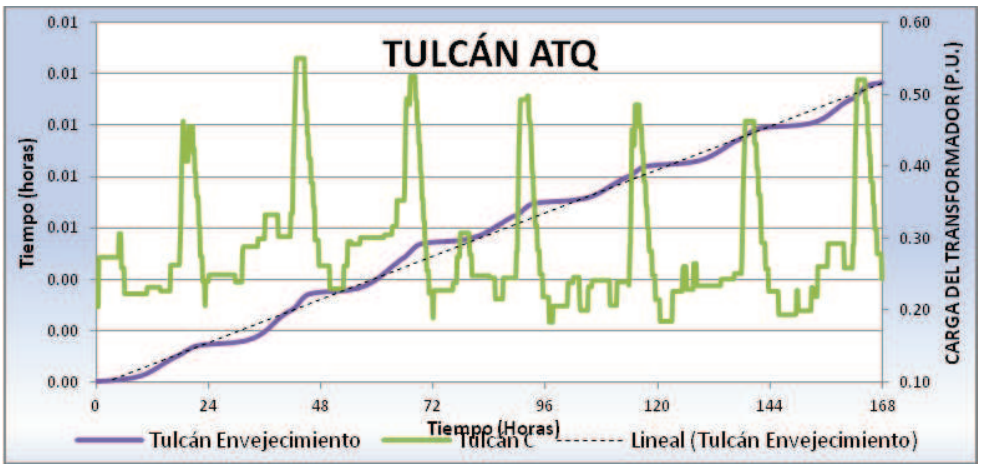


Figura 5.19 Envejecimiento del transformador ATQ de Tulcán

En la figura (5.20), se observa las curvas de envejecimiento de los transformadores fabricados bajo el estándar IEEE, para una semana típica de operación.

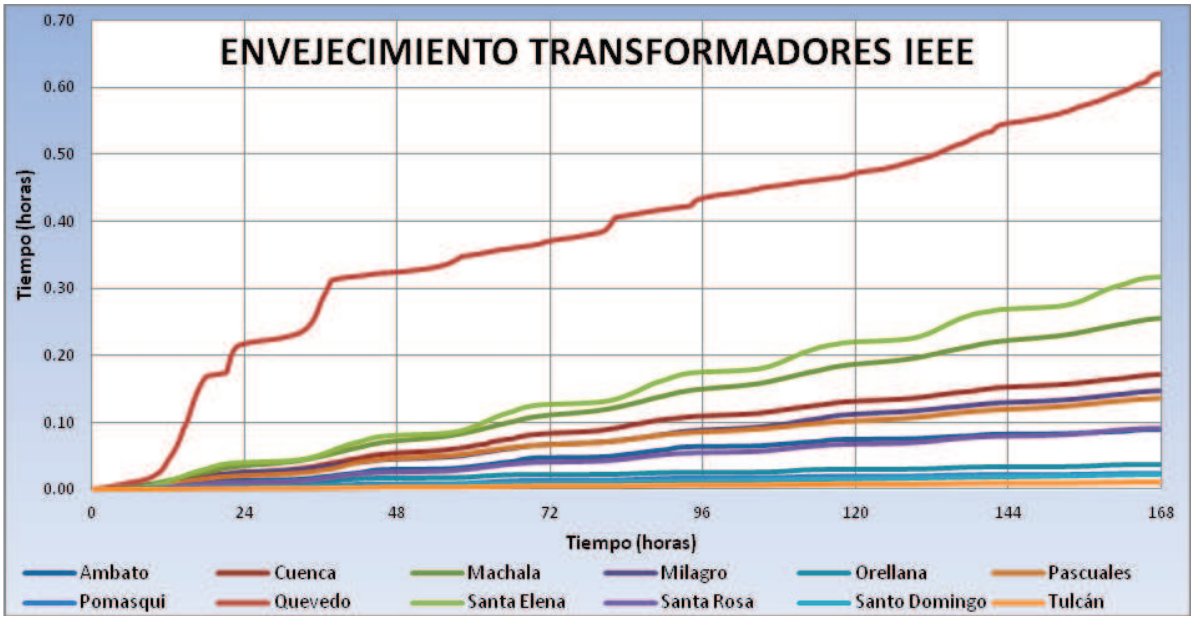


Figura 5.20 Envejecimiento de transformadores fabricados bajo norma IEEE en una semana típica

Debido a que el análisis de la temperatura del punto caliente y su directa relación en el envejecimiento del transformador en [1], [2], [15] se lo hace bajo un intervalo de 24 horas, de la semana bajo estudio se ha tomado el día en que se han alcanzado temperaturas más altas respecto a los demás y se ha aumentado carga de 10%, 20%, 30%, 40%, 50% y hasta 60% y 70% respecto a su carga actual, en los que se observa la capacidad para hacerlo. En las figuras (5.21) a la (5.26) se muestra la carga actual y las temperaturas del punto caliente del devanado y del tope del aceite en el día que ha alcanzado su mayor pico de temperatura.

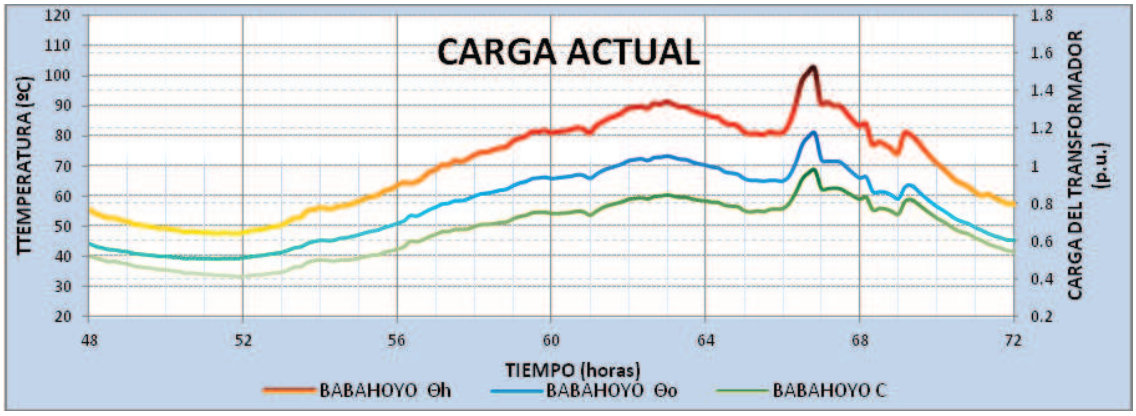


Figura 5.21 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga actual del transformador de Babahoyo

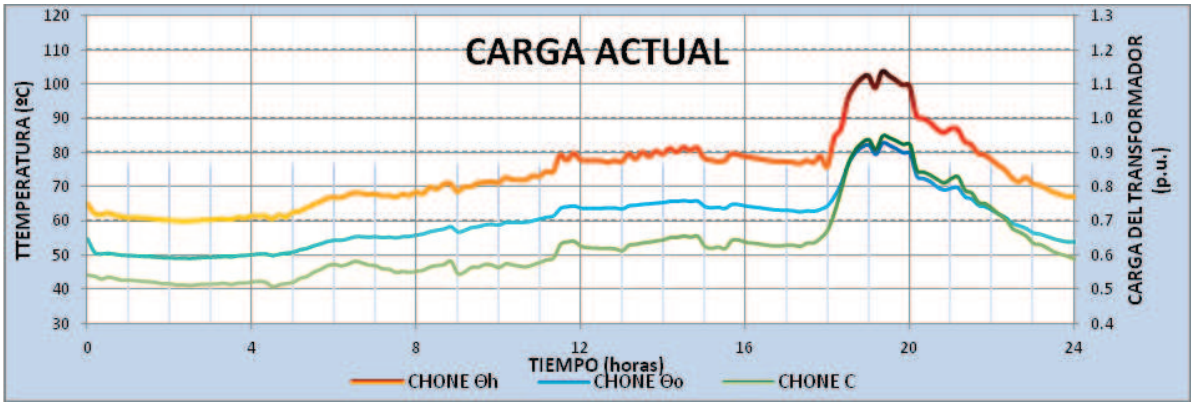


Figura 5.22 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga actual del transformador de Chone

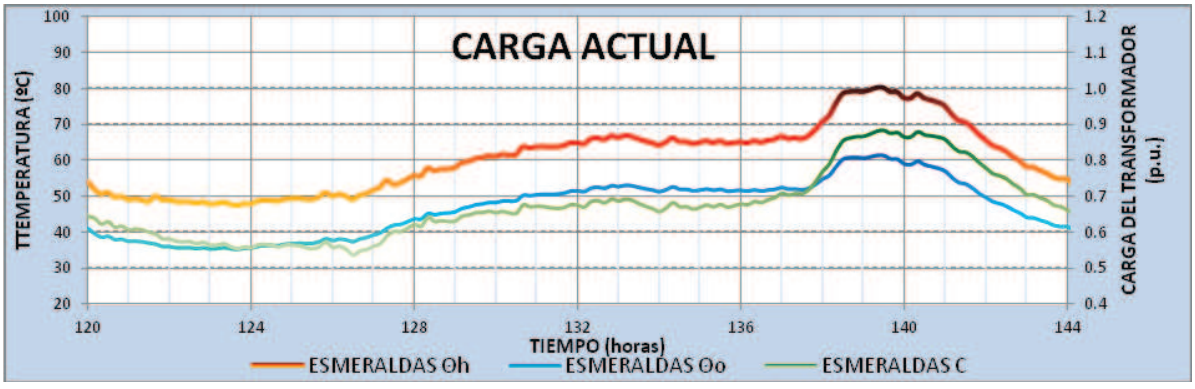


Figura 5.23 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga actual del transformador de Esmeraldas

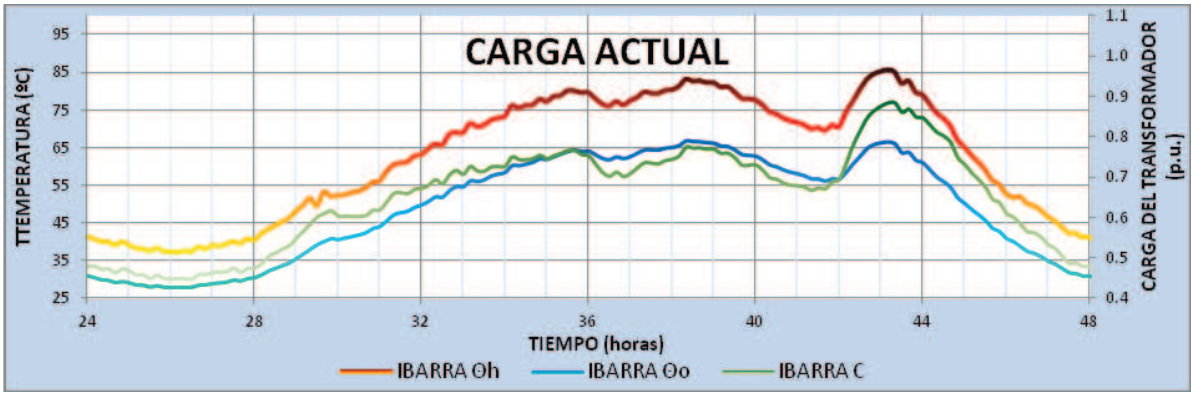


Figura 5.24 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga actual del transformador de Ibarra

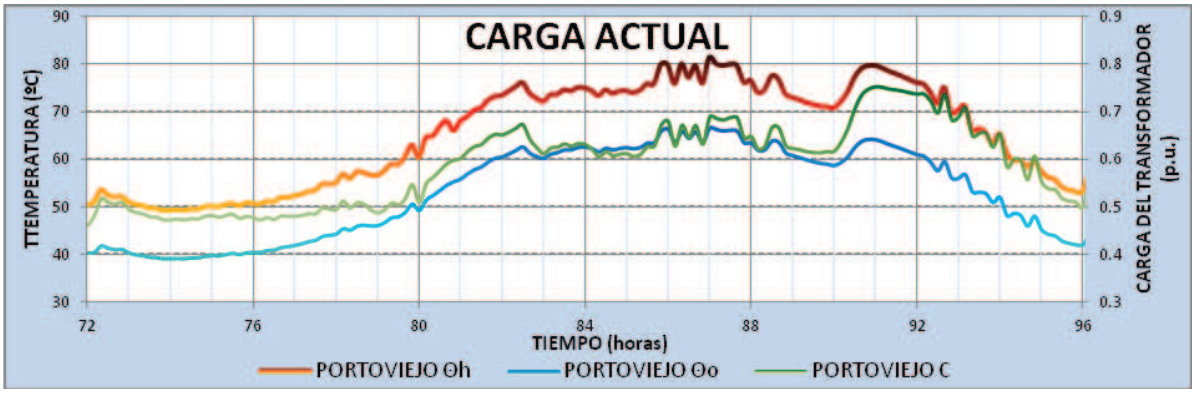


Figura 5.25 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga actual del transformador de Portoviejo

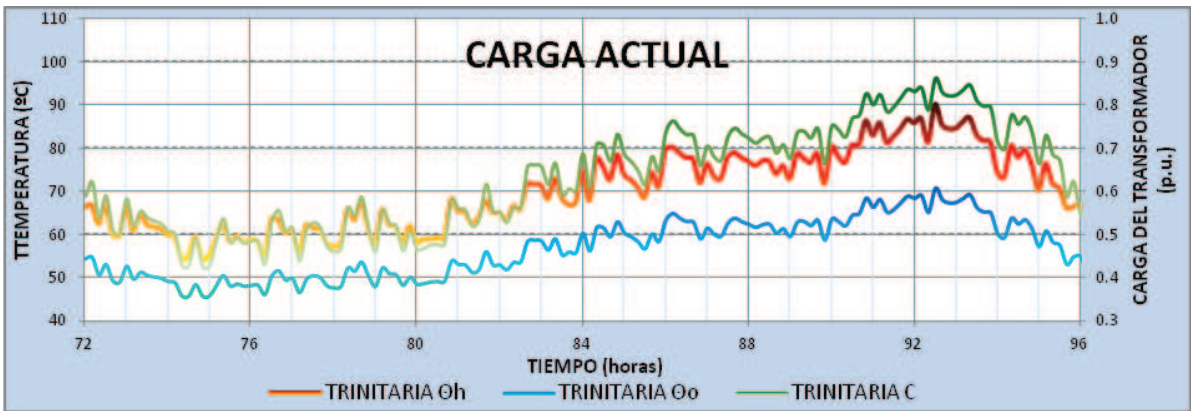


Figura 5.26 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga actual del transformador de Trinitaria

En las figuras (5.27) y (5.28) se muestra a la carga del transformador ATQ de Babahoyo y Chone aumentada en un 10 % respecto a la real y las temperaturas del punto caliente del devanado y del tope del aceite se observa que alcanzan sus límites en relación al comprometer la vida útil del aislamiento.

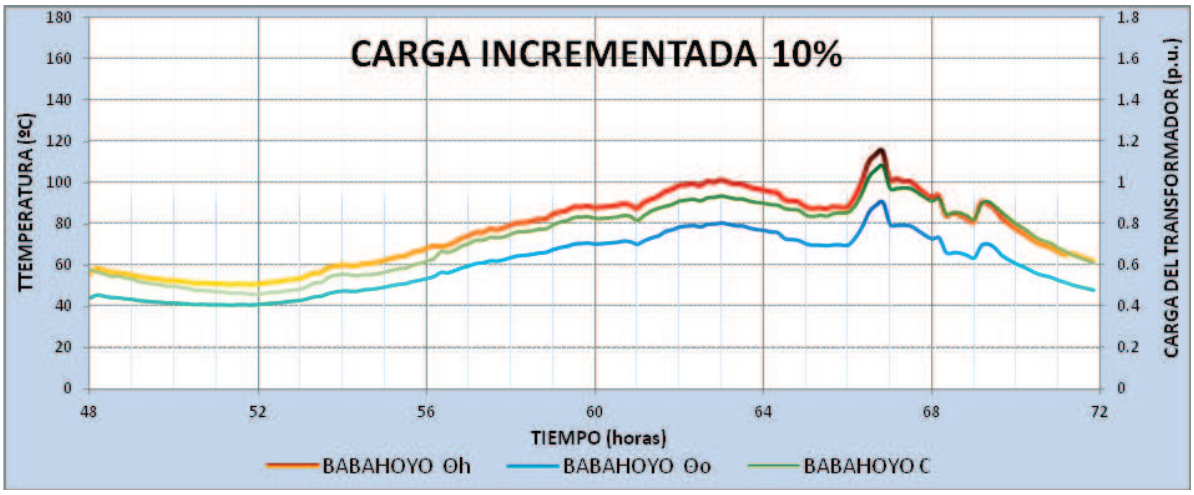


Figura 5.27 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga 10% incrementada del transformador de Babahoyo

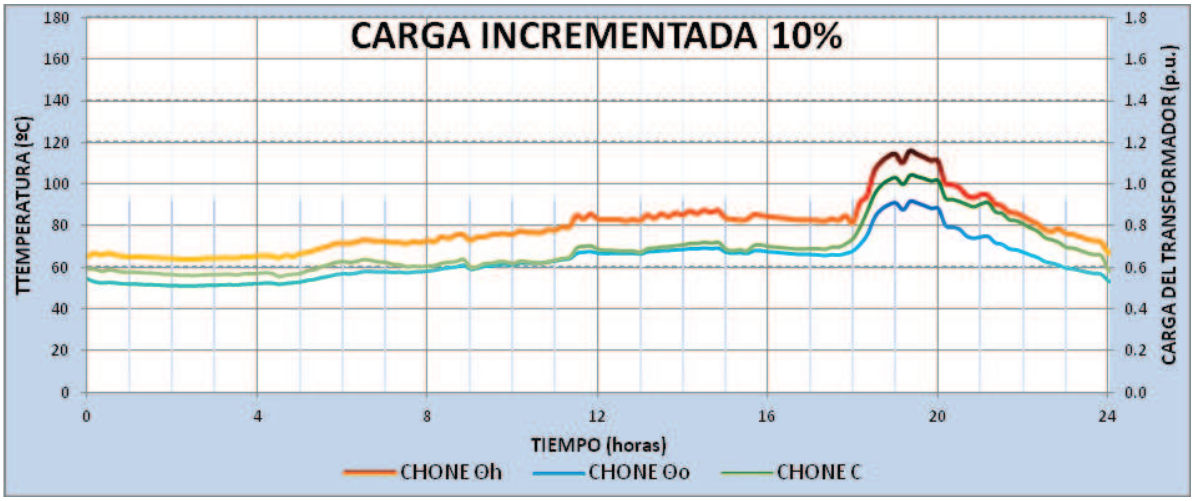


Figura 5.28 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga 10% incrementada del transformador de Babahoyo

En las figuras (5.29 – 5.31) se muestra a la carga de los transformadores: AA1 de Esmeraldas, ATQ de Ibarra y ATQ de Trinitaria, aumentada en un 30 % respecto a la real y las temperaturas del punto caliente del devanado y del tope del aceite. Se observa que alcanza su límite respecto al comprometimiento de la vida útil del aislante.

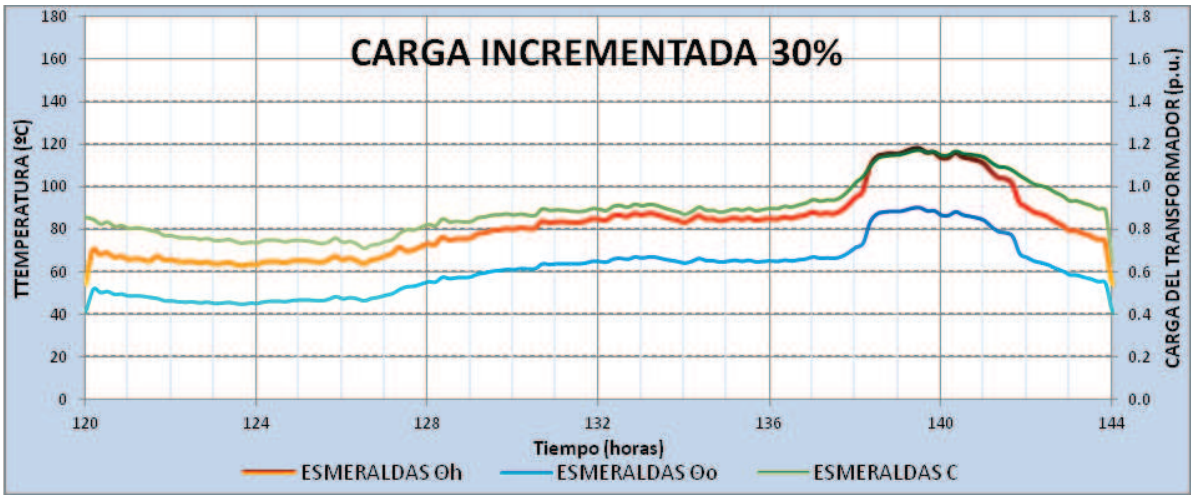


Figura 5.29 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga 30% incrementada del transformador de Babahoyo

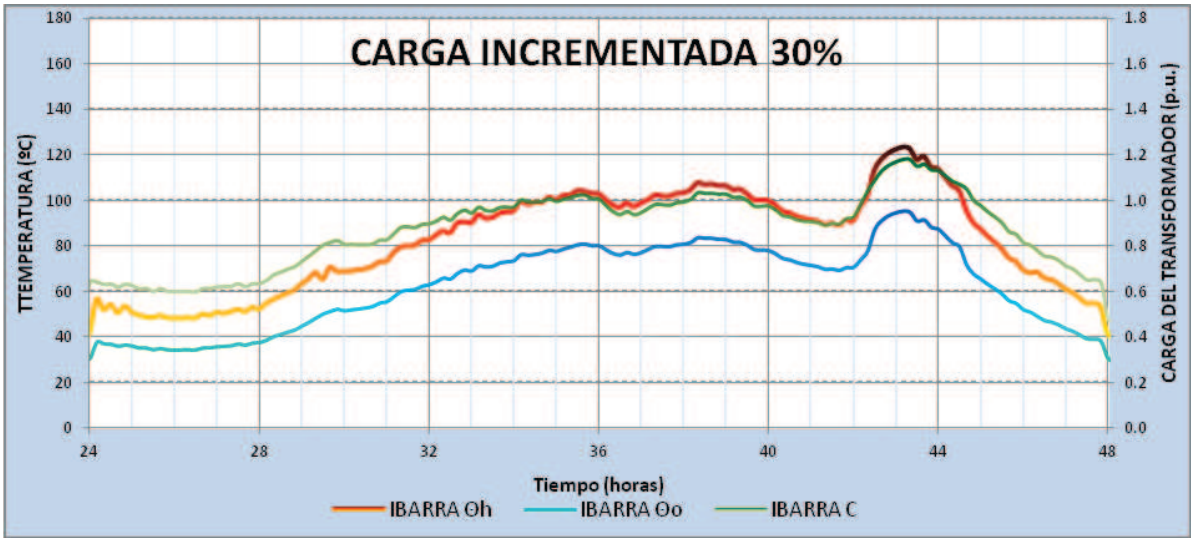


Figura 5.30 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga 30% incrementada del transformador de Babahoyo

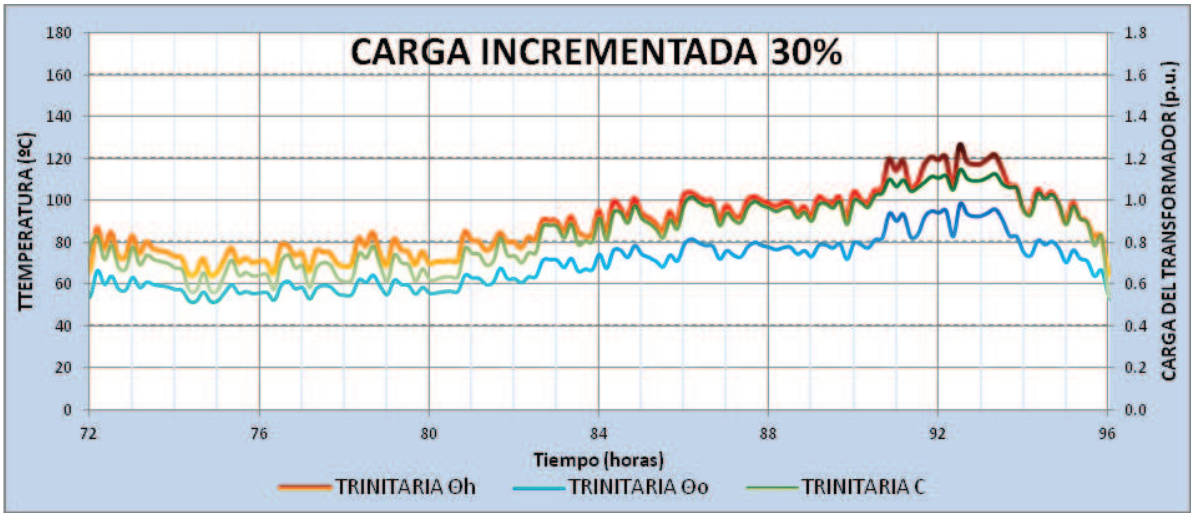


Figura 5.31 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga 30% incrementada del transformador de Babahoyo

En las figura (5.32) se muestra a la carga del transformador aumentada en un 50 % respecto a la real y las temperaturas del punto caliente del devanado y del tope del aceite. Se observa que alcanza su límite respecto al comprometimiento de la vida útil del aislante.

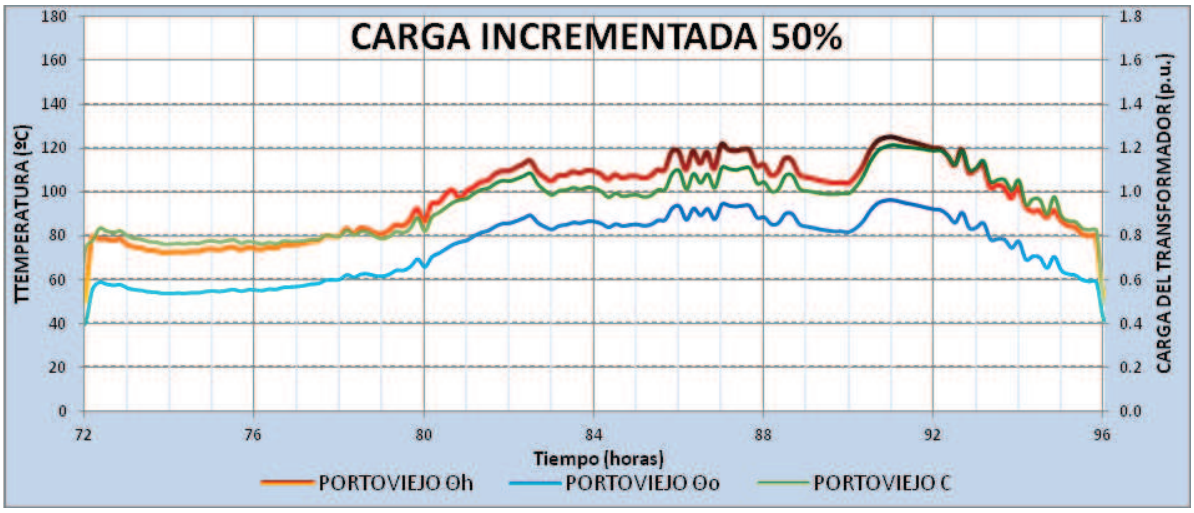


Figura 5.32 Temperatura del punto caliente y del tope del aceite respecto a la carga 50% incrementada del transformador de Babahoyo

Con la finalidad de encontrar los tiempos de pérdida de vida extra y sobrecarga en los transformadores de la muestra; y las correlaciones del tiempo de sobrecarga con las horas extra de vida perdidas, se analizó los intervalos de tiempo de sobrecarga y carga previa a la sobrecarga para cada transformador en el día escogido anteriormente donde la temperatura del punto caliente del devanado es la más crítica de la semana de estudio en base al método propuesto en [2] sección 3, tablas de cargabilidad. Los resultados se muestran en las siguientes tablas y figuras.

Tabla 5.1 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ Babahoyo

BABAHOYO ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	1	1	0.66	1.15	1.3	2.1	86.4	90.36	91.02
	130%	0.5	0.5	0.33	0.48	0.69	1.68	77.82	84.18	88.03
	140%	0.33	0.33	0.166	0.4	0.61	1.45	74.2	81.62	84.61
	150%	0.166	0.166	-	0.25	0.42	-	66.52	75.15	-

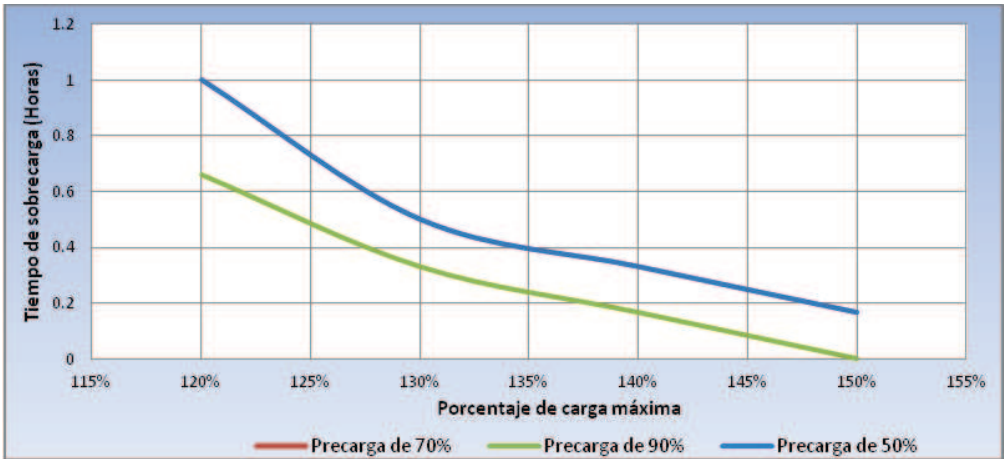


Figura 5.33 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATQ de Babahoyo

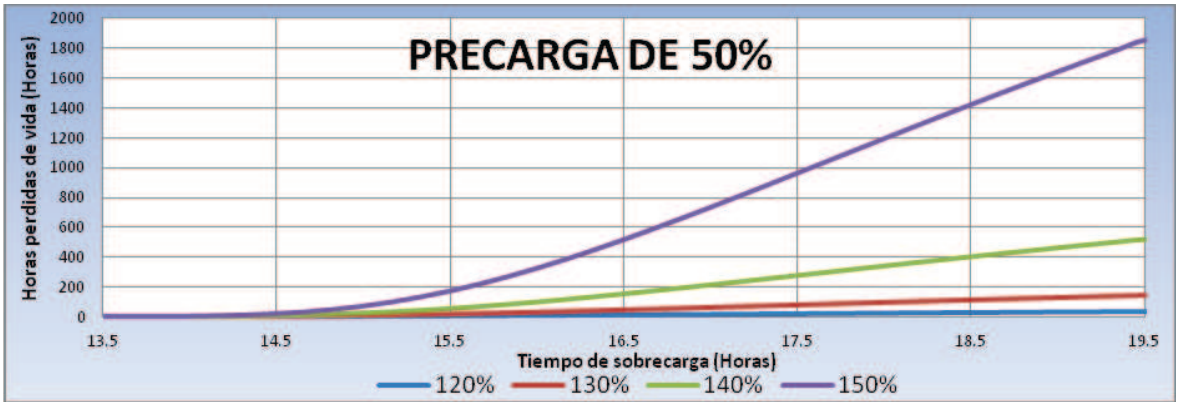


Figura 5.34 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 50% del transformador ATQ de Babahoyo

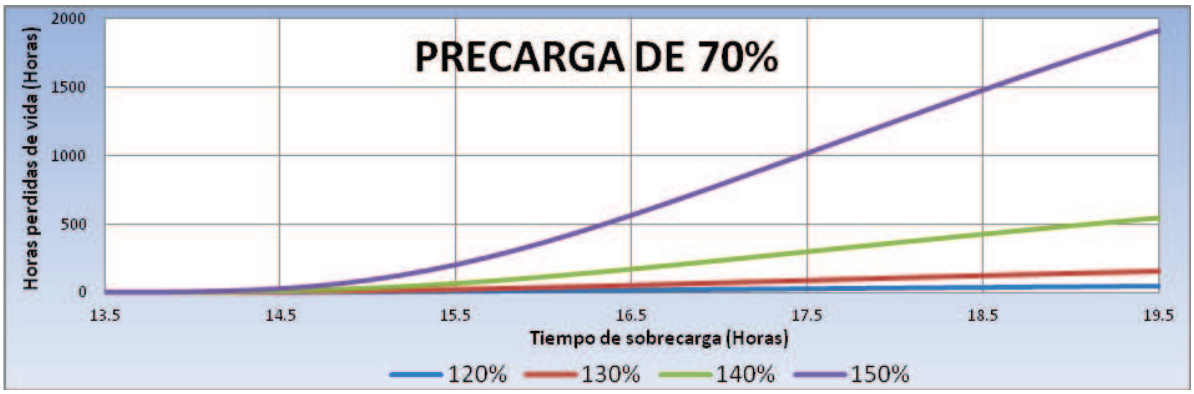


Figura 5.35 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 70% del transformador ATQ de Babahoyo

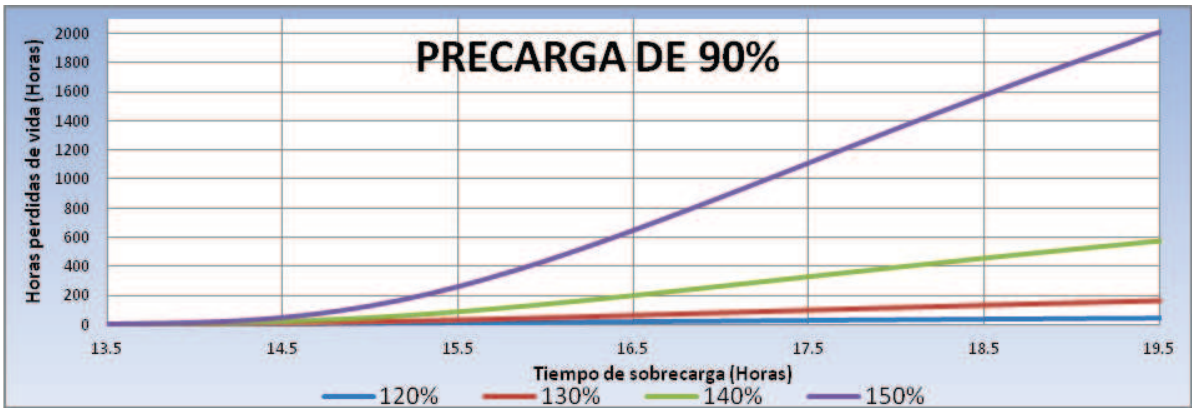


Figura 5.36 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 90% del transformador ATQ de Babahoyo

Tabla 5.2. Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ Chone

CHONE ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		**Tiempo de sobrecarga (horas)**			**Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)**			**Temperatura del tope del aceite (ºC)**		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.833	0.66	0.33	0.98	1.36	4.43	90.46	90.76	90.53
	130%	0.5	0.33	-	0.68	0.93	-	86.13	85.08	-
	140%	0.33	0.166	-	0.54	0.78	-	82.31	79.11	-
	150%	0.166	-	-	0.36	-	-	72.95	-	-

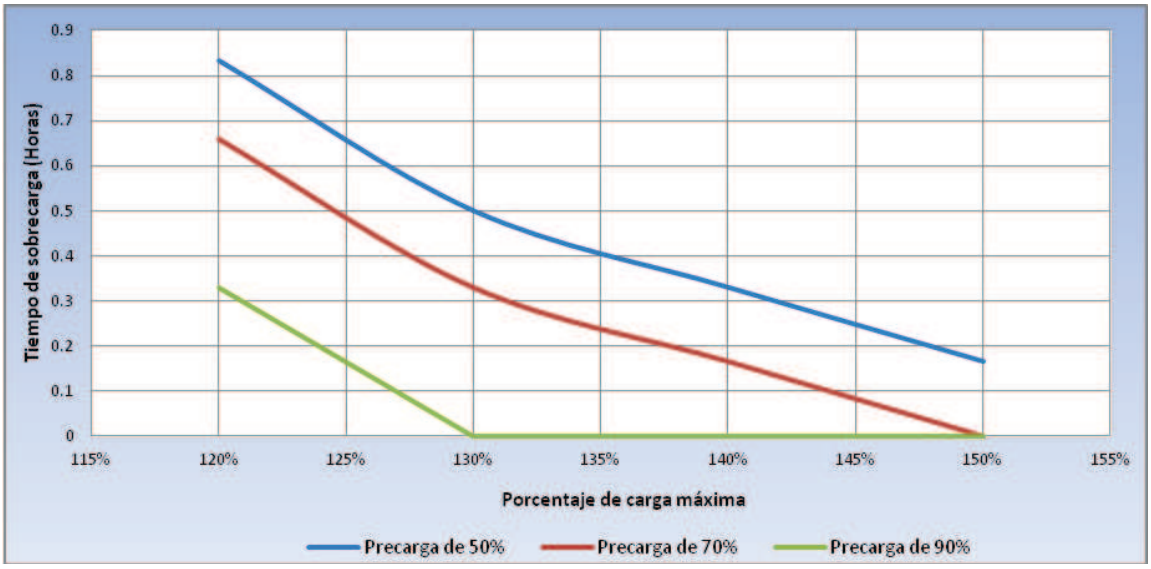


Figura 5.37 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATQ de Chone

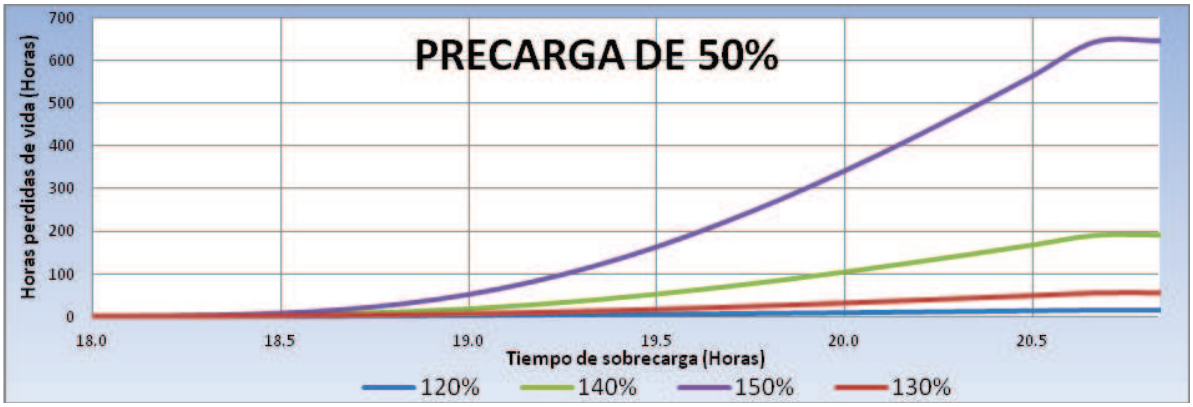


Figura 5.38 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 50% del transformador ATQ de Chone

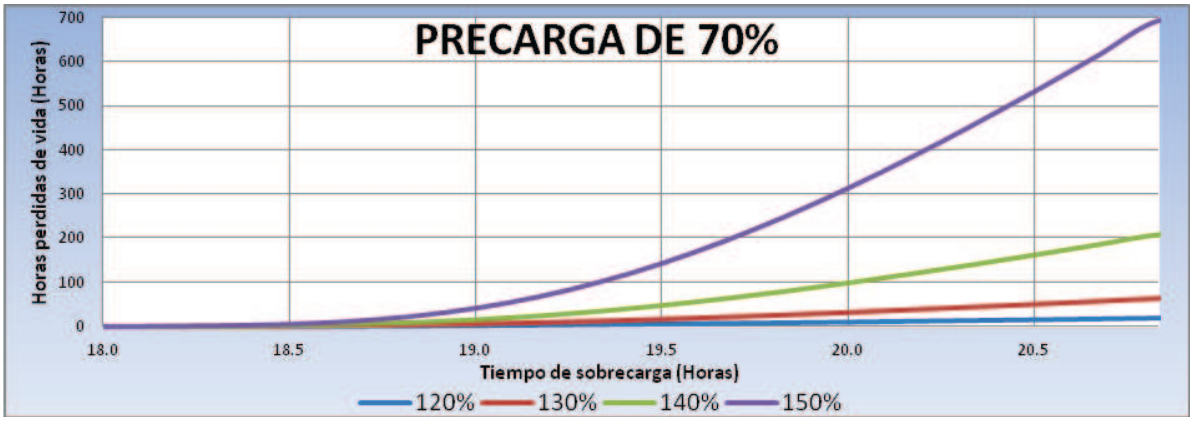


Figura 5.39 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 70% del transformador ATQ de Chone

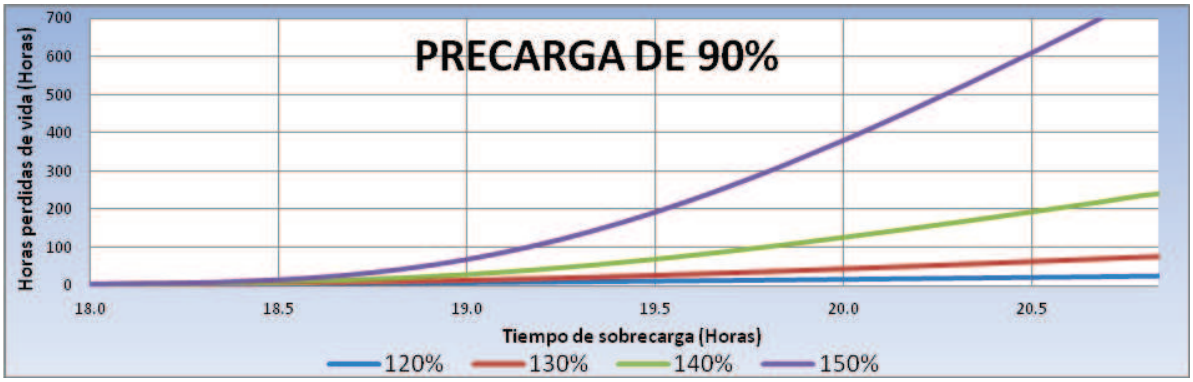


Figura 5.40 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 70% del transformador ATQ de Chone

Tabla 5.3 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador AA1 de Esmeraldas

ESMERALDAS AA1										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	4.5	4.5	4.5	-	-	-	-	-	-
	130%	1.33	0.833	0.66	1.42	0.89	1.7	87.43	86.75	88.8
	140%	0.833	0.5	0.33	0.94	0.6	1.26	84.03	82.5	84
	150%	0.5	0.33	0.166	0.48	0.49	1.07	76.22	78.68	78.46

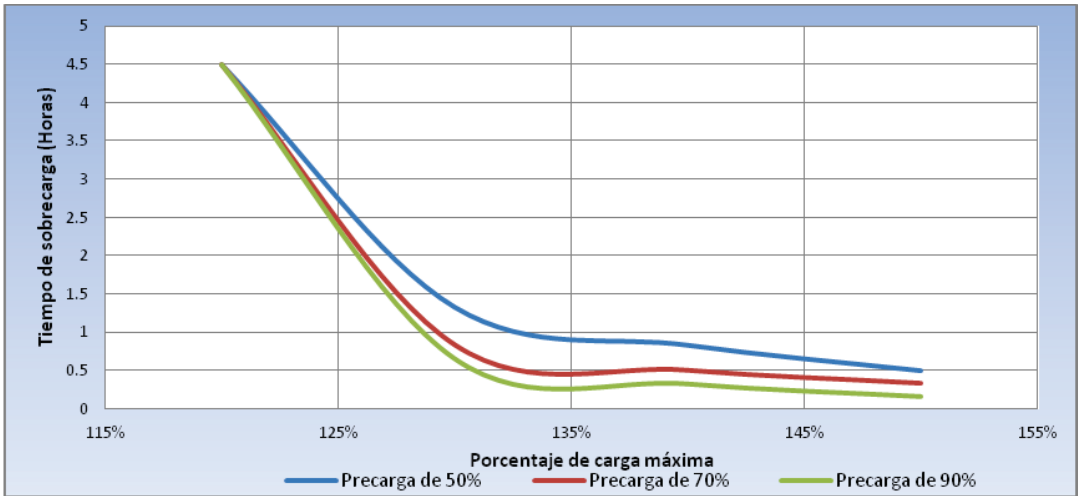


Figura 5.41 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima

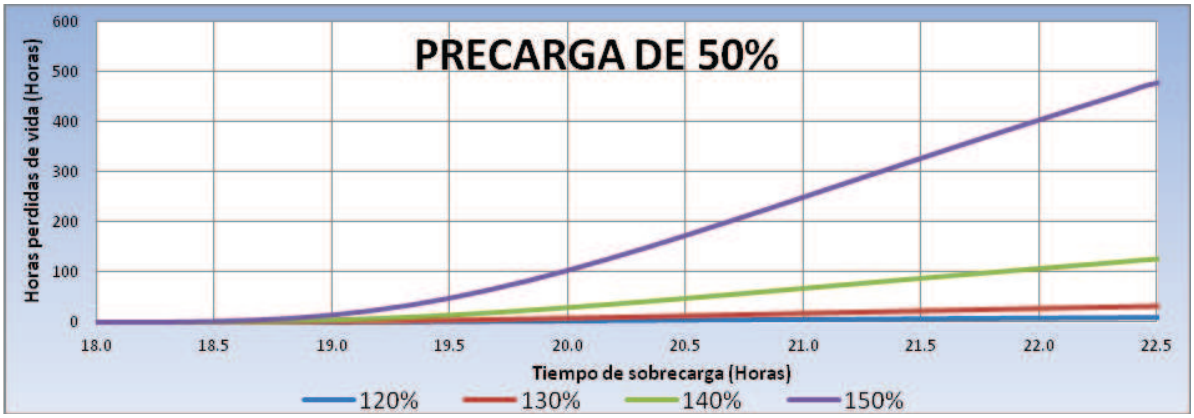


Figura 5.42 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 50% del transformador AA1 de Esmeraldas

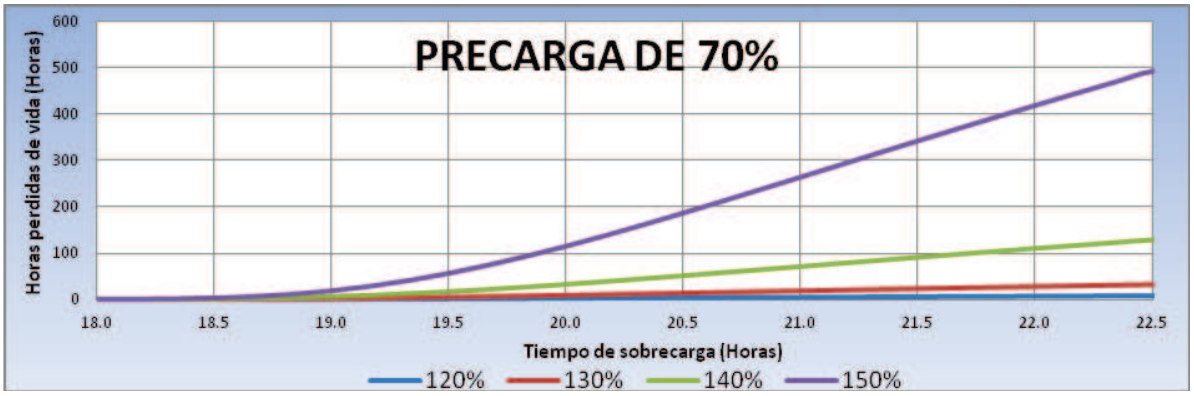


Figura 5.43 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 70% del transformador AA1 de Esmeraldas

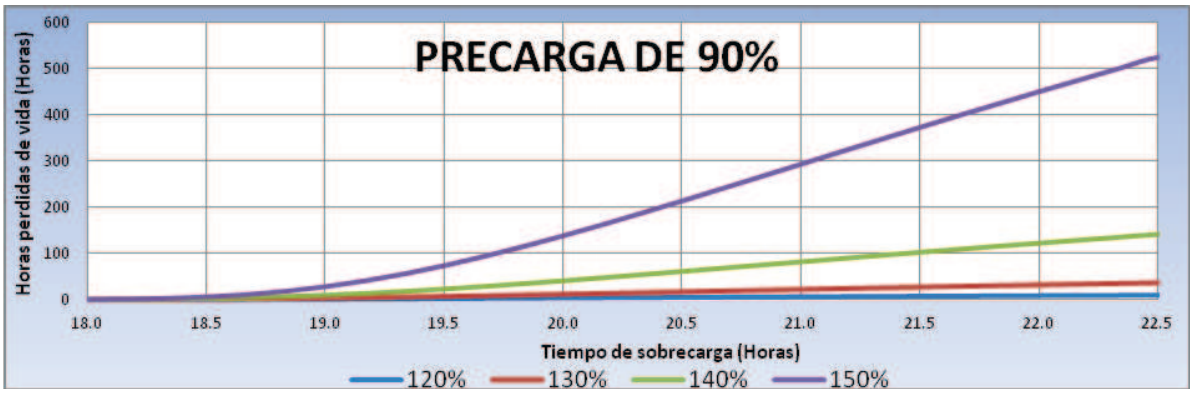


Figura 5.44 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 90% del transformador AA1 de Esmeraldas

Tabla 5.4 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ Ibarra

IBARRA ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	1.66	1.33	1	2.05	1.78	3.064	92.04	91.13	91.95
	130%	0.833	0.66	0.33	0.95	1	1.96	88.73	87.95	86.19
	140%	0.5	0.33	0.166	0.54	0.54	1.8	82.91	80.03	82.59
	150%	0.33	0.166	-	0.4	0.4	-	77.94	72.33	-

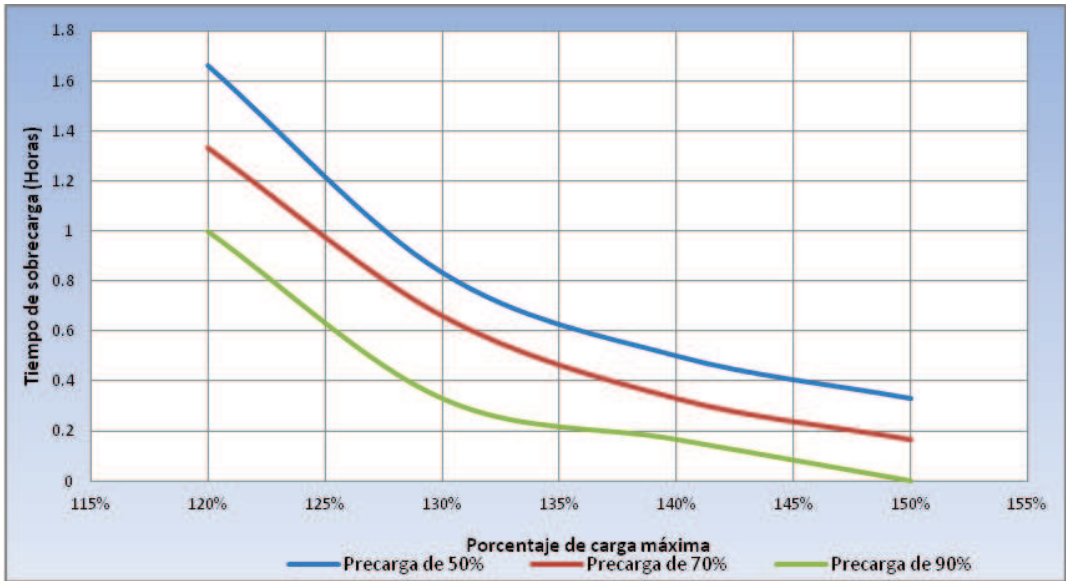


Figura 5.45 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima

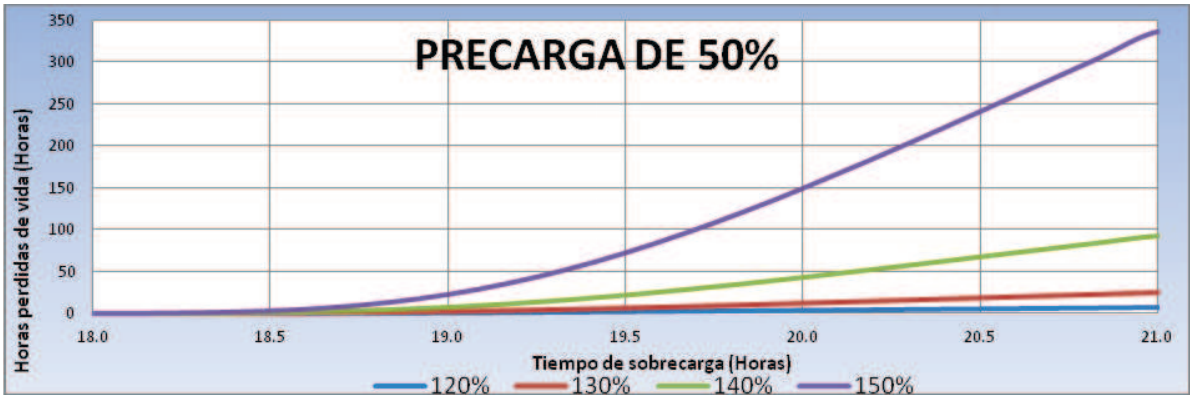


Figura 5.46 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 50% del transformador ATQ de Ibarra

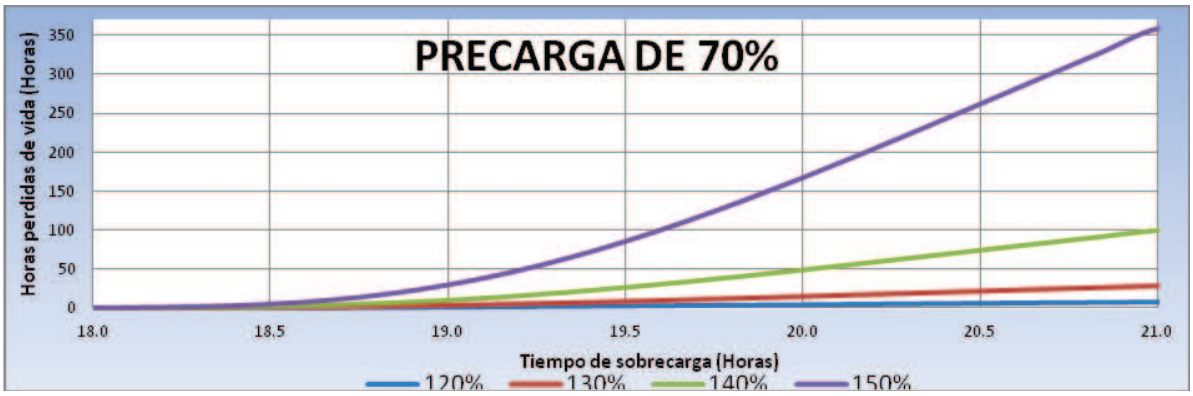


Figura 5.47 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 70% del transformador ATQ de Ibarra

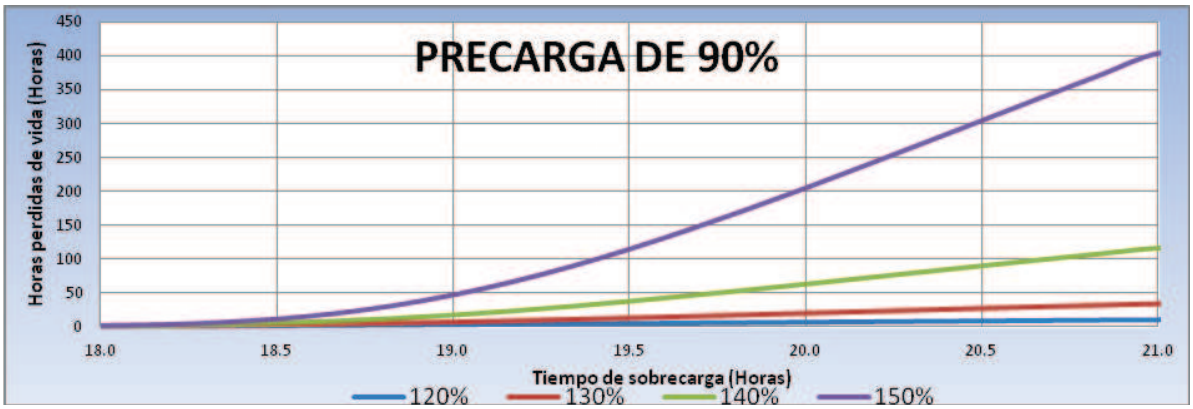


Figura 5.48 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 90% del transformador ATQ de Ibarra

Tabla 5.5 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador AA1 Portoviejo

PORTOVIEJO AA1										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.833	0.66	0.33	0.98	1.36	4.43	90.46	90.76	90.53
	130%	0.5	0.33	-	0.68	0.93	-	86.13	85.08	-
	140%	0.33	0.166	-	0.54	0.78	-	82.31	79.11	-
	150%	0.166	-	-	0.36	-	-	72.95	-	-

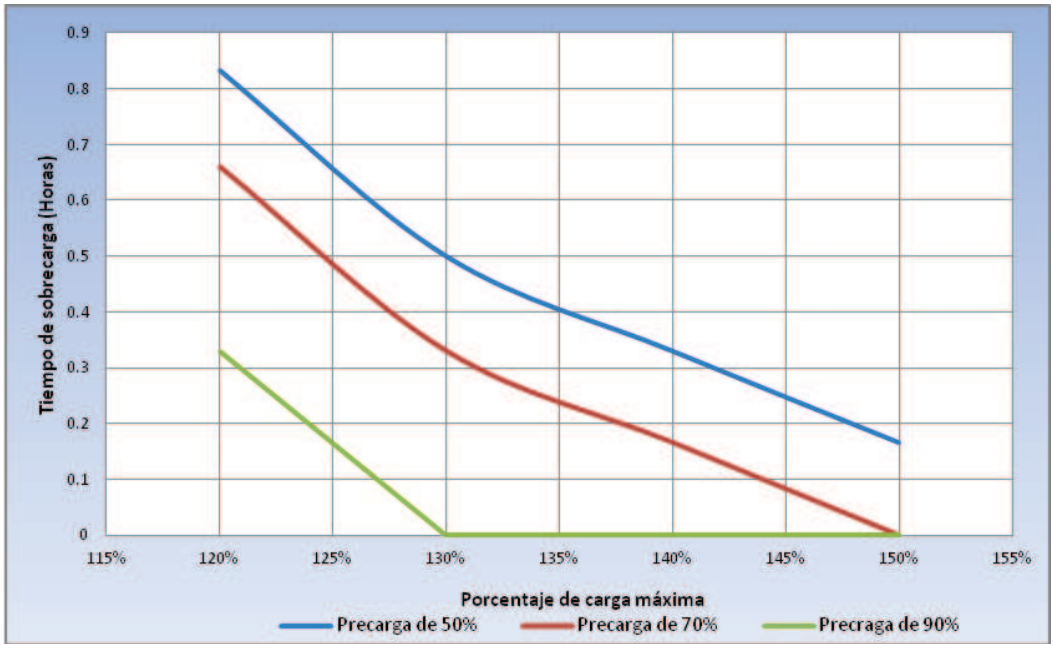


Figura 5.49 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima

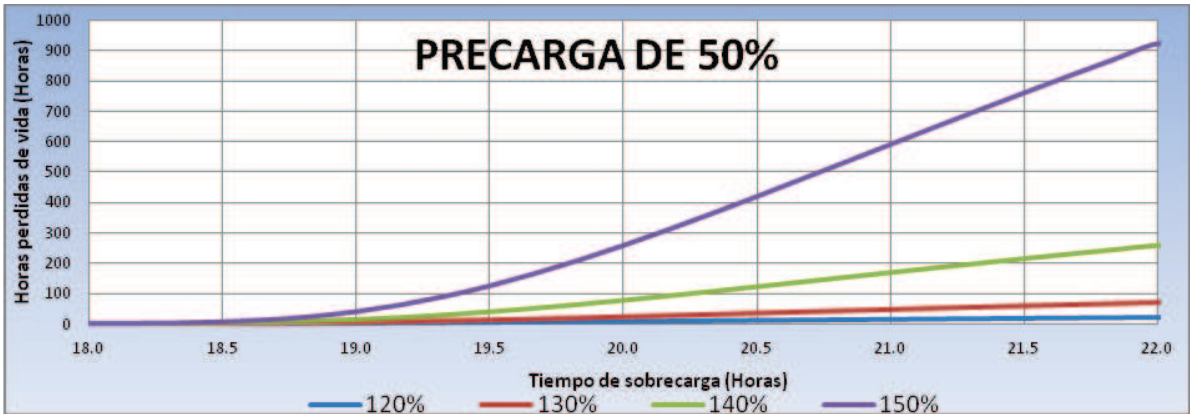


Figura 5.50 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 50% del transformador AA1 de Portoviejo

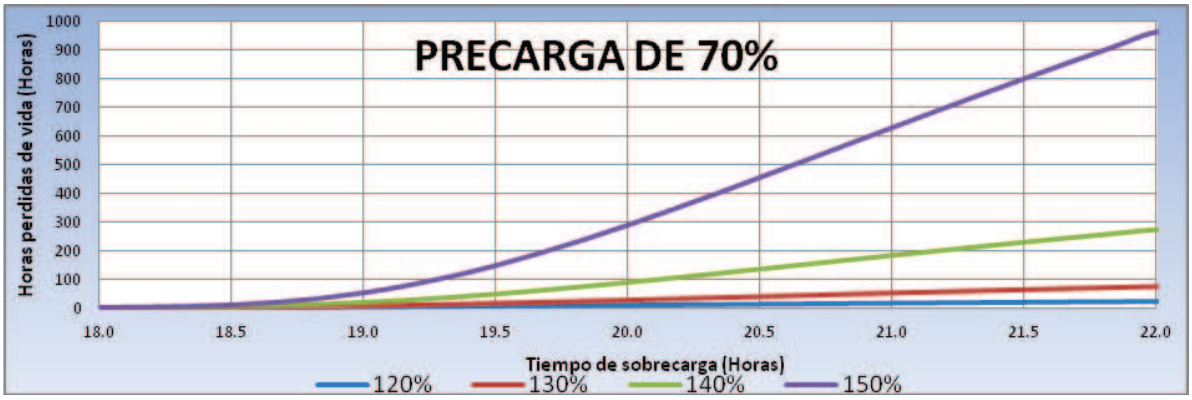


Figura 5.51 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 70% del transformador AA1 de Portoviejo

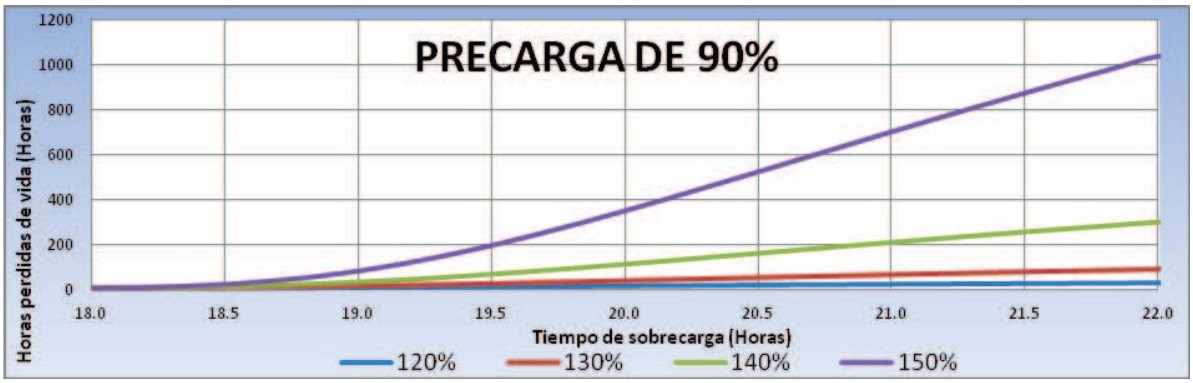


Figura 5.52 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 90% del transformador AA1 de Portoviejo

Tabla 5.6 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ Trinitaria

TRINITARIA ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.833	0.66	0.33	0.98	1.36	4.43	90.46	90.76	90.53
	130%	0.5	0.33	-	0.68	0.93	-	86.13	85.08	-
	140%	0.33	0.166	-	0.54	0.78	-	82.31	79.11	-
	150%	0.166	-	-	0.36	-	-	72.95	-	-

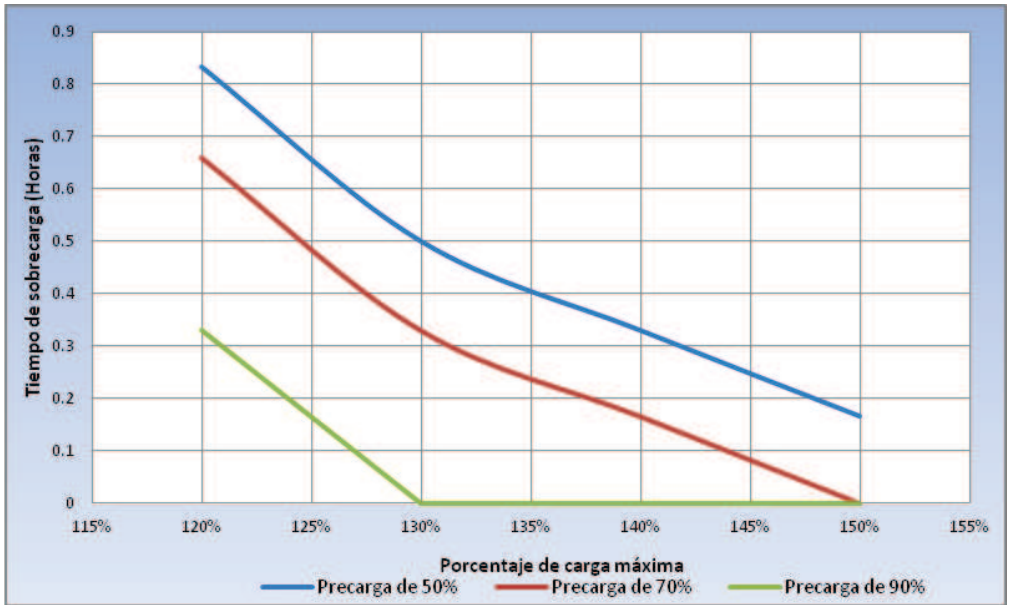


Figura 5.53 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima

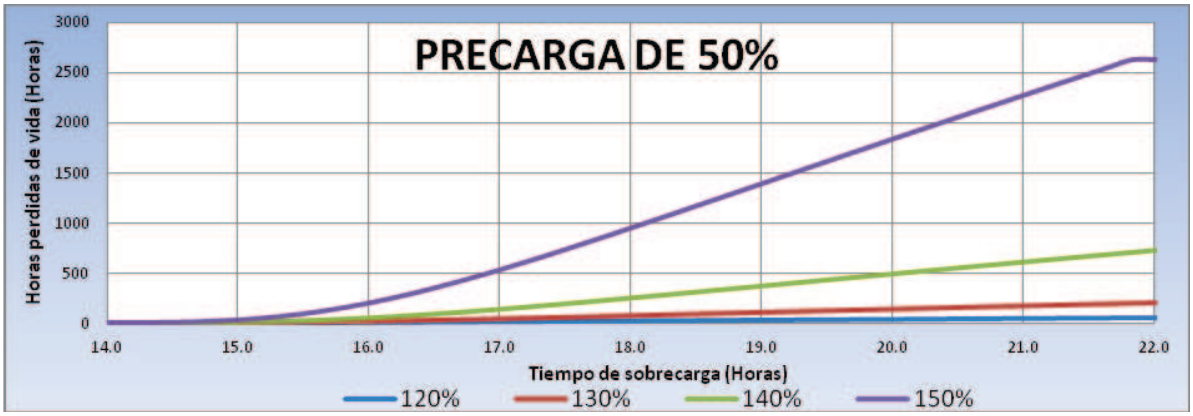


Figura 5.54 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 50% del transformador ATQ de Trinitaria

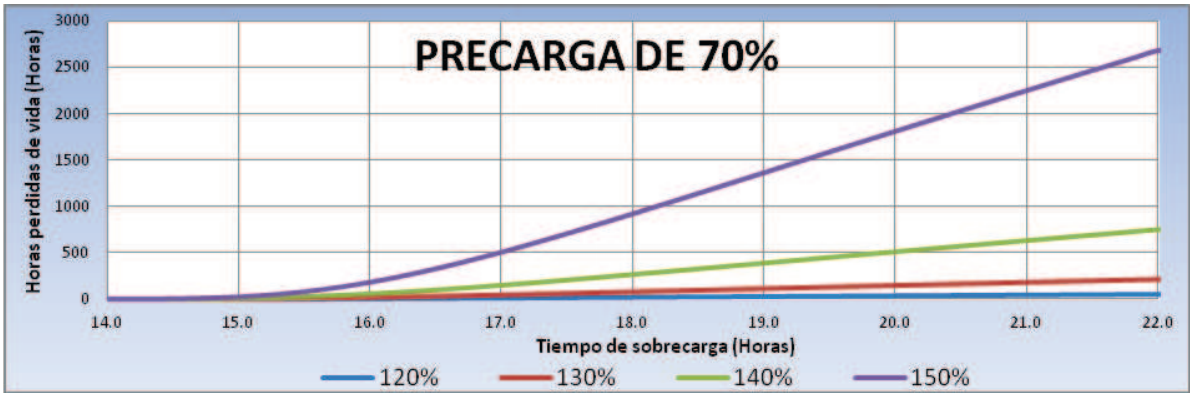


Figura 5.55 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 70% del transformador ATQ de Trinitaria

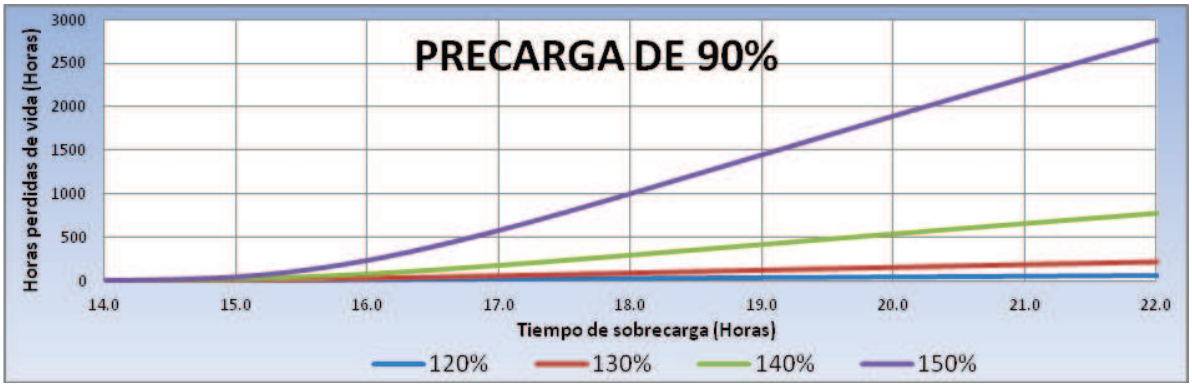


Figura 5.56 Tiempos de sobrecarga y horas extra de vida perdida, para una precarga de 90% del transformador ATQ de Trinitaria

El mismo análisis se realiza para los transformadores construidos bajo la norma IEEE

Tabla 5.7 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador AT1 Ambato

AMBATO AT1										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	1.4	1.08	0.65	2	1.8	1.4	84.97	83.72	84.48
	130%	0.43	0.22	0.2	0.6	0.5	0.5	73.63	74.03	73.81
	140%	0.4	0.2	0.19	0.5	0.41	0.4	64.21	65.12	61.3
	150%	0.2	0.11	-	0.21	0.2	-	61.51	60.21	-

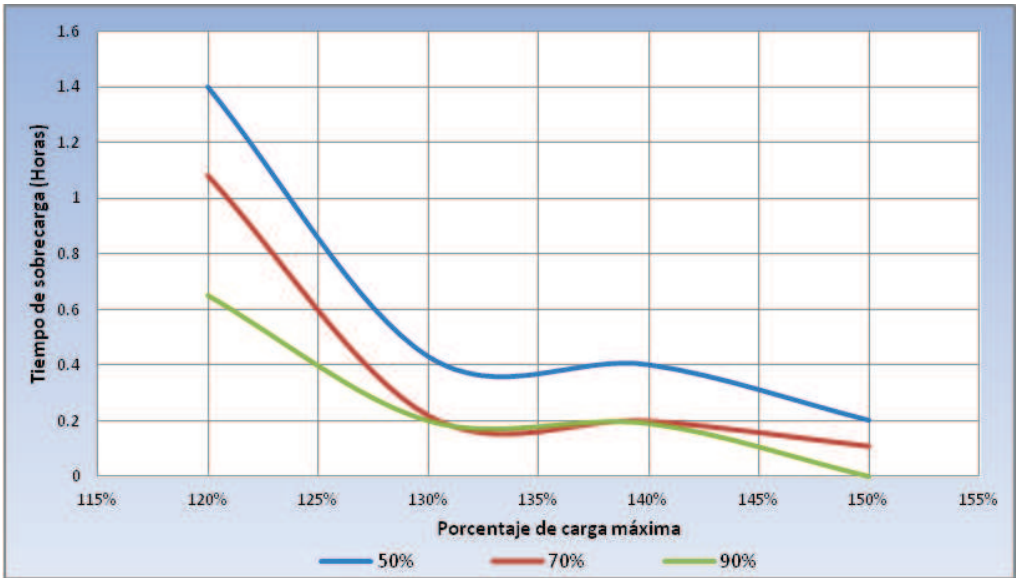


Figura 5.57 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador AT1 de Ambato

Tabla 5.8 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ Cuenca

CUENCA ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	2	1.7	1.8	2.62	3.44	6	89.4	88.66	86.82
	130%	0.5	0.3	-	1.1	1.05	-	68	75.26	-
	140%	0.11	-	-	0.54	-	-	64.59	-	-
	150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

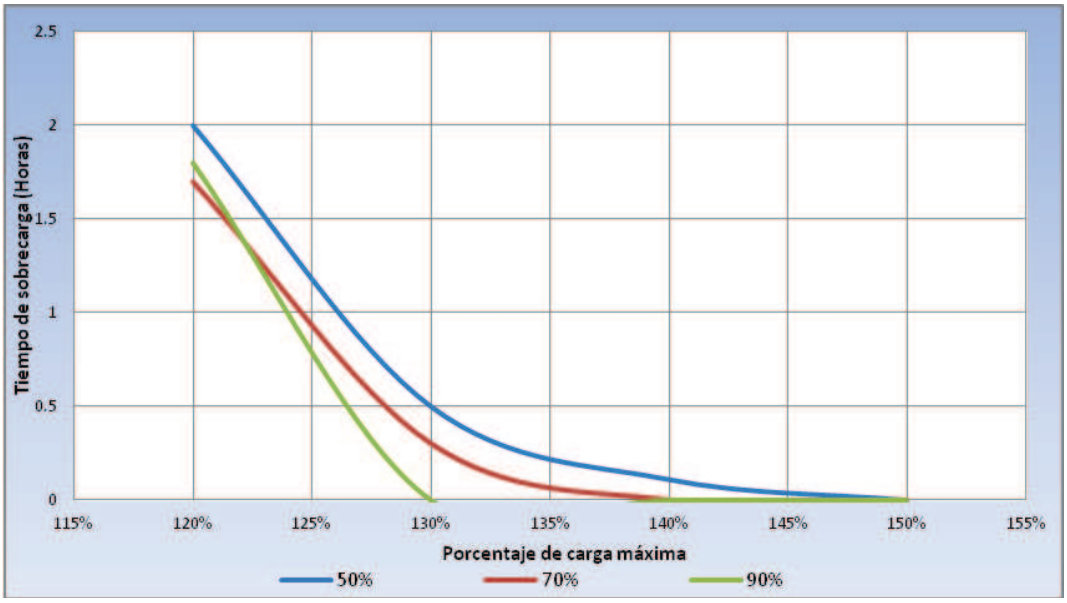


Figura 5.58 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATQ de Cuenca

Tabla 5.9 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATK de Machala

MACHALA ATK										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.82	0.55	0.5	1.1	0.9	0.4	84.06	83.34	84.95
	130%	0.3	0.15	-	0.4	0.3	-	77.62	77.3	-
	140%	0.12	-	-	0.2	-	-	72.76	-	-

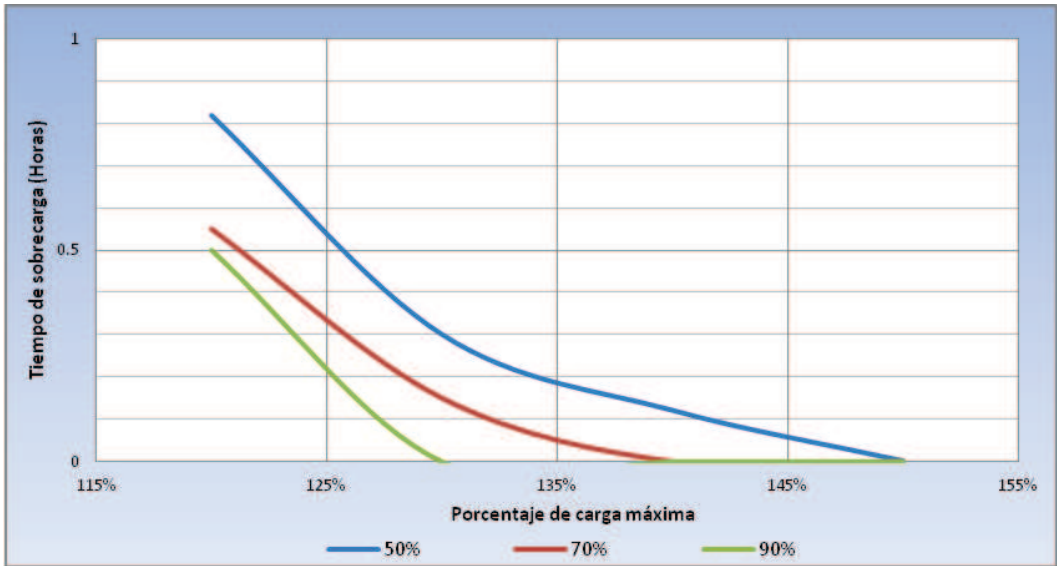


Figura 5.59 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATK de Machala

Tabla 5.10 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATK de Milagro

MILAGRO ATK										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.5	0.33	0.1	0.7	0.6	0.3	91.14	91.13	91.92
	130%	0.22	0.08	-	0.4	0.2	-	88.11	88.67	-
	140%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

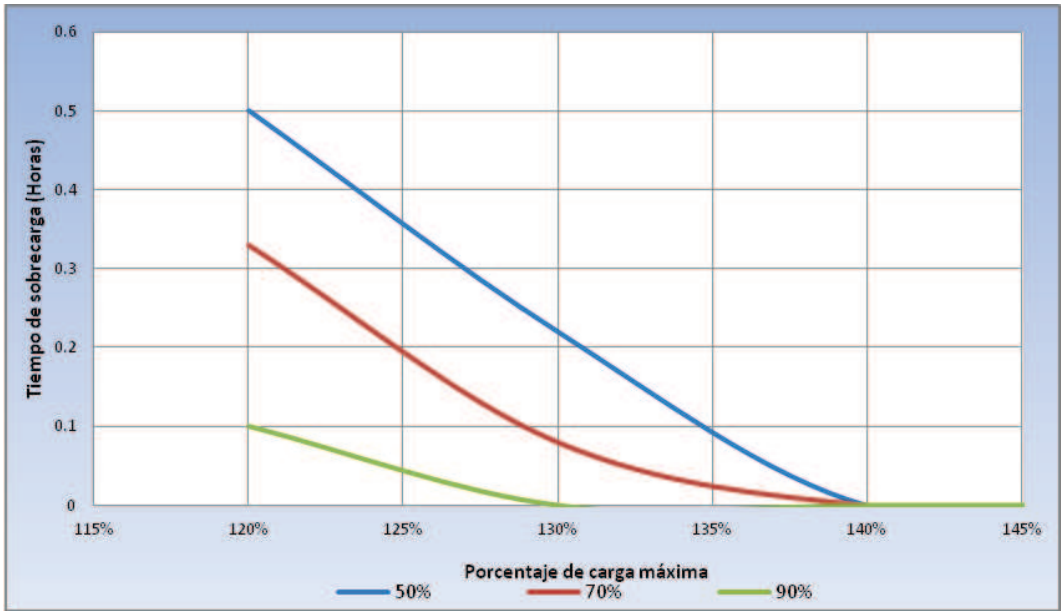


Figura 5.60 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATK de Milagro

Tabla 5.11 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ de Orellana

ORELLANA ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	1.3	0.9	0.3	1.9	0.9	0.7	82.03	82.16	83.58
	130%	0.5	0.25	-	0.8	0.5	-	71.12	73.83	-
	140%	0.2	-	-	0.4	-	-	65.15	-	-
	150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

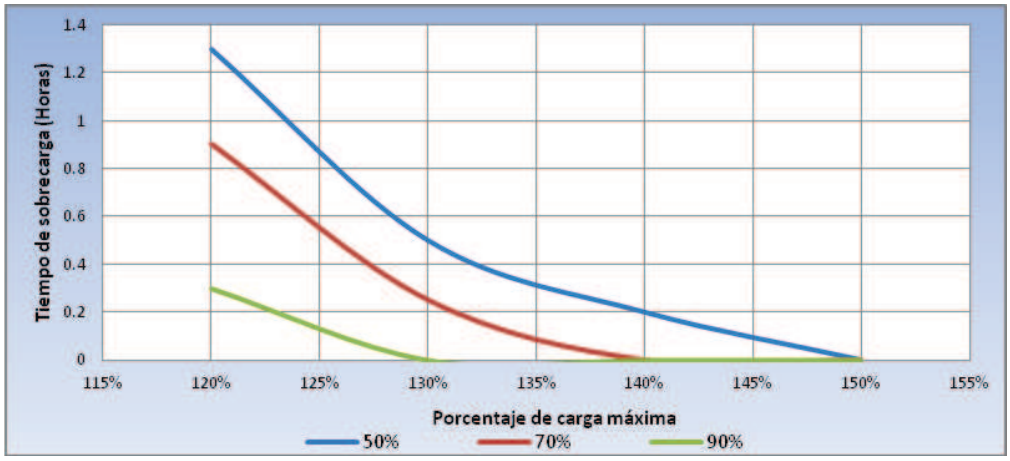


Figura 5.61 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATQ de Orellana

Tabla 5.12 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATR de Pascuales

PASCUALES ATR										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.63	0.46	0.23	0.2	0.7	0.5	92.35	92.24	92.58
	130%	0.27	0.14	-	0.4	0.3	-	89	89.18	-
	140%	0.11	-	-	0.2	-	-	87.47	-	-
	150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

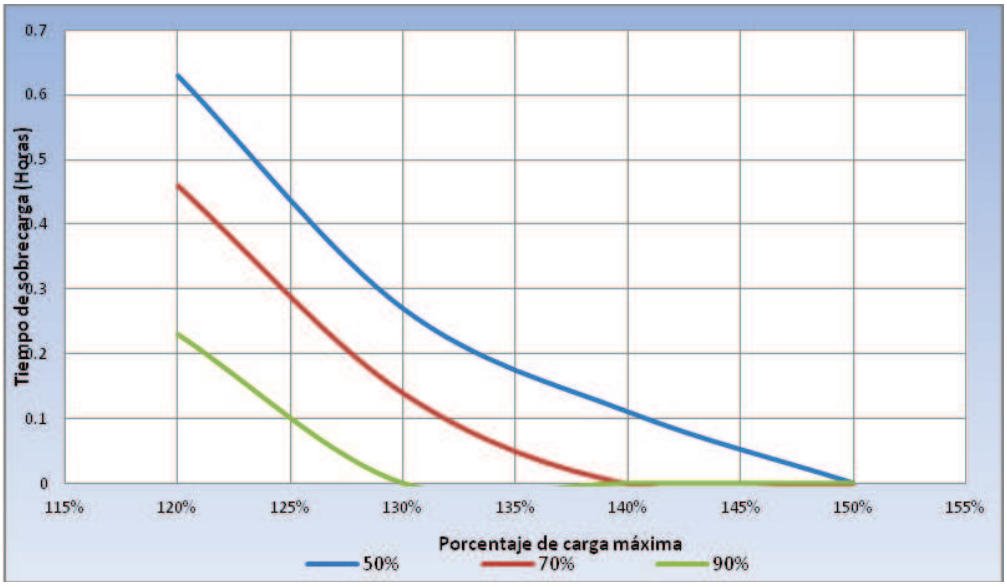


Figura 5.62 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATR de Pascuales

Tabla 5.13 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATU de Pomasqui

POMASQUI ATU										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.62	0.48	0.23	0.3	0.3	0.2	94.32	94.43	94.38
	130%	0.55	0.4	0.2	0.7	0.6	0.4	90.6	90.33	90.48
	140%	0.26	0.15	-	0.4	0.3	-	86.67	87.17	-
	150%	0.12	-	-	0.2	-	-	83.02	-	-

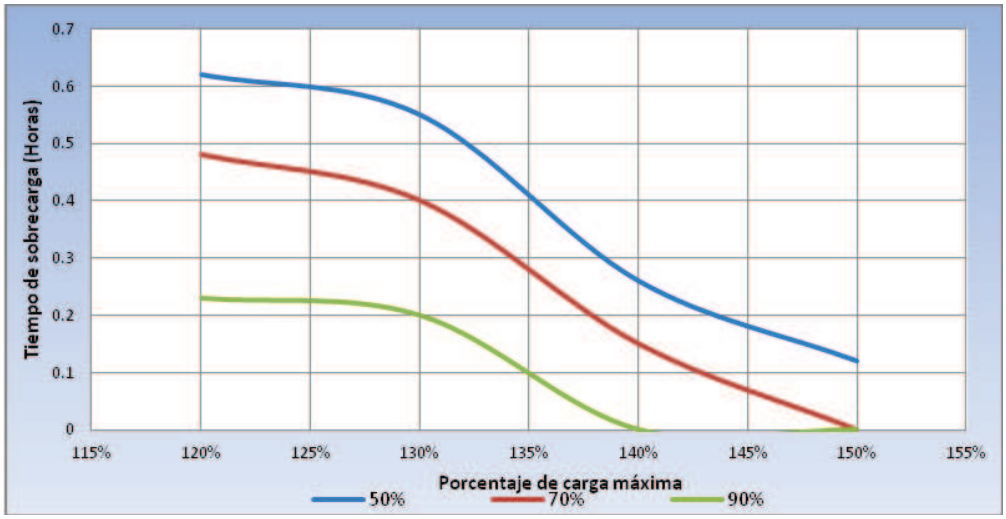


Figura 5.63 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATU de Pomasqui

Tabla 5.14 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATT de Quevedo

QUEVEDO ATT										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.7	0.53	0.27	0.9	0.91	0.6	91.05	90.97	91.28
	130%	0.3	0.17	-	0.41	0.3	-	86.29	87.26	-
	140%	0.11	-	-	0.2	-	-	82.59	-	-
	150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

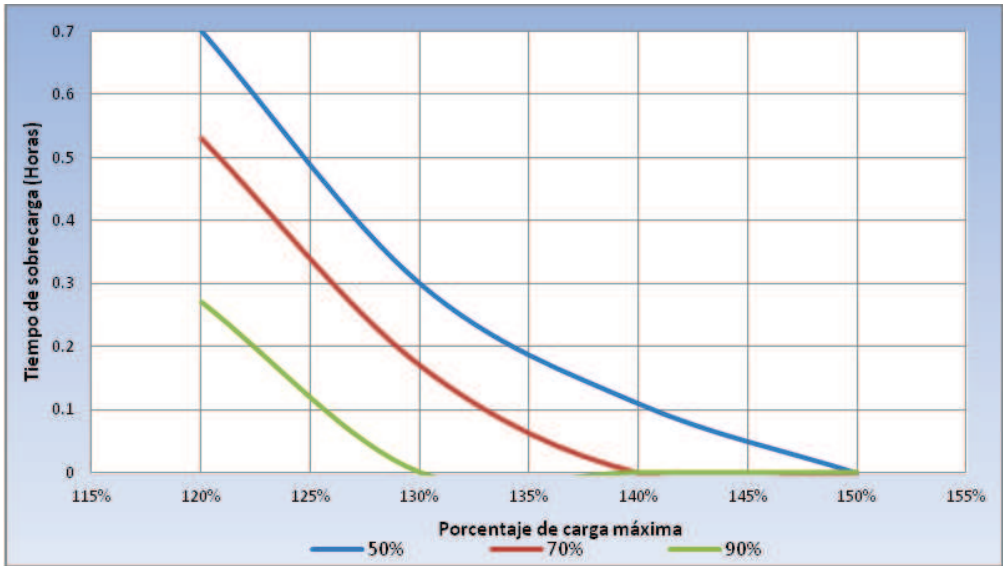


Figura 5.64 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATT de Quevedo

Tabla 5.15 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ Santa Elena

SANTA ELENA ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	1.25	1.1	0.87	1.8	0.2	1.6	94.67	94.68	94.64
	130%	0.4	0.3	0.12	0.5	0.5	0.3	94.11	93.77	93.38
	140%	0.18	0.1	-	0.3	0.2	-	91.55	92.03	-
	150%	0.11	-	-	0.1	-	-	91.3	-	-

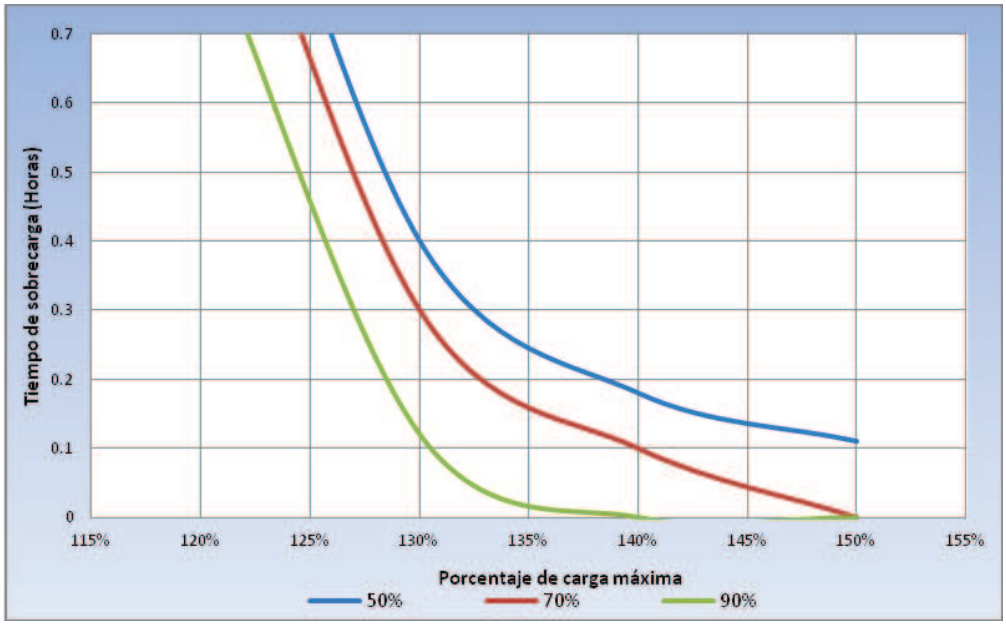


Figura 5.65 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATQ de Santa Elena

Tabla 5.16 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador TRN de Santa Rosa

SANTA ROSA TRN										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	0.62	0.47	0.22	0.8	0.7	0.5	92.12	92.39	92.3
	130%	0.27	0.13	-	0.4	0.3	-	89.1	89.26	-
	140%	0.11	-	-	0.2	-	-	87.53	-	-
	150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-

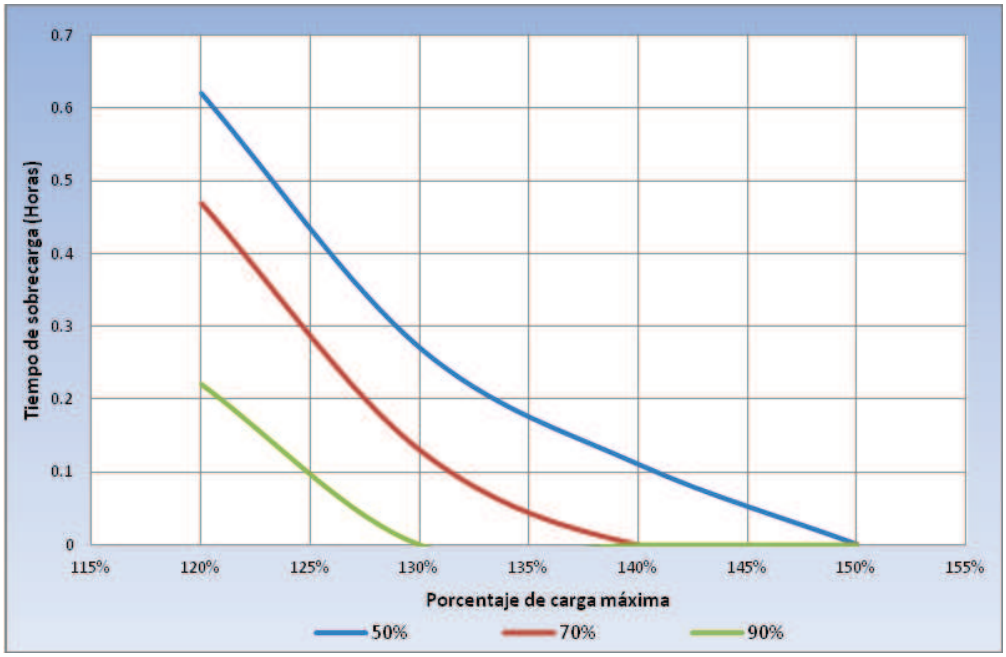


Figura 5.66 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador TRN de Santa Rosa

Tabla 5.17 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATU de Santo Domingo

SANTO DOMINGO ATU										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	1.5	1.3	0.14	1.8	1.6	0.2	94.15	92.31	81.7
	130%	0.9	0.7	-	1.6	1.5	-	91.98	91.66	-
	140%	0.52	0.4	-	0.7	0.6	-	86.05	86.12	-
	150%	0.25	0.15	-	0.3	0.3	-	80.19	81.7	-

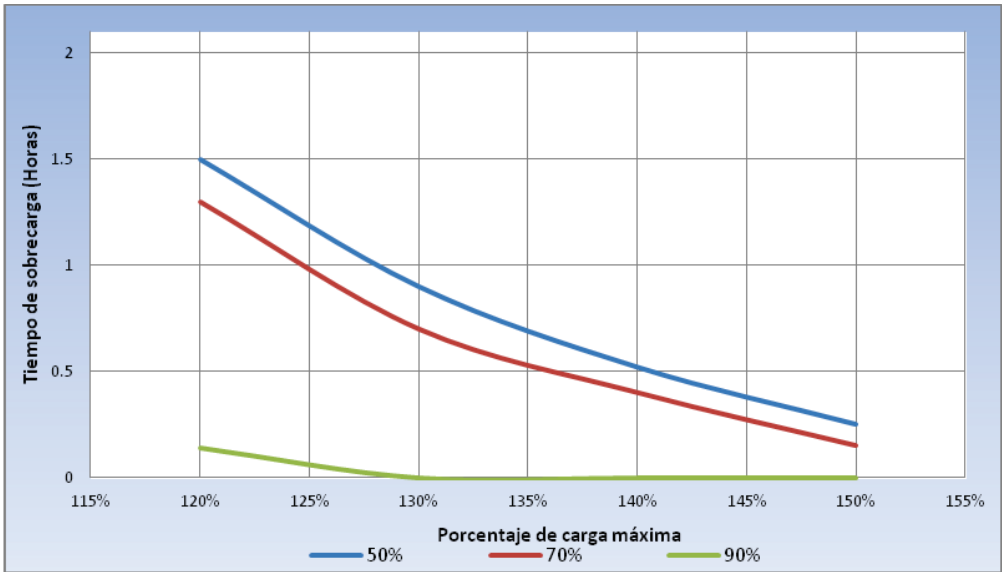


Figura 5.67 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATU de Santo Domingo

Tabla 5.18 Tiempos de sobrecarga y Reducción extra de la vida útil del aislamiento del transformador ATQ Tulcán

TULCÁN ATQ										
Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
		PORCENTAJE DE CARGA PREVIA A LA SOBRECARGA								
		50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
Porcentaje de carga máxima	120%	3.98	3.65	3	5.5	5.6	5.3	90.95	91.19	91.43
	130%	1.4	1.1	0.52	1.8	1.8	1	78.69	69.38	79.59
	140%	0.6	0.35	0.1	0.8	0.6	0.3	66.38	68.14	74.12
	150%	0.26	0.1	-	0.4	0.2	-	58.73	63.24	-

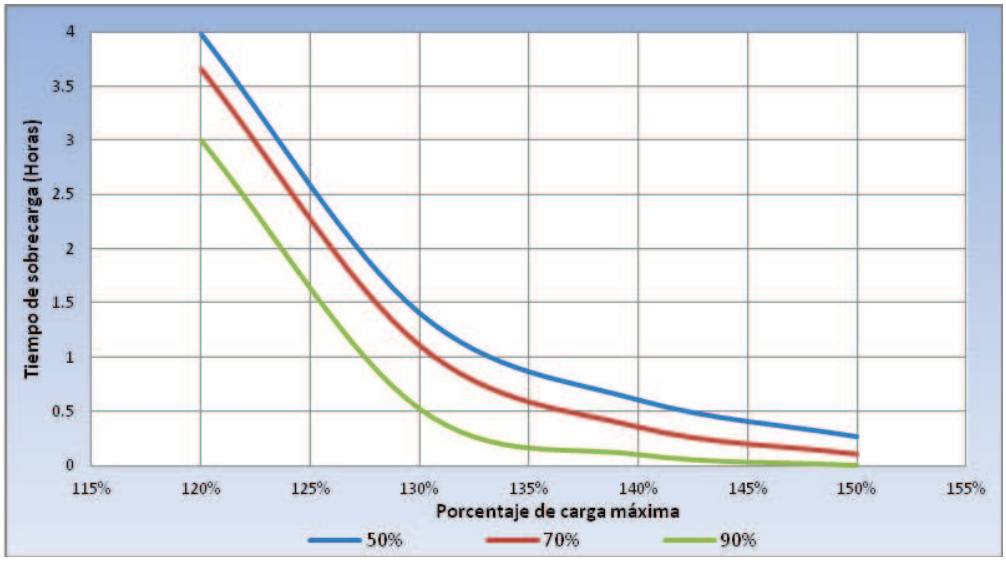


Figura 5.68 Tiempos admisibles de sobrecarga sin pérdida de vida útil por encima de lo normal del aislamiento y porcentaje de carga máxima del transformador ATQ de Tulcán

La degradación del sistema de aislamiento del transformador depende del tiempo y de la magnitud del incremento de carga por encima de las especificaciones de placa.

El análisis que se muestra en las figuras (5.33) a (5.68) de Horas Extra de Vida Útil Perdida, considera sobrecargas contantes de 120%, 130%, 140% y 150%, con precargas de 50%, 70% y 90% para cada transformador en particular, este análisis permite conocer los diferentes tiempos de sobrecargas para cada caso en particular y cómo está relacionado éste con la pérdida de vida del sistema de aislamiento; teniendo como referencia el límite térmico del punto caliente del devanado 120 ºC, que es la temperatura en la que el sistema de aislamiento no se compromete; y considerando la temperatura ambiente para cada transformador, calculada en (4.5).

Las figuras también muestran la tendencia de las horas extra perdidas de vida del transformador por encima de las que normalmente se pierden en un régimen de operación normal en un día; se observa claramente que la degradación del sistema de aislamiento aumenta en la medida en que el tiempo de sobrecarga aumenta y son mayores a medida que el porcentaje de sobrecarga aplicada al equipo es mayor.

Los resultados que se muestran en las tablas de (5.1) a (5.6), de los transformadores fabricados bajo la norma IEC, se consideran conservadores y muestran tiempos de aplicación de sobrecargas para cada transformador que varían entre 1,66 horas y 10 minutos sin comprometer o sin pérdida apreciable de vida del sistema de aislamiento del transformador; a excepción del transformador AA1 de Esmeraldas, en el que el tiempo de aplicación de una sobrecarga alcanza hasta 4,5 horas.

Así mismo, los resultados que se muestran en las tablas de (5.7) a (5.18), de los transformadores fabricados bajo la norma IEEE, se consideran conservadores y muestran tiempos de aplicación de sobrecargas para cada transformador que varían entre 1,4 horas y 7 minutos sin comprometer o sin pérdida apreciable de vida del sistema de aislamiento del transformador; a excepción de los transformadores ATQ de Cuenca y Tulcán, en el que el tiempo de aplicación de una sobrecarga alcanza hasta 2 y 4 horas respectivamente.

Como se observa en las figuras de tiempos máximos admisibles de sobrecarga, (5.33) a (5.68); el tiempo de sobrecarga en un transformador puede ser mayor en medida que el porcentaje de sobrecarga sea menor, es decir; a mayor sobrecarga, menor tiempo de solicitación. También se observa que a medida que la carga constante antes de la sobrecarga se acerca a la capacidad nominal del dispositivo, los tiempos admisibles de sobrecarga y aceptación de la sobrecarga disminuyen.

En las tablas anteriores (5.1) a (5.18) también se muestran los valores de temperatura que toma el aceite para cada solicitación de sobrecarga con su respectiva precarga y muestran que en ningún caso excede el límite térmico de 110 ºC, recomendado en [1], [2] y [15]; es decir, la temperatura del aceite en ningún caso de los que se analizó alcanza valores críticos o peligrosos que puedan comprometer a la vida del aislamiento del transformador.

En las tablas 5.19 y 5.20 se presenta un cuadro tipo resumen de los tiempos de carga por encima de las especificaciones admisibles para los transformadores de la muestra pertenecientes a Transelectric.

Tomando como base que la temperatura límite del punto caliente del devanado, que no comprometa al sistema de aislamiento, es de 120 ºC; a una temperatura ambiente calculada y tomando en cuenta que los valores expuestos son para que el transformador no experimente una pérdida de vida apreciable o fuera de lo normal; los tiempos de sobrecarga determinados son:

Tabla 5.19 tiempos de carga por encima de las especificaciones admisibles para los transformadores fabricados bajo norma IEC

Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC											
	Porcentaje de carga máxima		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
			Porcentaje de carga previa a la sobrecarga								
			50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
IEC	BABAHOYO ATQ	120%	1	1	0.66	1.15	1.3	2.1	86.4	90.36	91.02
		130%	0.5	0.5	0.33	0.48	0.69	1.68	77.82	84.18	88.03
		140%	0.33	0.33	0.166	0.4	0.61	1.45	74.2	81.62	84.61
		150%	0.166	0.166	-	0.25	0.42	-	66.52	75.15	-
	CHONE ATQ	120%	0.833	0.66	0.33	0.98	1.36	4.43	90.46	90.76	90.53
		130%	0.5	0.33	-	0.68	0.93	-	86.13	85.08	-
		140%	0.33	0.166	-	0.54	0.78	-	82.31	79.11	-
		150%	0.166	-	-	0.36	-	-	72.95	-	-
	ESMERALDAS AA1	120%	4.5	4.5	4.5	-	-	-	-	-	-
		130%	1.33	0.833	0.66	1.42	0.89	1.7	87.43	86.75	88.8
		140%	0.833	0.5	0.33	0.94	0.6	1.26	84.03	82.5	84
		150%	0.5	0.33	0.166	0.48	0.49	1.07	76.22	78.68	78.46
	IBARRA ATQ	120%	1.66	1.33	1	2.05	1.78	3.064	92.04	91.13	91.95
		130%	0.833	0.66	0.33	0.95	1	1.96	88.73	87.95	86.19
		140%	0.5	0.33	0.166	0.54	0.54	1.8	82.91	80.03	82.59
		150%	0.33	0.166	-	0.4	0.4	-	77.94	72.33	-
	PORTOVIEJO AA1	120%	0.833	0.66	0.33	0.98	1.36	4.43	90.46	90.76	90.53
		130%	0.5	0.33	-	0.68	0.93	-	86.13	85.08	-
		140%	0.33	0.166	-	0.54	0.78	-	82.31	79.11	-
		150%	0.166	-	-	0.36	-	-	72.95	-	-
	TRINITARIA ATQ	120%	0.833	0.66	0.33	0.98	1.36	4.43	90.46	90.76	90.53
		130%	0.5	0.33	-	0.68	0.93	-	86.13	85.08	-
		140%	0.33	0.166	-	0.54	0.78	-	82.31	79.11	-
		150%	0.166	-	-	0.36	-	-	72.95	-	-

Tabla 5.20 tiempos de carga por encima de las especificaciones admisibles para los transformadores fabricados bajo norma IEEE

Límite de Temperatura en el punto caliente del devanado 120 ºC												
	Porcentaje de carga máxima		Tiempo de sobrecarga (horas)			Reducción extra de la vida útil del aislamiento (horas)			Temperatura del tope del aceite (ºC)		
			Porcentaje de carga previa a la sobrecarga								
			50%	70%	90%	50%	70%	90%	50%	70%	90%
IEEE	AMBATO	120%	1.4	1.08	0.65	2.0	1.8	1.4	84.97	83.72	84.48
		130%	0.43	0.22	0.2	0.6	0.5	0.5	73.63	74.03	73.81
		140%	0.4	0.2	0.19	0.5	0.41	0.4	64.21	65.12	61.3
		150%	0.2	0.11	-	0.21	0.2	-	61.51	60.21	-
	CUENCA	120%	2	1.7	1.8	2.62	3.44	6	89.4	88.66	86.82
		130%	0.5	0.3	-	1.1	1.05	-	68	75.26	-
		140%	0.11	-	-	0.54	-	-	64.59	-	-
		150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MACHALA	120%	0.82	0.55	0.5	1.1	0.9	0.4	84.06	83.34	84.95
		130%	0.3	0.15	-	0.4	0.3	-	77.62	77.3	-
		140%	0.12	-	-	0.2	-	-	72.76	-	-
		150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MILAGRO	120%	0.5	0.33	0.1	0.7	0.6	0.3	91.14	91.13	91.92
		130%	0.22	0.08	-	0.4	0.2	-	88.11	88.67	-
		140%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ORELLANA	120%	1.3	0.9	0.3	1.9	0.9	0.7	82.03	82.16	83.58
		130%	0.5	0.25	-	0.8	0.5	-	71.12	73.83	-
		140%	0.2	-	-	0.4	-	-	65.15	-	-
		150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PASCUALES	120%	0.63	0.46	0.23	0.2	0.7	0.5	92.35	92.24	92.58
		130%	0.27	0.14	-	0.4	0.3	-	89	89.18	-
		140%	0.11	-	-	0.2	-	-	87.47	-	-
		150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	POMASQUI	120%	0.62	0.48	0.23	0.3	0.3	0.2	94.32	94.43	94.38
		130%	0.55	0.4	0.2	0.7	0.6	0.4	90.6	90.33	90.48
		140%	0.26	0.15	-	0.4	0.3	-	86.67	87.17	-
		150%	0.12	-	-	0.2	-	-	83.02	-	-
		120%	0.7	0.53	0.27	0.9	0.91	0.6	91.05	90.97	91.28

	QUEVEDO	130%	0.3	0.17	-	0.41	0.3	-	86.29	87.26	-
		140%	0.11	-	-	0.2	-	-	82.59	-	-
		150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SANTA ELENA	120%	1.25	1.1	0.87	1.8	0.2	1.6	94.67	94.68	94.64
		130%	0.4	0.3	0.12	0.5	0.5	0.3	94.11	93.77	93.38
		140%	0.18	0.1	-	0.3	0.2	-	91.55	92.03	-
		150%	0.11	-	-	0.1	-	-	91.30	-	-
	SANTA ROSA	120%	0.62	0.47	0.22	0.80	0.70	0.50	92.12	92.39	92.30
		130%	0.27	0.13	-	0.40	0.30	-	89.10	89.26	-
		140%	0.11	-	-	0.2	-	-	87.53	-	-
		150%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SANTO DOMINGO	120%	2		0.14			0.2			81.70
		130%	1.23	1.1	-	1.6	1.5	-	91.98	91.66	-
		140%	0.52	0.4	-	0.7	0.6	-	86.05	86.12	-
		150%	0.25	0.15	-	0.3	0.3	-	80.19	81.70	-
	TULCÁN	120%	3.98	3.65	3	5.50	5.60	5.30	90.95	91.19	91.43
		130%	1.40	1.10	0.52	1.80	1.80	1	78.69	69.38	79.59
		140%	0.60	0.35	0.10	0.80	0.60	0.30	66.38	68.14	74.12
		150%	0.26	0.10	-	0.40	0.20	-	58.73	63.24	-

5.2 RECOMENDACIONES ADICIONALES PARA UNA MEJOR MONITORIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL SNT

Como parte del cálculo de pérdida de vida útil, y para obtener un diagnostico más detallado de la condición actual y futura del transformador, se recomienda que las subestaciones y los transformadores del sistema de transmisión perteneciente a Transelectric, cuente con:

- Una estación inteligente, capaz de proporcionar datos de temperatura ambiente y las señales que cense el dispositivo subirlas al sistema SCADA para que se pueda utilizar de mejor manera aquellos datos.

Estos datos deberán almacenarse entre intervalos no mayores a 10 minutos que es de igual manera el periodo en que se almacena datos de carga del transformador.

- Teniendo en cuenta que la detección de degradación insipiente se puede efectuar mediante el monitoreo de ciertos parámetros claves que sirven para diagnosticar la condición del sistema de aislamiento aceite/papel se recomienda que los transformadores cuenten con un dispositivo de monitoreo de Hidrogeno, Monóxido de carbono y Humedad.

Se recomienda también que los transformadores cuenten con sensores instalados dentro de la cuba que provean la medición directa de la temperatura del punto caliente del devanado, en [15] ya se habla de la posibilidad de esta medida debido a las bondades de la fibra óptica y su utilización desde los años 80's en transformadores seleccionados. Los sensores son colocados como muestra la figura 5.70, en los separadores radiales de tal manera que sólo el aislamiento del conductor y la capa adicional de papel fino esté entre el sensor y el metal conductor.

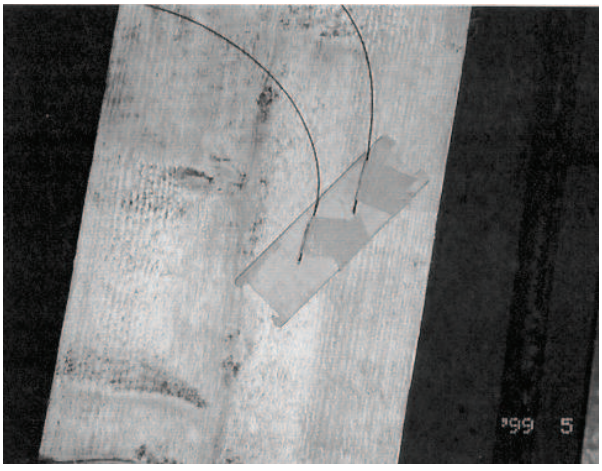


Figure 5.70 Dos sensores de fibra óptica instalados en un espaciador antes de ser instalado en devanados [15]

A continuación en la tabla 5.19 se presenta los componentes claves de un transformador de potencia en aceite dentro de su mantenimiento preventivo periódico. La tabla 5.20 contiene un resumen de las actividades a realizar para un mejor monitoreo del transformador.

Tabla 5.19 Componentes claves de un transformador inmerso en aceite a ser monitoreados [43]

COMPONENTES CLAVES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE A SER MONITOREADOS	
COMPONENTE	INSPECCIÓN Y/O PRUEBAS
Devanados	– Resistencia DC – Relación de transformación – Corriente de excitación en todos los taps – Resistencia de aislamiento – Factor de potencia del aislamiento
Pasatapas	– Factor de potencia del aislamiento – Temperatura (termografía infrarroja) – Nivel de aceite – Inspección visual (rajaduras - limpieza)
Aceite dieléctrico	– Cromatografía de gases – Rigidez dieléctrica – Tensión interfacial – Numero de neutralización – Inspección visual – Color – Contenido de agua – Factor de potencia – Gravedad especificada – Sedimentos
Cambiador de taps bajo carga	– Temperatura (termografía infrarroja)

	– Relación de transformación en todos los taps – Corriente del motor de accionamiento – Inspección a contactos – continuidad – Rigidez dieléctrica del aceite
Cambiador de taps - desenergizado	– Inspección a contactos – continuidad – Relación de transformación en todos los taps – Temperatura (termografía infrarroja)
Núcleo	– Resistencia de aislamiento del núcleo al tanque – Núcleo a tierra
Tanque y equipos asociados	– Medidores de presión / temperatura /vacio – calibración – Temperatura (termografía infrarroja) – Inspección visual (fugas y corrosión)
Tanque conservador	– Inspección visual (fugas y corrosión)
Respirador deshidratante	– Color característico – Válvulas en la posición correcta
Válvula de sobrepresión	– Inspección visual
Relé Buchholz	– Correcto desempeño
Radiadores	– Temperatura (termografía infrarroja) – Inspección visual (fugas, limpieza, libre paso de aire y corrosión)
Ventiladores	– Controles – Inspección visual - ruido inusual
Bombas de circulación	– Rotación – Medidor de flujo – Corriente de carga del motor

Tabla 5.20 Actividades sugeridas para un mejor monitoreo del transformador de potencia inmerso en aceite [43]

ACTIVIDADES SUGERIDAS PARA UN MEJOR MONITOREO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE	
FRECUENCIA	ACTIVIDADES A REALIZAR
Diariamente	1. Toma de lectura de las corrientes y de los voltajes de carga 2. Toma de lecturas de la temperatura del aceite y de devanados. 3. Sonidos inusuales 4. Observe las bombas de circulación y los ventiladores (correcta operación según temperaturas)
Semanalmente	1. Fugas (especialmente en aceites con PCB) 2. Nivel de aceite en el tanque y en los pasatapas 3. Revisión de los tubos de ventilación
Mensualmente	1. Inspección de todos los medidores que posea el transformador junto con los pasatapas tanto de alta como de baja tensión. Revisión de la existencia de fugas de aceite del tanque, uniones y tuberías. 2. Inspección general del transformador. Tomar nota del número de operaciones del cambiador de tap bajo carga (si el transformador estuviere equipado con uno) 3. Revise las alarmas de protección. Revisión del medidor de presión/vacio y compararlas con las del fabricante 4. Revisión del estado del respirador deshidratante (saturación de humedad)
Trimestralmente	1. Realización de las pruebas al aceite dieléctrico. Toma de lecturas de la temperatura promedio del aceite 2. Revisión de si la válvula de sobrepresión ha operado

	3. Realización de una cromatografía de gases del aceite 4. Revisión de la existencia de fugas de aceite o agua
Semestralmente	1. Realización de las pruebas al aceite dieléctrico. Toma de lecturas de la temperatura promedio del aceite 2. Inspección visual de los pasatapas / aisladores y pararrayos en busca de rajaduras, grado de limpieza y contaminación. 3. Revisión del sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas o corroídas 4. Realización de una cromatografía de gases del aceite 5. Prueba de termografía infrarroja en busca de “puntos calientes”, malas conexiones, etc.
Anualmente	1. Realización de las pruebas al aceite dieléctrico. Toma de lecturas de la temperatura promedio del aceite 2. Limpieza de los pasatapas/aisladores 3. Inspección de los puentes del transformador a las barras o equipos en busca de deformaciones y/o envejecimiento 4. Revisión de los circuitos de control 5. Medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema 6. Revisión de calibración de relés 7. Realización de una cromatografía de gases del aceite
Anualmente (Opcional)	1. Inspección de los equipos de desconexión del transformador. Lubricación de los mecanismos 2. Inspección de la tapa principal del transformador en busca de humedad, polvo, oxido, fugas de aceite y depósitos de lodo 3. Inspección visual de los pararrayos y limpieza 4. Inspección de los equipos del sistema de enfriamiento (ventiladores, bombas, etc.)

	5. Realización de pruebas de factor de potencia de aislamiento al aceite y a los pasatapas 6. Inspección del cambiador de taps bajo carga en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos 7. Realización de reparaciones menores (cambio de pernos, empaquetaduras en mal estado, ajuste de conexiones, etc.)
2 años	1. Limpieza de pasatapas/aisladores 2. Realización de prueba de factor de potencia del aislamiento a todos los pasatapas
3 años	1. Realización de una serie completa de pruebas eléctricas al transformador 2. Realización de pruebas eléctricas al cambiador de taps bajo carga (factor de potencia del aislamiento y resistencia DC), para cada tap 3. Limpieza completa de los equipos de desconexión del transformador junto con la lubricación de los mismos, además prueba de resistencia de aislamiento a ellos 4. Inspección de la válvula de sobrepresión (incluyendo su diafragma)
6 años	1. Prueba de resistencia de aislamiento a los cables aislados 2. Inspección interna al transformador. Revisión de las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de taps

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En el capítulo 3 se verifica que la estimación de la vida útil del transformador de potencia trae varios beneficios, tales como: disminución de fallas criticas o catastróficas, control y extensión de la vida útil del equipo, disminución de los costos de mantenimiento, seguridad en la operación del mismo, gestión adecuada de seguros y principalmente el aumento de la disponibilidad del sistema eléctrico debido a la reducción de salidas del transformador para mantenimientos preventivos.

- Según las normas internacionales analizadas y expuestas, si el transformador trabaja desahogado de carga, es decir; a una temperatura ambiente baja y con una carga inferior a la nominal durante un periodo de tiempo prolongado, será posible sobrecargarlo por encima de los límites nominales normalizados sin peligro de comprometer la vida útil de su aislamiento.

- Se puede afirmar que la esperanza de vida de un transformador es proporcional a su temperatura promedio de funcionamiento. Para un transformador que fuere operado de forma correcta dentro de las capacidades de su sistema de aislamiento durante toda su vida y no fuere sometido a condiciones de sobretensiones importantes, es factible esperar una vida útil de entre veinte y treinta años.

- Los resultados del estudio muestran una alternativa de metodología más adecuada para criterios de diseño y expansión para sistemas de transmisión que la descrita en el plan de expansión del SNT de Transelectric debido a que

se limita la carga del transformador de manera crítica a un 80% de la nominal sin analizar realmente el envejecimiento acumulado que tiene el transformador.

- Los resultados del análisis de envejecimiento son conservadores porque se basan en datos de reportes de carga máximos diarios, mensuales y anuales y se asumen dichos datos como un régimen de explotación constante al que está sometido el transformador.

- Debido a que muchos factores influyen en el efecto acumulativo de la temperatura con el tiempo, causando deterioro del aislamiento del transformador, no es posible predecir con adecuada precisión, cuál es la vida útil del aislamiento en un transformador, incluso en condiciones constantes o controladas de cerca, y mucho menos en condiciones de servicio muy variadas

- En base a la muestra analizada, la carga que soporta el transformador tiene un efecto directo sobre su temperatura de operación. A su vez, su temperatura operativa tiene un efecto directo sobre su vida operativa confiable del transformador. Entre muchos otros factores la temperatura determina directamente la vida del aislamiento sólido de un transformador.

- El estimar de forma absoluta en años la vida remanente del equipo, es difícil debido a que implica muchas suposiciones; por ejemplo una clara definición de “final de vida” y certeza acerca de fatigas futuras.

- Se debe tomar en cuenta que, debido a la inercia térmica en la elevación de temperatura del aceite, un transformador necesita un tiempo mayor para alcanzar una temperatura estable después de cada cambio de carga.

- El aislamiento sólido es el eslabón más débil del sistema de aislamiento de transformadores, debido a que la degradación de la celulosa es irreversible y que no sería económicamente justificable sustituirlo.
- Si se puede aceptar que la vida útil del aislamiento de celulosa es igual a la vida útil del transformador. Temperatura elevada, el agua, el oxígeno y los residuos de oxidación ácida del aceite afectan al envejecimiento del aislamiento de celulosa. El principal objetivo de la desgasificación y filtración continua es alargar la vida útil del aislamiento de celulosa reduciendo el oxígeno disuelto en el aceite, reduciendo el contenido de agua en el aislamiento de celulosa y en el aceite, y eliminando los ácidos solubles en agua.

- Es importante indicar que el equivalente ganado en vida por operar a bajas temperaturas es menor que la correspondiente pérdida por trabajar a altas temperaturas. En ningún caso uno será proporcional del otro.

- El procedimiento para calcular la vida de un transformador, basado en las guías de carga, se considera de fácil aplicabilidad pero impreciso debido a que solamente se tiene en cuenta la temperatura como el único agente de degradación, ignorando los efectos de otros tipos de degradación presentes en condiciones de servicio. Sin embargo para un estudio de sobrecarga puntual en un transformador resulta muy útil a la hora de estimar la reducción extra en su vida útil.

- Todos los transformadores de Transelectric de la muestra tomada pueden ser sometidos a regímenes de sobrecarga, pero cada caso deberá ser analizado por separado. Es por eso el grado de importancia de este estudio con respecto a la vida útil del transformador en régimen de explotación. Ya que es posible estimar las condiciones operativas reales en las que se encuentra el transformador de potencia, y establecer valores máximos de sobrecargas

mediante curvas a las que puede estar expuesto el transformador sin arriesgar su aislamiento.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se debe analizar la implementación de un método alternativo para el cálculo de la potencia máxima diaria que represente de mejor manera el régimen operativo real del período.

- Es necesario la instalación de medios para monitorización de temperaturas del transformador instalando sensores de fibra óptica en los transformadores más críticos del SNT e integrando sus mediciones en el sistema SCADA se dispondría de valores reales de las temperaturas del punto caliente del devanado, lo que permitiría realizar evaluaciones de envejecimiento totalmente confiables. También permitiría establecer métodos de carga y sobrecargas dinámicas con una fiabilidad elevada.

- Se recomienda realizar un estudio de los bushings capacitivos, pues al ser elementos del transformador donde hay más esfuerzo dieléctrico concentrado en muy poco volumen, y al hecho que su expectativa de vida útil es menor que la del transformador mismo, debido a que se considera un componente critico, su condición debe evaluarse de una forma más intensiva.

- La experiencia de campo indica que, normalmente, no se observan problemas cuando se añade un pequeño porcentaje, por ejemplo un 5 %, de un aceite no usado a aceites usados clasificados como “buenos”, aunque adiciones superiores a aceites fuertemente envejecidos puede ocasionar la precipitación de lodos.

En estos casos, puede ser necesario realizar un ensayo de compatibilidad para determinar la viabilidad de las mezclas de aceites no usados de diferentes orígenes, con aceite en servicio. Se recomienda vivamente un estudio de compatibilidad para mezclar aceites usados, así como también consultar al suministrador del aceite si existen dudas de compatibilidad. Los ensayos de compatibilidad son especialmente necesarios en el caso de aceites que contienen aditivos.

- Se recomienda un análisis continuo de los compuestos originados en el aceite.

- Se recomienda modernizar los transformadores con equipamiento para la utilización de sistemas de monitoreo en línea de temperaturas en el interior del transformador por los beneficios como la reducción del riesgo de fallas catastróficas, el control y extensión de la vida útil del equipo, el aumento de disponibilidad del sistema eléctrico debido a la reducción de paradas del equipo para mantenimiento predictivo, la reducción de los costos de mantenimiento y de contratación de seguros, además de la disponibilidad de una totalidad de datos necesarios para análisis técnicos.

- Se debe elaborar un registro de temperaturas del aceite y devanados que deberán llevar los operadores de las subestaciones como parte de sus rutinas de operación ya implementadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] IEEE Std.C57.91-1995 “IEEE Guide for Loading Mineral–Oil–Immersed Transformers”.

[2] IEC 354 “Inernational standard, loading guide for oil-immersed power transformers, second edition”, September 1991.

[3] IEC Standards 60076-01 “International standard Power transformers”, 2 edition, April 2000.

[4] CARLSSON A., “Power transformer design fundamentals”, ABB Transformers, ABB, Ludvika, August 2000.

[5] HYDROELECTRIC RESEARCH AND TECHNICAL SERVICES GROUP D-8450, “Transformer Maintenance FIST 3-30”, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, Denver, Colorado, October 2000.

[6] HARLOW J.H., “Electric power transformer engineering”, 2004.

[7] ENRÍQUEZ HARPER, “El ABC de las maquinas eléctricas y transformadores”, Limusa, Noriega editores, México 1994.

[8] Transformadores de potencia, medida y protección, Enrique Ras, 7ma edición.

[9] GALLO MARTÍNEZ, Ernesto, “Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores en Campo”, Transequipos, Colombia, 1998.

[10] CIGRE, Working Group A2.18, “Life Management Techniques for Power Transformers”, January 2003.

[11] www.elistas.net

[12] MYERS, S., “Guía para el mantenimiento del transformador”; R. Stebbins; tercera edición.

[13] SCHELLHASE, H.U., HALL, E.A., KOROLENKO, E.C., WARD, B.H., “A Critical Assessment Fouling and Coking of Load Tap Changers Proceedings”, Seventy Annual Conference of Doble Clients; 2003, Boston, USA.

[14] SCHELLHASE, H.U., POLLOCK, R.E., KOROLENKO, E.C., RAO, A.S., WARD, B.H., “Load tap Changers: Investigations of contacts, contact wear and contact cooking”, IEEE, 2002.

[15] IEC Standards 60076-7, “Power transformer - Loading guide for oil immersed power transformer”, 1rst edition, December 2005.

[16] IEC Standards 60599 “Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis”, second edition, Mars 1999.

[17] IEEE Standards C57.104-1991 “IEEE Guide for the Interpretation of gases generated in Oil-Immersed Transformers”, 1991.

[18] IEC 60076-5 – Ed. 3.0 (2006-02) “Power transformers – Part 5: Ability to withstand shortcircuit”.

[19] www.tekniker.es

[20] IEEE 57.106-1991, “IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment”.

[21] HARLOW, James H., “ELECTRIC POWER TRANSFORMER ENGINEERING”, Second Edition, Taylor & Francis Group, Boca Raton, 2006.

[22] A Guide To Transformer Maintenance; SDMYERS, pag. 817.

[23] WILIAMSON, Martin, “The Low-Down on Particle Counters”, Noria UKLimited.

[24] División de operación, “Reporte operativo mes de Octubre del 2009”, CELEC-Transelectric. www.transelectric.com.ec

[25] División de operación, “Reporte post-operativo segunda semana de Octubre del 2009”, CELEC-Transelectric. www.transelectric.com.ec

[26] CIGRE STUDY COMMITTE, Working Group 09 of 12, “Lifetime Evaluation of Transformers”, Electra No: 150, 39-51, October 1993.

[27] OHIS, Vivian, CZASZEJCKO, Tadeusz, “Techniques for Estimation of Hot Spot Temperatures in Transformers”, AUPEC 2002, Melbourne, Australia, Sept – Oct 2002.

[28] SIMSHAUSER, Paul Edward, “Microeconomic Reform of Wholesale Power Markets: A Dynamic Partial Equilibrium Analysis of the Impact of Restructuring and Deregulation in Queensland”, Ph.D. Thesis, University of Queensland, 2002.

[29] GUUINIC, P., AUBIN, J., “*CIGRE’s Work on Power Transformers*”, EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference IX, February 2001.

[30] IEC 60450 “Measurement of the average viscometric degree of polymerization of new and aged cellulosic electrically insulating materials”.

[31] WEIDMANN-ACTI, “The Value of Post-Mortem Investigations for the Condition Assessment of Power Transformers”, Sixth Annual Technical Conference, St. Petersburg, 2007.

[32] AVO, Fifth, “Impact of Oil Properties and Characteristics on Transformer Reliability”, New Zealand International Technical Conference, 2006.

[33] Transformadores: Universidad Politécnica de Cataluña.

[34] TRANSFORMER HANDBOOK ABB.

[35] ASA C57, American Standards Association, “American Standards for Transformers, Regulators, and Reactors”, 1948.

[36] PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION PERIODO 2010-2020.

[37] VERMA, Piush, “Condition monitoring of transformer oil and paper” Tesis de doctorado, Universidad DEEMED, Patiala-147004, INDIA, January, 2005.

[38] EMSLEY, A.M., “Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers”, IEE Proc.-ci.Meas.Technol., Vol.141, no.5, September 1994.

[39] WANG, M., ”Review of condition assessment of power transformers in service”, Electrical Insulation Magazine, IEEE Volume 18, Issue 6, Nov.-Dec. 200.

[40] BARTLEY, William H., “An analysis of transformer failures, Part 1 –1988 through 1997-”. Disponible en: http://www.hsb.com/thelocomotive/.

[41] http://www.inamhi.gov.ec

[42] U.S. DEPARTAMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Fist 3-30 Transformers Maintenance, 2000.

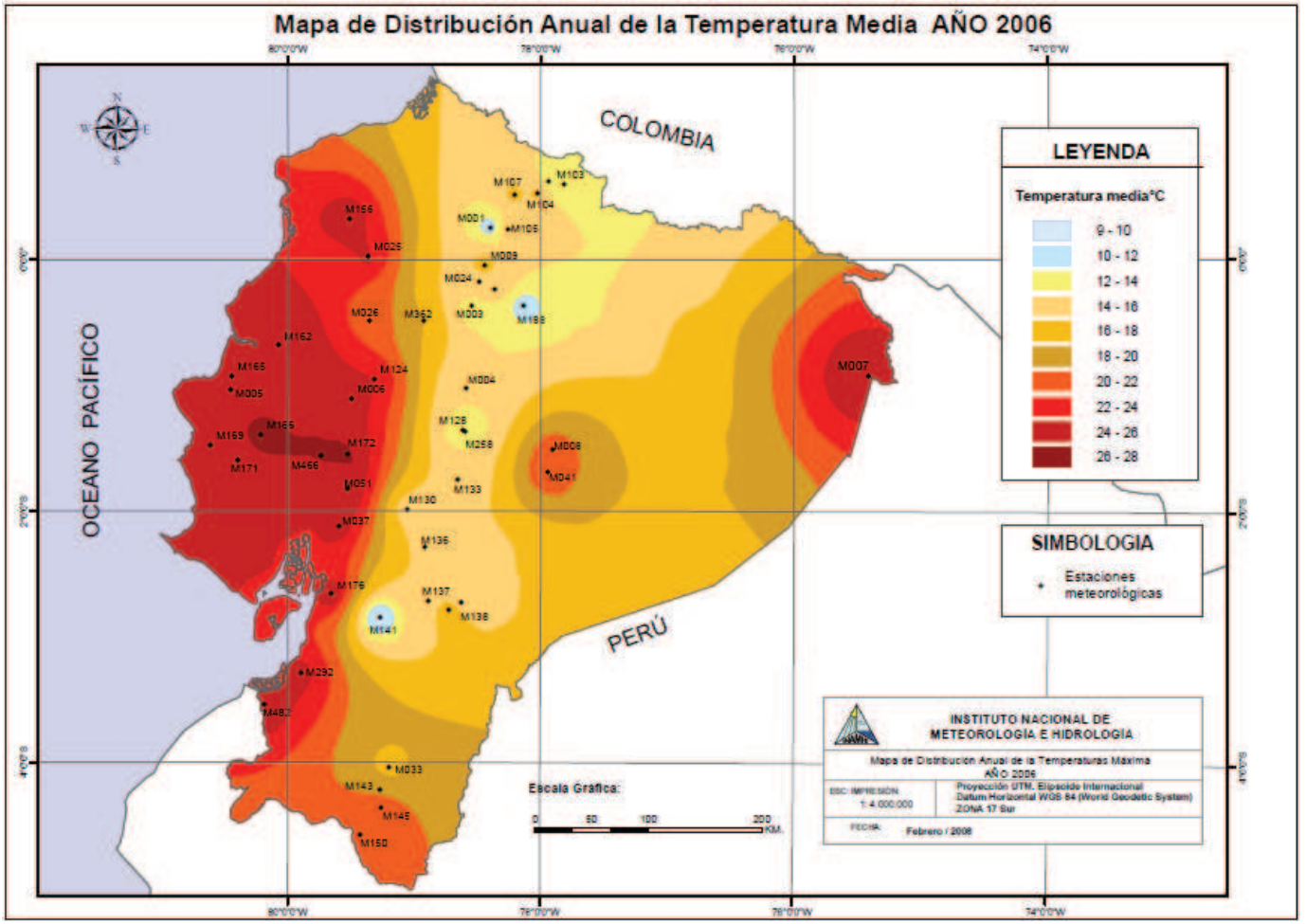
[43] HHI, Manual de Procedimientos, Procedimiento para la ejecución del mantenimiento preventivo planificado del generador y revisión del transformador de fuerza, EMGEF.

ANEXO 1

MAPAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL ECUADOR

ANEXO 1. MAPAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL ECUADOR

FIGURA A.1. Mapa de la distribución anual de la temperatura media



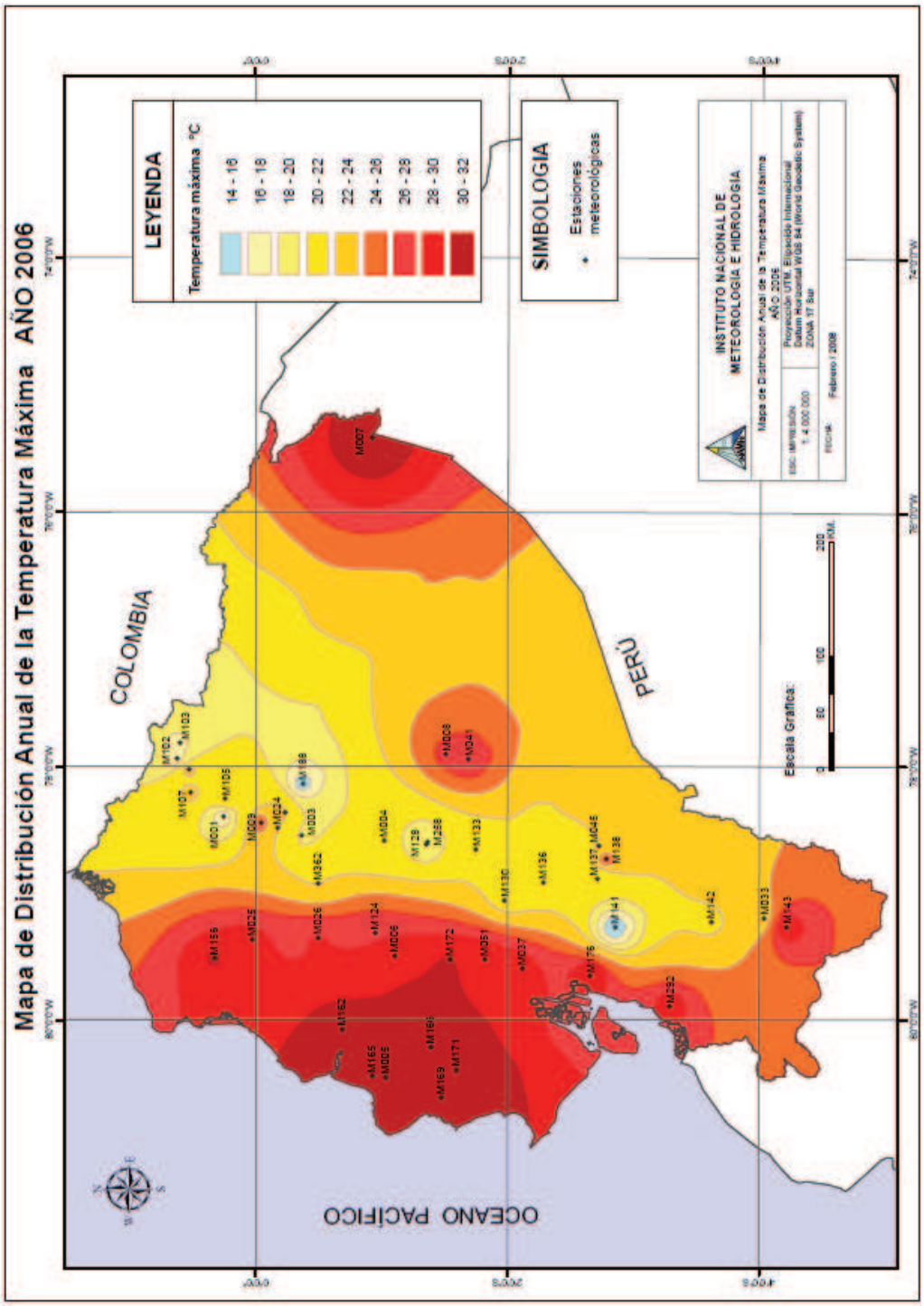


FIGURA A.2. Mapa de la distribución anual de la temperatura máxima

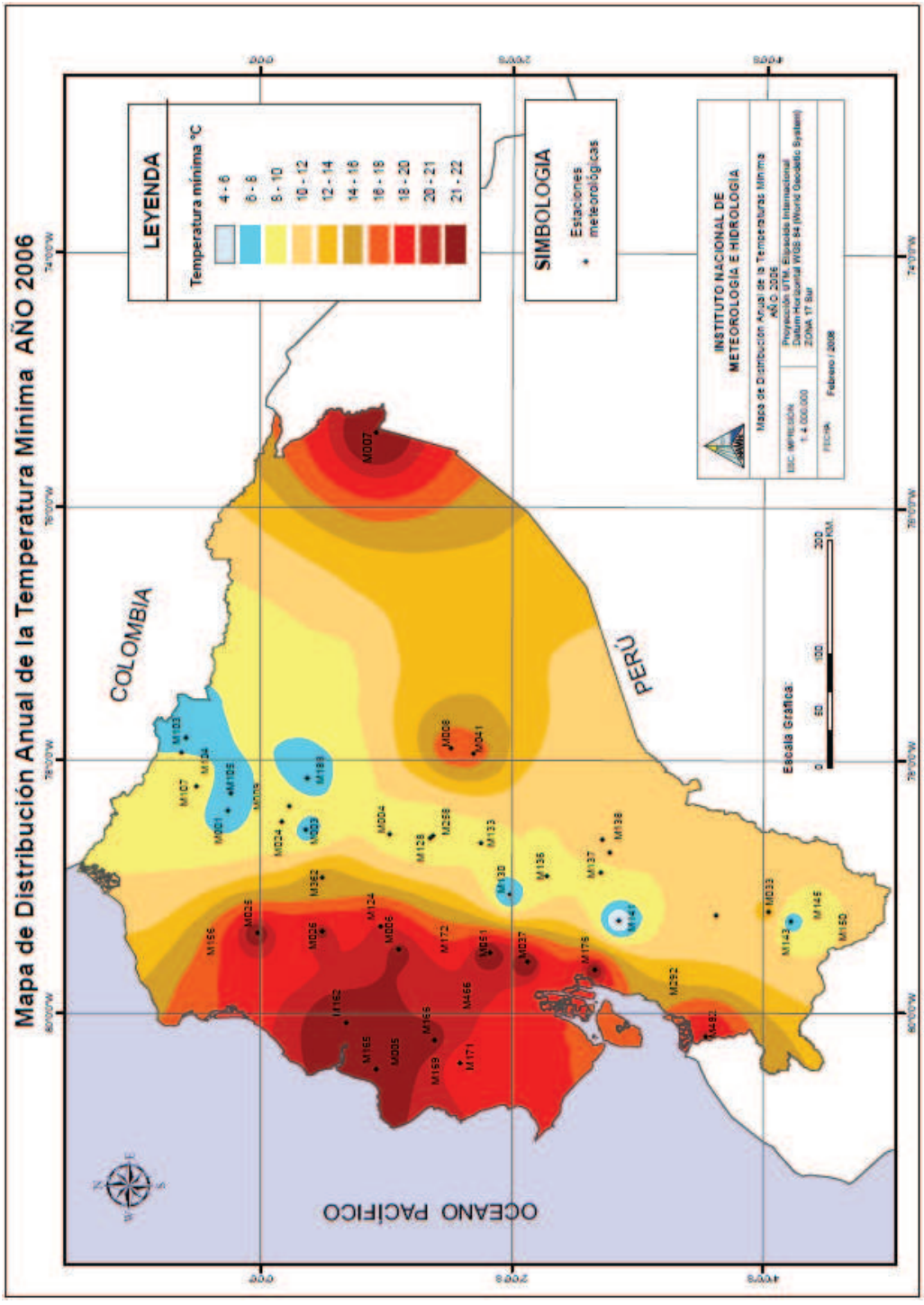
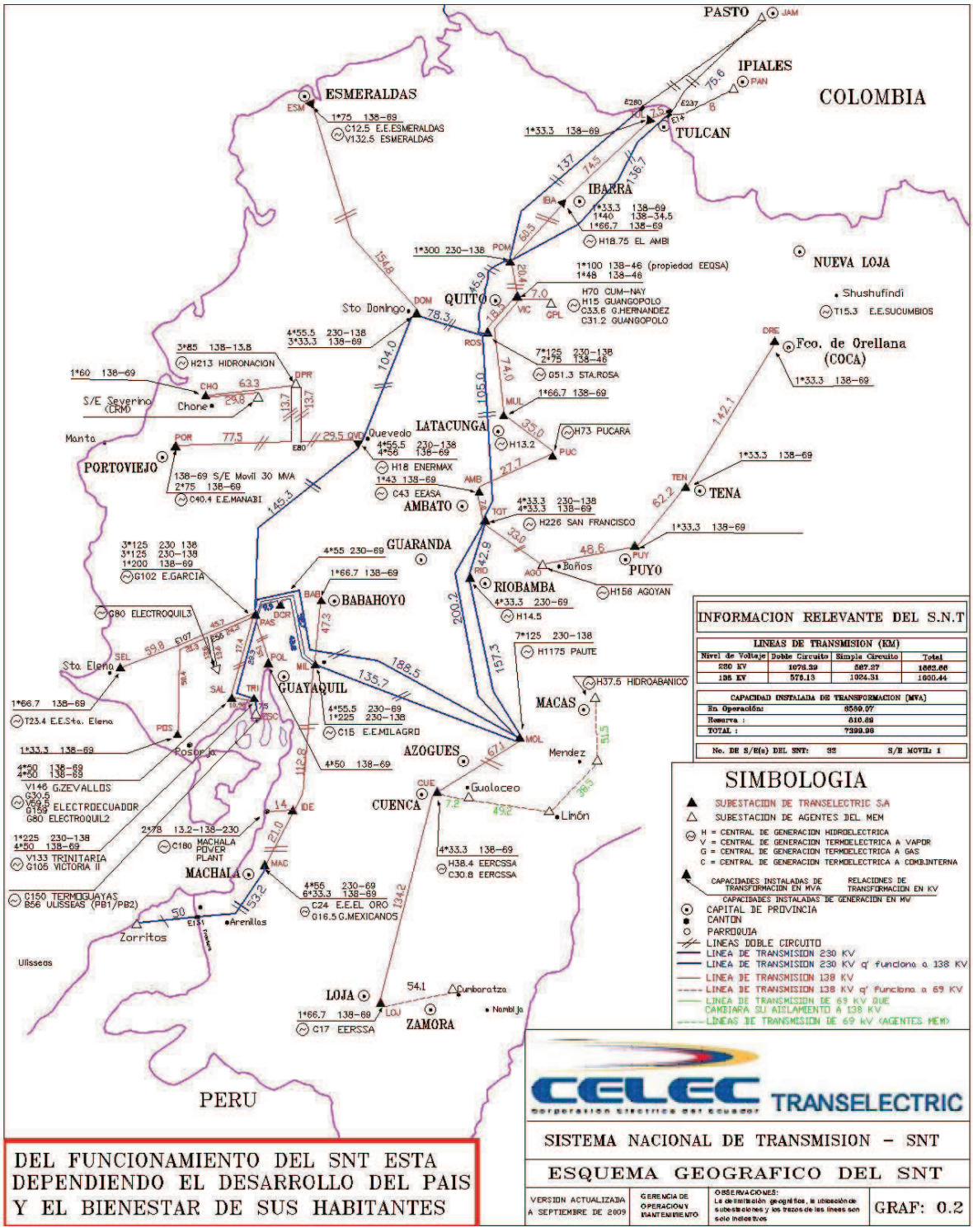


FIGURA A.3. Mapa de la distribución anual de la temperatura mínima

ANEXO 2

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (ESQUEMA GEOGRÁFICO)

ANEXO 2. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO - ESQUEMA GEOGRÁFICO (SEP. 2009).



ANEXO 3

CUADROS ESTADÍSTICOS DE LA TEMPERATURA AMBIENTE DE LAS ESTACIONES CLIMATOLÓGICAS PERTENECIENTES AL INAMHI

ANEXO 3. CUADROS ESTADÍSTICOS DE TEMPERATURA AMBIENTE DE LAS ESTACIONES CLIMATOLÓGICAS PERTENECIENTES AL INAMHI

M001																							
INGUINCHO																							INAMHI
MES	HELIOFANIA	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)							HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCIO	TENSION DE VAPOR	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitacion
		ABSOLUTAS				MEDIAS										Suma	Máxima		
	(Horas)	Máxima	día	Mínima	día	Máxima	Mínima	Mensual	Máxima	día	Mínima	día	Media	(°C)	(hPa)	Mensual	24hrs	día	
ENERO	116,4	18,0	14	3,6	22	15,4	6,0	10,2	98	6	58	25	87	8,1	10,8	104,2	20,4	3	21
FEBRERO	87,5	19,1	16	3,8	16	16,0	6,8	10,6	98	1	55	23	89	8,8	11,3	165,2	40,9	4	23
MARZO	105,0	18,7	3	4,7	3	15,9	6,6	10,4	97	11	59	2	86	8,0	10,8	224,4	41,7	12	21
ABRIL	104,8	18,8	2			16,4	6,7	10,3	99	10	60	22	89	8,5	11,1	238,8	34,1	3	21
MAYO	153,9	19,4	12	4,0	23	16,8	7,0	10,8	99	1	58	30	86	8,4	11,1	105,9	32,6	6	17
JUNIO	158,2	19,0	25			15,8	6,3	10,3	99	5	51	24	85	7,6	10,5	95,4	34,0	13	16
JULIO	188,6			1,5	26	15,6	5,0	10,0					79	6,3	9,6	9,4	3,9	29	5
AGOSTO	183,6	18,7	29	2,0	3	16,4	4,3	10,0	97	16	46	3	75	5,5	9,1	4,5	2,8	15	4
SEPTIEMBRE	177,4	19,9	8	2,0	28	17,0	4,3	10,2	95	3	43	8	73	5,4	9,0	7,6	4,0	11	4
OCTUBRE	160,7	19,8	9	1,0	18	17,1	5,1	10,5	98	24	36	19	78	6,3	9,7	147,6	34,4	29	11
NOVIEMBRE	102,6	18,8	10	4,5	19	16,6	6,0	10,4	99	9	61	6	88	8,4	11,1	231,7	33,4	13	27
DICIEMBRE	141,4	19,5	11	3,9	13	17,7	6,2	10,7	99	15	55	25	88	8,6	11,2	220,2	41,3	19	21
VALOR ANUAL	1680,1					16,4	5,9	10,4					83	7,5	10,4	1554,9	41,7		191

M003																							
IZOBAMBA																							INAMHI
MES	HELIOFANIA	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)							HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCIO	TENSION DE VAPOR	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitacion
		ABSOLUTAS				MEDIAS										Suma	Máxima		
	(Horas)	Máxima	día	Mínima	día	Máxima	Mínima	Mensual	Máxima	día	Mínima	día	Media	(°C)	(hPa)	Mensual	24hrs	día	
ENERO	134,9	21,7	25	5,2	10	17,8	7,2	12,0	100	6	46	22	82	8,8	11,4	93,3	14,0	19	20
FEBRERO	113,6	20,7	17			18,1	6,7	12,2	100	1	49	17	84	9,3	11,8	188,8	30,8	4	22
MARZO	96,1	20,8	4	4,5	24	17,4	6,7	11,7	98	17	42	4	82	8,5	11,2	167,5	27,4	16	24
ABRIL	107,8	20,5	21	3,6	20	17,8	6,6	11,8	99	10	46	16	83	8,7	11,3	262,0	31,2	29	25
MAYO	173,4	20,4	18	1,7	19	18,9	6,2	12,6	98	6	45	26	77	8,2	10,9	76,3	14,8	11	15
JUNIO	171,2	21,0	25	3,8	7	18,1	6,7	11,9	100	9	37	30	77	7,5	10,5	92,2	28,1	5	16
JULIO	206,0	21,4	9			18,8	6,0	12,3	98	28	35	10	68	6,2	9,5	13,1	5,8	27	7
AGOSTO	197,8	22,4	13	2,6	10	19,4	5,5	12,4	94	20	32	3	70	6,5	9,8	23,6	14,1	18	8
SEPTIEMBRE	165,4	22,5	20	2,2	3	19,4	4,5	12,4	99	16	32	8	70	6,4	9,7	51,6	10,7	3	11
OCTUBRE	174,2	22,9	9	1,1	19	19,4	5,4	12,4	98	13	26	18	75	7,5	10,5	76,5	21,3	27	15
NOVIEMBRE	125,9	21,5	3	4,2	3	18,0	7,0	11,8					85	9,1	11,6	245,9	31,9	14	24
DICIEMBRE	139,3	20,9	30			18,2	6,6	12,0	100	26	52	11	84	9,2	11,6	174,6	31,2	20	21
VALOR ANUAL	1805,6	22,9				18,4	6,3	12,1					78	8,0	10,8	1465,4	31,9		208

M006																							
PICHILINGUE																							INAMHI
MES	HELIOFANIA	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)							HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCIO	TENSION DE VAPOR	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitacion
		ABSOLUTAS				MEDIAS										Suma	Máxima		
	(Horas)	Máxima	día	Mínima	día	Máxima	Mínima	Mensual	Máxima	día	Mínima	día	Media	(°C)	(hPa)	Mensual	24hrs	día	
ENERO	84,5	33,4	1	20,9	20	30,3	22,4	25,6	98	9	56	1	82	22,1	26,6	263,5	59,4	30	21
FEBRERO	68,2	33,0	6	21,9	6	30,4	22,7	25,8	99	4	65	6	86	23,2	28,4	629,5	63,9	9	28
MARZO	135,4	33,3	24	21,5	23	31,8	23,0	26,5	98	1	61	13	84	23,3	28,6	485,0	96,6	12	24
ABRIL	113,9	33,3	1	21,7	7	30,9	22,8	26,1	98	1	60	23	84	23,1	28,2	144,7	56,1	2	17
MAYO	60,7	32,4	11	20,5	26	29,4	22,0	25,2	98	9	62	11	85	22,4	27,1	32,8	11,0	1	15
JUNIO	36,4	31,7	28	18,6	28	28,0	21,0	24,1	98	2	63	28	85	21,4	25,5	17,1	6,4	8	7
JULIO	57,0	32,5	29	17,5	7	28,0	20,0	23,5	99	7	59	29	84	20,5	24,1	5,9	2,7	26	4
AGOSTO	62,4	34,6	24	19,0	12	29,3	20,7	24,4	98	28	51	18	81	20,7	24,3	9,2	5,6	27	8
SEPTIEMBRE	71,4	33,9	20	20,4	24	30,1	21,4	25,1					79	20,9	24,8	11,2	8,8	20	9
OCTUBRE	89,3	34,7	27	19,1	7	31,1	21,2	25,3	95	2	47	27	75	20,3	23,8	4,0	2,4	14	6
NOVIEMBRE	40,5	35,2	19	20,5	17	30,3	21,7	25,3	97	15	47	19	76	20,5	24,1	28,4	14,0	28	11
DICIEMBRE	50,8	34,1	19	19,5	17	30,4	22,4	25,8	98	6	51	9	78	21,5	25,7	49,1	10,6	26	16
VALOR ANUAL	870,5	35,2		17,5		30,0	21,8	25,2					81	21,7	25,9	1680,4	96,6		166

M008	PUYO															INAMHI				
MES	HELIOFANIA	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)							HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCIO	TENSION DE VAPOR	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitación
		ABSOLUTAS				MEDIAS										Suma	Máxima		
	(Horas)	Máxima	día	Mínima	día	Máxima	Mínima	Mensual	Máxima	día	Mínima	día	Media	(°C)	(hPa)	Mensual	24hrs	día	
ENERO	74,3	29,5	10	14,5	2	26,1	17,6	21,0	100	9	57	1	90	19,2	22,2	334,3	33,9	8	26
FEBRERO	50,8	29,5	13	16,4	16	26,1	18,5	21,4	100	20	56	15	90	19,6	22,6	463,7	53,9	18	23
MARZO	70,7	30,0	3	15,5	12	26,1	18,1	21,1	100	23	56	23	90	19,3	22,5	391,2	71,5	12	27
ABRIL	77,3	30,0	13	15,0	8	26,7	18,1	21,5	100	13	53	13	88	19,3	22,4	572,0	83,3	10	28
MAYO	80,5	29,2	18	14,0	23	25,9	17,9	20,8	100	9	61	28	90	18,9	21,9	268,7	62,0	31	23
JUNIO	76,9	28,7	10	13,0	25	25,7	17,3	20,6	100	6	52	25	90	18,6	21,5	349,1	105,4	5	26
JULIO	96,3			12,4	30	26,0	16,7	20,6					87	18,2	20,9	221,1	46,1	15	22
AGOSTO	118,0	30,6	14	12,6	28	26,9	16,9	21,1	100	16	42	6	86	18,4	21,1	389,6	52,7	1	24
SEPTIEMBRE	146,6	31,0	29	13,0	28	27,4	16,5	21,2	100	6	51	29	86	18,5	21,3	488,7	70,0	8	24
OCTUBRE	139,8	30,5	9	15,8	9	28,0	18,0	22,3	100	2	49	9	87	19,8	23,0	478,0	123,4	12	23
NOVIEMBRE	102,3	29,5	28	15,9	29	27,1	17,8	21,6	100	17	60	22	89	19,5	22,8	323,8	30,5	11	25
DICIEMBRE	75,3	29,4	9	15,5	25	26,3	18,3	21,5	100	4	63	2	91	19,8	23,1	500,6	70,3	10	29
VALOR ANUAL	1108,8			12,4		26,5	17,6	21,2					88	19,1	22,1	4780,8	123,4		300

M026	PUERTO ILA															INAMHI				
MES	HELIOFANIA	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)							HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCIO	TENSION DE VAPOR	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitación
		ABSOLUTAS				MEDIAS										Suma	Máxima		
	(Horas)	Máxima	día	Mínima	día	Máxima	Mínima	Mensual	Máxima	día	Mínima	día	Media	(°C)	(hPa)	Mensual	24hrs	día	
ENERO	60,5	31,8	1	20,3	2	28,6	21,8	24,8	98	1	61	2	87	22,4	27,1	175,9	27,5	1	22
FEBRERO	72,1	35,0	13	20,8	24	29,6	22,1	25,2	99	6	67	8	89	23,1	28,2	720,7	91,1	8	28
MARZO	95,3	32,2	4			30,2	22,7	25,8	98	1	64	6	87	23,4	28,8	700,5	97,1	16	28
ABRIL	76,4	32,6	30	21,1	25	29,6	22,3	25,6	98	1	67	23	87	23,2	28,4	508,0	96,6	2	26
MAYO	50,4	31,6	6	19,6	17	28,0	21,7	24,6	98	3	67	4	90	22,7	27,6	72,2	15,8	7	22
JUNIO	39,1	30,0	28	17,3	28	27,2	20,7	23,6	99	24	70	28	91	22,1	26,6	129,1	64,3	7	13
JULIO	71,7	30,7	27	18,2	21	27,3	19,8	23,2	99	1	64	27	90	21,3	25,4	24,1	20,1	27	9
AGOSTO	56,1	32,4	18	17,5	18	27,3	20,3	23,6	99	5	64	18	89	21,7	26,0	72,7	14,5	27	24
SEPTIEMBRE	45,7	31,0	7	19,4	14	27,4	20,7	23,9					88	21,7	26,0	60,2	21,1	7	17
OCTUBRE	73,9	32,6	27	18,6	19	28,8	20,9	24,4	97	2	58	27	83	21,2	25,2	23,8	4,5	1	11
NOVIEMBRE	43,5	31,8	19			28,1	21,1	24,3	98	12	59	19	85	21,5	25,7	144,5	65,9	23	18
DICIEMBRE	42,8	31,3	9	20,2	1	28,3	21,9	24,7	98	7	60	9	86	22,1	26,5	62,9	12,9	21	22
VALOR ANUAL	727,5	35,0				28,4	21,3	24,5					87	22,2	26,6	2694,6	97,1		240

M037	MILAGRO(INGENIO VALDEZ)															INAMHI				
MES	HELIOFANIA	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)							HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCIO	TENSION DE VAPOR	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitación
		ABSOLUTAS				MEDIAS										Suma	Máxima		
	(Horas)	Máxima	día	Mínima	día	Máxima	Mínima	Mensual	Máxima	día	Mínima	día	Media	(°C)	(hPa)	Mensual	24hrs	día	
ENERO	116,8	34,0	1			30,4	22,8	26,3	100	31	52	1	78	21,9	26,3	316,9	111,9	19	20
FEBRERO	68,9	32,2	6	22,1	6	29,8	23,2	25,8	99	6	65	22	87	23,3	28,7	573,8	119,7	21	26
MARZO	89,1	32,8	26	22,2	13	30,8	23,6	26,7	99	13	63	22	82	23,3	28,6	339,0	83,7	12	22
ABRIL	96,5	32,8	22	22,2	23	30,9	23,3	26,9	97	1	52	23	76	22,2	26,7	20,0	11,3	6	6
MAYO	105,9	33,6	30	21,1	21	30,1	22,3	26,0	98	6	56	4	78	21,7	25,9	56,0	51,4	5	7
JUNIO	51,4	31,6	3	19,7	18	28,2	21,0	24,7	97	13	59	3	79	20,7	24,4	2,1	1,2	5	2
JULIO	51,2	32,2	3	19,1	25	27,3	20,3	23,9	96	7	58	8	79	20,0	23,3	0,0	0,0	1	0
AGOSTO	65,8	33,1	24	20,4	15	28,6	21,4	24,8	96	5	53	24	77	20,4	23,9	1,4	1,0	21	3
SEPTIEMBRE	36,6			20,6	7	29,3	21,6	25,0					76	20,3	23,8	0,0	0,0	1	0
OCTUBRE	74,2	32,8	1	20,5	18	30,1	21,9	25,4	90	1	47	26	74	20,2	23,7	0,1	0,1	30	1
NOVIEMBRE	49,9	34,1	28	20,5	3	29,4	21,9	25,3	92	12	52	26	74	20,3	23,8	2,7	0,8	14	6
DICIEMBRE	92,8	35,2	10	21,1	21	31,5	22,8	26,8	96	21	47	9	71	21,0	24,8	23,2	12,4	20	6
VALOR ANUAL	901,1					29,7	22,2	25,6					77	21,3	25,3	1335,2	119,7		99

M051	BABAHOYO-UTB															INAMHI				
MES	HELIOFANIA	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)							HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCIO	TENSION DE VAPOR	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitación
		ABSOLUTAS				MEDIAS										Suma	Máxima		
	(Horas)	Máxima	día	Mínima	día	Máxima	Mínima	Mensual	Máxima	día	Mínima	día	Media	(°C)	(hPa)	Mensual	24hrs	día	
ENERO	111,3	33,5	25	20,8	20	30,3	22,9	26,6					74	21,2	25,2	276,7	60,2	28	20
FEBRERO	73,3	32,2	22	20,5	2	29,6	23,6	26,5					79	22,5	27,3	618,4	105,3	22	28
MARZO	137,0	32,5	27	22,2	28	31,1	24,2	27,4					76	22,5	27,2	371,8	57,8	12	23
ABRIL	116,0	32,7	24	22,8	3	30,9	23,8	27,2	95	3	53	17	73	21,7	26,0	77,0	41,1	12	10
MAYO	50,3	32,8	4	21,3	27	30,1	22,7	26,4					75	21,3	25,4	20,2	8,0	6	6
JUNIO	101,0	30,8	3	20,5	27	28,3	21,6	25,0	96	27	60	3	77	20,5	24,1	3,8	2,4	5	3
JULIO	121,0			20,5	9	27,7	20,9	24,1	99	3	60	29	78	19,9	23,3	0,4	0,2	26	3
AGOSTO	52,4	32,2	24	20,7	16	28,6	21,4	24,6	93	2	54	24	76	20,0	23,3	1,6	1,3	27	2
SEPTIEMBRE	58,4	32,5	20	20,8	2	29,6	21,6	25,4	96	27	53	20	73	20,1	23,4	1,6	1,3	12	3
OCTUBRE	70,1	32,5	7	21,3	7	30,2	22,1	25,5	95	10	50	26	74	20,3	23,9	0,7	0,4	23	3
NOVIEMBRE	39,5	32,8	28	20,7	5	29,3	22,0	25,4	95	11	51	26	75	20,5	24,1	13,5	5,3	28	9
DICIEMBRE	87,0	33,5	3	21,8	6	30,8	22,9	26,5	97	5	49	9	74	21,1	25,1	44,1	19,1	5	10
VALOR ANUAL	1017,3			20,5		29,7	22,5	25,9					75	21,0	24,9	1429,8	105,3		120

M102 — EL ANGEL — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO		18,6	14	4,1	14	15,7	6,7	11,8					88	9,8	12,2	104,0	20,5	15	20
FEBRERO		20,8	16	5,0	27	17,3	8,1	12,6	100	6	45	15	87	10,4	12,8	62,9	16,0	4	12
MARZO				6,9	30	16,7	8,7	12,4	100	18	75	6	92	11,1	13,3	183,8	26,5	17	16
ABRIL				6,8	16	16,8	8,8	12,4					92	11,2	13,4	123,7	25,9	6	19
MAYO						17,0	8,8	12,7					89	10,9	13,1	17,8			
JUNIO				4,9	25	16,1	8,0	11,8					91	10,3	12,6	105,0	26,1	5	15
JULIO				5,1	31	15,6	8,0	11,5					88	9,5	12,0	12,5	5,4	28	9
AGOSTO		18,5	15	2,9	27	15,8	6,3	11,6					79	8,0	10,8	18,8	8,0	27	6
SEPTIEMBRE		22,0	29	3,9	9	16,5	6,8	11,8	96	19	60	8	81	8,5	11,2	18,0	4,7	16	9
OCTUBRE		21,5	29	4,3	18	18,0	8,0	12,8					90	11,2	13,6	62,9	19,9	30	11
NOVIEMBRE						16,7	8,5	11,9					93	10,8	13,1	138,5			
DICIEMBRE		19,4	2	6,9	25	16,7	8,9	12,0					94	11,1	13,3	134,6	26,8	20	21
VALOR ANUAL						16,6	8,0	12,1					88	10,2	12,6	982,5			

M103 — SAN GABRIEL — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO	87,8	20,5	11	4,8	11	17,2	7,8	12,9	96	1	50	1	79	9,2	11,7	110,7	26,3	11	24
FEBRERO	124,4	20,8	15	2,5	23	18,3	7,8	13,2	96	5	36	15	78	9,1	11,6	90,5	18,6	4	17
MARZO	81,6	20,2	12	1,0	3	17,8	7,7	12,9	98	25	47	17	80	9,2	11,7	211,9	45,7	13	19
ABRIL	109,5	20,5	26	4,8	11	17,9	8,0	13,0	98	20	47	10	77	8,8	11,4	124,5	22,2	10	20
MAYO	150,7	21,0	20	3,0	19	17,3	7,1	12,7	96	17	47	20	77	8,5	11,2	43,6	15,8	7	11
JUNIO	114,0	19,4	5	3,0	25	16,9	6,8	12,7	97	21	45	24	79	8,9	11,4	107,5	34,2	5	19
JULIO	132,0			2,5	27	16,0	7,0	12,2					78	8,4	11,0	42,4			
AGOSTO	131,1	18,6	29	2,8	29	16,1	6,1	11,6	100	6	44	12	76	7,6	10,5	36,7	9,9	29	14
SEPTIEMBRE	119,8	19,4	20	1,5	28	16,5	5,4	11,4	98	2	45	8	76	7,1	10,1	50,7	13,0	5	15
OCTUBRE	137,0	22,8	19	1,0	19	19,1	6,5	12,6	100	31	22	16	78	8,3	11,0	72,3	17,9	12	13
NOVIEMBRE	97,6	20,8	24	4,0	17	18,1	7,0	12,5	98	29	43	17	80	8,8	11,3	146,1	33,6	24	22
DICIEMBRE	134,2	21,0	11	4,0	25	18,4	7,8	12,7	98	29	47	11	81	9,2	11,7	133,8	29,9	9	23
VALOR ANUAL	1419,7			1,0		17,5	7,1	12,5					78	8,6	11,2	1170,7			

M105 — OTAVALO — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO		23,5	13	4,0	14	21,0	8,8	14,9	100	14	46	22	82	11,5	13,6	83,7	14,1	19	20
FEBRERO						22,1	9,4	15,4	100	5	48	15	83	12,2	14,2	59,7	22,7	4	15
MARZO		24,5	2	3,5	3	21,6	8,9	15,1	98	1	54	5	87	12,7	14,8	223,5	32,0	15	17
ABRIL		24,5	2	5,0	8	21,8	8,5	15,1	100	8	52	2	91	13,5	15,7	187,7	51,7	7	20
MAYO		24,5	30	2,5	23	22,2	8,0	15,4	100	1	64	15	92	14,0	16,3	69,8	20,7	7	15
JUNIO		25,0	25	1,5	25	21,2	6,7	14,4	98	7	53	13	88	12,3	14,6	53,0	21,2	8	13
JULIO		25,0	6	1,0	17	22,1	4,8	14,2					74	8,9	11,6	10,8	5,5	29	3
AGOSTO						23,0	5,2	14,5					70	8,3	11,0	8,2	4,5	27	6
SEPTIEMBRE						22,1	4,6	14,3					72	8,7	11,4	10,3	5,3	17	6
OCTUBRE		26,0	4	1,0	19	23,4	6,3	15,4					75	10,3	12,6	58,6	19,0	10	10
NOVIEMBRE		24,5	3			21,5	7,8	15,0					83	11,8	13,9	197,5			
DICIEMBRE		24,0	10	4,0	25	22,0	8,0	15,2	98	5	49	10	82	11,8	13,9	199,6	23,8	6	20
VALOR ANUAL						22,0	7,3	14,9					81	11,3	13,6	1162,4			

M128 — PEDRO FERMIN CEVALLOS(COLEGIO) — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO						19,1	8,1	12,8	98	9	37	11	79	9,0	11,5	42,5	9,9	7	11
FEBRERO		22,6	16			19,7	8,8	13,2	98	1	36	16	80	9,5	11,9	49,8	18,6	4	10
MARZO		22,2	12	4,5	3	19,0	8,6	12,9	98	3	48	12	82	9,6	12,0	58,8	14,2	17	14
ABRIL		23,0	26			20,0	8,9	13,3	98	2	43	26	80	9,6	12,0	47,8	10,9	27	12
MAYO		21,6	20	4,6	23	19,3	8,3	12,8	98	2	45	15	79	9,0	11,5	31,8	18,5	7	9
JUNIO		20,5	11			17,2	7,8	11,7					83	8,7	11,3	74,6	27,2	5	16
JULIO						16,8	7,2	11,3					80	7,8	10,6	11,7			
AGOSTO		19,5	15			16,7	7,3	11,5					81	8,2	10,9	36,6	15,2	27	8
SEPTIEMBRE						17,5	7,1	12,1					78	8,0	10,8	30,5			
OCTUBRE						20,2	7,4	13,7	98	4	25	18	75	8,9	11,5	37,7	23,0	12	10
NOVIEMBRE		24,6	2	5,0	3	20,0	8,3	13,5	98	7	40	11	80	9,7	12,0	83,5	24,7	14	13
DICIEMBRE		23,0	14	5,6	9	20,6	8,7	13,9	98	4	28	24	78	9,7	12,0	37,2	16,6	27	9
VALOR ANUAL						18,8	8,0	12,7					79	9,0	11,5	542,5			

M138 — PAUTE — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO		29,0	12	9,7	9	26,0	12,3	18,3	97	14	39	7	75	13,4	15,5	61,4	12,0	18	15
FEBRERO		28,7	12	8,0	16	25,4	11,3	17,2					78	13,1	15,2	32,7	12,4	4	9
MARZO		28,0	27	8,7	25	24,8	11,4	17,1	98	25	52	24	79	13,2	15,3	112,6	23,9	14	17
ABRIL		28,7	13	8,5	14	24,7	12,1	17,5	98	18	48	14	79	13,5	15,6	120,3	24,0	11	19
MAYO		28,0	14	7,5	19	24,7	11,6	17,5					78	13,4	15,5	31,3	13,5	7	12
JUNIO		28,0	4	5,7	24	24,5	11,1	17,1	98	1	55	11	81	13,6	15,7	64,4	19,0	1	15
JULIO		27,0	7	5,0	17	23,9	10,6	16,9	98	11	54	6	82	13,5	15,7	11,2	3,4	2	10
AGOSTO		27,0	12	5,0	13	23,3	10,3	16,5	99	28	51	14	83	13,4	15,5	26,8	12,0	27	15
SEPTIEMBRE		29,0	23	6,0	29	24,7	10,4	17,3	98	26	54	11	81	13,9	16,1	37,1	14,3	18	13
OCTUBRE		29,5	11	2,5	20	26,6	10,8	18,3	97	25	48	26	78	14,2	16,6	29,0	9,5	12	9
NOVIEMBRE		29,6	6	9,0	1	26,1	12,5	18,6	98	2	58	4	82	15,2	17,5	98,0	21,2	12	9
DICIEMBRE		29,3	2	10,2	14	26,1	12,8	18,5	98	9	41	2	79	14,6	16,7	99,7	16,6	5	17
VALOR ANUAL		29,6		2,5		25,1	11,4	17,6					79	13,8	15,9	724,5	24,0		160

M156 — QUININDE(CONV.MADRES LAURITAS) — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO						30,3	22,4	25,5					84	22,4	27,1	402,7	95,0	27	21
FEBRERO		32,7	18			30,2	23,0	25,8					87	23,4	28,8	496,9			
MARZO						31,6		26,2					89	24,1	30,1	238,8	38,3	21	26
ABRIL						31,1	23,0	26,3					86	23,7	29,3	239,6	48,8	6	20
MAYO						29,7	22,6	25,5					88	23,4	28,8	122,8	44,1	1	13
JUNIO						29,6	22,2	25,0					86	22,5	27,3	97,2	37,3	7	17
JULIO						30,0		25,2					83	22,0	26,5	28,0	11,0	30	9
AGOSTO						29,8	22,2	25,2					86	22,4	27,2	72,2			
SEPTIEMBRE						29,7	22,0	25,3					85	22,4	27,1	73,2	20,9	4	14
OCTUBRE						30,6	22,3	25,9					83	22,7	27,6	18,2			
NOVIEMBRE						30,2	22,3	25,5					82	21,9	26,3	106,6			
DICIEMBRE						30,0	22,6	25,7					83	22,3	27,0	47,7	13,0	31	12
VALOR ANUAL						30,2		25,6					85	22,8	27,8	1943,9			

M162 — CHONE — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO		34,2	1	20,1	12	31,2	22,7	26,2	100	17	85	2	96	25,5	32,9	230,8	100,5	28	17
FEBRERO						31,1	23,3	26,5					97	26,0	33,9	326,2	47,0	1	27
MARZO		33,7	15	22,0	23	31,9	23,7	27,1	100	9	72	9	96	26,3	34,4	487,7	112,3	6	19
ABRIL						32,4	22,8	26,8	99	1	84	7	95	25,9	33,7	20,5	6,6	4	10
MAYO		34,4	30			30,3	22,3	25,5	99	4	79	26	94	24,5	30,9	15,1	13,7	3	6
JUNIO		33,3	14	19,7	28	29,5	21,7	25,0	99	6	84	20	95	24,1	30,2	13,7	9,4	7	6
JULIO		33,5	29	19,4	23	30,5	21,6	25,2					94	24,1	30,1	1,2	0,6	27	3
AGOSTO				20,4	18	30,6	21,8	25,5					93	24,2	30,4	35,0	9,1	21	6
SEPTIEMBRE				20,5	9	30,5	21,9	25,3	99	5	78	7	94	24,2	30,4	18,9	17,8	20	6
OCTUBRE		34,8	27	19,9	20	31,7	22,5	26,1					81	22,3	27,2	0,8	0,8	23	1
NOVIEMBRE				20,2	2	30,9	22,1	25,7					77	21,0	24,9	72,4	40,5	25	9
DICIEMBRE		34,7	25	21,0	17	31,6	22,8	26,3					76	21,5	25,7	6,3	2,1	20	10
VALOR ANUAL						31,0	22,4	25,9					90	24,1	30,4	1228,6	112,3		120

M165 — ROCAFUERTE — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO		34,6	21	20,5	8	31,1	22,3	25,8	98	31	53	1	78	21,5	25,6	63,6	19,6	30	8
FEBRERO		33,4	24	22,0	11	31,0	23,3	26,0	98	8	62	14	87	23,6	29,1	210,0	56,1	1	21
MARZO		34,4	30			31,4	23,4	26,3	98	5	61	30	87	23,9	29,8	92,4	31,2	5	12
ABRIL						32,1	22,1	25,9	97	18	57	24	81	22,1	26,7	0,0	0,0	1	0
MAYO		35,4	3	19,3	21	31,2	21,7	25,0	96	14	52	3	80	21,1	25,1	0,0	0,0	1	0
JUNIO				18,9	28	29,9	21,2	24,4					80	20,7	24,4	5,2	2,2	12	4
JULIO		34,5	11	18,4	23	30,6	20,6	24,5	96	7	56	3	78	20,2	23,7	0,0	0,0	1	0
AGOSTO				19,0	15	30,4	21,3	24,7	96	22	59	22	79	20,8	24,6	5,5	1,8	24	4
SEPTIEMBRE		34,2	20	20,5	25	30,3	21,8	24,8	95	19	59	26	80	21,0	24,9	0,0	0,0	1	0
OCTUBRE						31,4	21,7	25,5					77	20,9	24,9	0,0	0,0	1	0
NOVIEMBRE		32,6	10	18,4	25	30,4	21,7	25,1	96	26	56	2	76	20,4	24,0	1,8	1,0	28	2
DICIEMBRE		35,0	30	17,5	23	31,0	22,2	25,7					76	21,0	24,9	2,0	2,0	20	1
VALOR ANUAL						30,9	21,9	25,3					79	21,4	25,6	380,5	56,1		52

M176 — NARANJAL — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO				21,0	1	31,5	22,3	26,7	99	17	52	1	90	24,9	31,6	27,4	7,3	29	8
FEBRERO		33,4	23	22,0	5	30,2	22,6	26,2					93	24,9	31,6	154,8	15,9	26	21
MARZO				22,0	23	31,5	22,9	26,7					91	25,0	31,8	78,6	11,0	27	14
ABRIL		33,6	24	21,2	13	31,3	22,8	26,8					92	25,3	32,4	18,4	9,6	2	5
MAYO				20,2	31	31,0	22,3	26,2					92	24,8	31,6	14,2	7,4	6	4
JUNIO		34,6	4	19,2	14	28,7	21,2	24,5	100	18	76	14	93	23,4	28,9	0,0	0,0	1	0
JULIO						27,9	20,0	23,8					94	22,7	27,7	14,6			
AGOSTO		33,0	24	19,2	11	28,8	20,8	24,5					93	23,3	28,7	10,7	3,0	27	6
SEPTIEMBRE						29,0	21,1	24,5					93	23,3	28,7	15,4	4,4	15	5
OCTUBRE		34,0	7	17,6	18	29,5	21,2	24,9					93	23,6	29,4	22,7	4,3	14	10
NOVIEMBRE				20,2	4	29,0	21,6	24,8					94	23,8	29,5	21,1	4,6	14	9
DICIEMBRE		35,0	10	21,2	9	31,4	22,6	26,4					93	25,0	31,9	16,1	5,2	5	6
VALOR ANUAL						30,0	21,8	25,5					92	24,2	30,3	394,0			

M292 — GRANJA STA.INES(UTM) — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO						30,7		26,1	94	5	46	12	71	20,0	23,5	56,5	37,2	29	12
FEBRERO						30,3		26,1	97	18	47	26	75	20,9	24,8	270,6	46,4	6	23
MARZO						30,6		26,4					71	20,3	23,9	190,2			
ABRIL						30,8	23,5	26,7	95	10	46	3	71	20,7	24,4	9,1	5,0	2	4
MAYO						29,6		25,4	94	1	47	16	75	20,5	24,1	2,2	1,0	31	5
JUNIO						27,2	21,7	23,9	96	22	53	14	81	20,2	23,7	6,0	1,3	21	8
JULIO						25,9	20,9	22,8	98	24	54	3	84	19,7	23,0	8,7	1,5	23	15
AGOSTO				19,4	5	26,7	21,2	23,3	96	15	49	5	81	19,7	22,9	9,5			
SEPTIEMBRE						26,8	21,7	23,5					82	20,2	23,6	10,7	2,8	16	12
OCTUBRE				20,0	18	27,5	21,8	23,9	97	17	53	15	79	19,8	23,1	9,4	3,8	16	11
NOVIEMBRE						27,7	22,1	24,1	95	1	52	13	81	20,4	23,9	32,0	8,5	10	17
DICIEMBRE						30,2	22,6	25,8	95	5	48	10	74	20,3	23,9	17,3	6,2	24	10
VALOR ANUAL						28,7		24,8					77	20,2	23,7	622,2			

M362 — LAS PAMPAS — INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C) ABSOLUTAS Máxima	dia	Mínima	dia	MEDIAS Máxima	Mínima	Mensual	HUMEDAD RELATIVA (%) Máxima	dia	Mínima	dia	Media	PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm) Suma Mensual	Máxima 24hrs	dia	Número de días con precipitación
ENERO		22,6	29			20,4	15,3	17,4	98	11	82	5	94	16,5	18,8	246,8	25,4	21	28
FEBRERO		23,0	9			21,0	15,5	17,9					95	17,1	19,6	551,1	62,0	5	27
MARZO						21,8	15,8	18,4					93	17,3	19,8	301,5	35,5	12	29
ABRIL				14,0	8	22,1	15,8	18,5					92	17,2	19,7	305,9	55,6	3	28
MAYO						21,9	15,7	18,4					92	17,1	19,5	155,9	39,2	4	19
JUNIO		23,0	27	12,0	27	21,8	14,7	18,0					90	16,3	18,6	96,7	32,8	8	16
JULIO						22,2	13,5	18,0					87	15,9	18,1	10,1	3,6	27	9
AGOSTO		23,5	9			21,9	14,3	18,0					91	16,5	18,8	59,0	12,1	26	18
SEPTIEMBRE		23,2	16			22,1	15,0	18,1					91	16,6	18,9	63,7	20,5	21	19
OCTUBRE		24,5	14	10,3	19	22,2	14,4	18,2					90	16,5	18,9	42,6	7,1	9	17
NOVIEMBRE		23,8	18			22,2	15,4	18,3					93	17,1	19,6	211,7	56,5	22	20
DICIEMBRE						21,4	15,4	17,8					95	16,9	19,3	154,3			
VALOR ANUAL						21,8	15,1	18,1					91	16,8	19,1	2199,3			

ANEXO 4

REPORTE DE POTENCIAS MÁXIMAS DE TRANSFERENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT

ANEXO 4. REPORTE DE POTENCIAS MÁXIMAS DE TRANSFERENCIA DE LOS

'S DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT

CELEC Corporación Eléctrica del Ecuador TRANSELECTRIC	ANALISIS DE CALIDAD DE ENERGIA	Departamento de Servicios Especializados de S/E's
		Documento: SES-07
	GESTION DE ESTUDIOS ELECTRICOS Y ANALISIS DEL SNT	Fecha:03/04/09

REPORTE DE POTENCIAS MAXIMAS DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT

TRANSFORMADORES

N°	SUBESTACION	ZONA	TRANSFORMADOR								CAPACIDAD (MVA) (1)						
											DATOS DE PLACA TRAFO						
			DESIGNACIÓN	TIPO		MARCA	HV [kV]	XV [kV]	YV [kV]	LTC	OA ONAN	FA ONAF		FOA	CONTINUO	EMERGENCIA (2)	PROTECCION (3)
												1° Etapa	2° Etapa				
1	AMBATO	NORTE	AT1	Autotransformador	1 Trifásico	FEDERAL PIONEER	138	69	13.8	NO	33	43	-	-	43	52	57
2	IBARRA	NORTE	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CENEMESA	138	69	13.8	SI	20	26.6	-	33.3	33	40	86
			T1	Transformador	1 Trifásico	D'LEGNANO	138	34.5	13.8	SI	30	40	-	-	40	47	48
			ATR	Autotransformador	1 Trifásico	SIEMENS	138	69	13.8	SI	40	53.32	66.66	-	22.5	23	25

3	MULALO	NORTE	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CENEMESA	138	69	13.8	SI	40	53.34	-	66.7	55	66	72
4	POMASQUI	NORTE	ATU	Autotransformador	1 Trifásico	SIEMENS	230	138	13.8	300	180	240	-	300	300	360	387
5	RIOBAMBA	NORTE	TRK	Transformador	3 Monofásicos	MITSUBISHI	230	69	13.8	SI	60	80.1	-	99	75	90	96
6	SANTA ROSA	NORTE	ATU	Autotransformador	4 Monofásicos	OSAKA	230	138	13.8	NO	225	300	-	375	375	450	398
			ATT	Autotransformador	3 Monofásicos	ABB	230	138	13.8	SI	225	300	-	375	375	450	400
			TRN	Transformador	1 Trifásico	D'LEGNANO	138	46	13.8	SI	45	60	-	75	75	90	115
			TRP	Transformador	1 Trifásico	D'LEGNANO	138	69 - 46	13.8	SI	45	60	-	75	75	90	115
7	TOTORAS	NORTE	ATT	Autotransformador	4 Monofásicos	ANSALDO	230	138	13.8	NO	60	80.1	-	99.9	128	148	199
			ATQ	Autotransformador	3 Monofásicos	ANSALDO	138	69	13.8	NO	60	80.1	-	99.9	100	100	108
8	TULCAN	NORTE	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	MITSUBISHI	138	69	13.8	SI	20	26.7	-	33.3	33	40	43
9	VICENTINA	NORTE	T1	Transformador	1 Trifásico	FEDERAL PIONEER	138	46	6.3	NO	37	48.1	-	-	48	49	51
			T2	Transformador	1 Trifásico	SIEMENS	138	46	6.3	NO	60	80	-	100	100	120	143
10	ESMERALDAS	NORTE	AA1	Autotransformador	1 Trifásico	ITALTRAFO	138	69	13.8	SI	44.8	59.7	-	75	75	80	90
11	CHONE	NORTE	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	MITSUBISHI	138	69	13.8	SI	40	50	-	60	60	62	76
12	PORTOVIEJO	NORTE	AA1	Autotransformador	1 Trifásico	ANSALDO	138	69	13.8	SI	44.8	59.7	-	75	75	85	90
			AA2	Autotransformador	1 Trifásico	ABB	138	69	13.8	SI	44.8	59.7	-	75	75	85	90

13	QUEVEDO	NORTE	ATT	Autotransformador	4 Monofásicos	OSAKA	230	138	13.8	N	99	132	-	165	165	198	239
			ATR	Autotransformador	4 Monofásicos	OSAKA	138	69	13.8	N	99	132	-	165	100	115	191
14	SANTO DOMINGO	NORTE	ATU	Autotransformador	3 Monofásicos	OSAKA	230	138	13.8	NO	99	132	-	165	165	170	179
			ATR	Autotransformador	3 Monofásicos	OSAKA	138	69	13.8	NO	60	80.1	-	99.9	100	105	105
15	BABAHOYO	SUR	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CENEMESA	138	69	13.8	SI	40	53.3	-	66.7	55	66	72
16	DOS CERRITOS	SUR	ATK	Transformador	4 Monofásicos	MITSUBISHI - 1 ABB	230	69	13.8	SI	99	132	165	-	165	180	223
17	MACHALA	SUR	ATQ	Autotransformador	3 Monofásicos	MITSUBISHI FASES: A,B OSAKA FASE C	138	69	13.8	2 SI 1 NO	60	80.1	99.9	-	100	110	115
			TRK	Autotransformador	4 Monofásicos	SIEMENS	230	69	13.8	SI	99.9	133.2	166.5	-	165	180	108
			ATR	Autotransformador	4 Monofásicos	ABB FASE A MITSUBISHI FASES: B, C	138	69	13.8	SI	60	80.01	99.9	-	100	110	115
18	MILAGRO	SUR	ATK	Autotransformador	4 Monofásicos	OSAKA	230	69	13.8	NO	99.9	133.2	-	167	165	198	239
			ATU	Autotransformador	1 Trifásico	PAUWELS	230	138	13.8	NO	135	180	-	225	135	140	239
19	PASCUALES	SUR	ATU	Autotransformador	4 Monofásicos	OSAKA	230	138	13.8	NO	225	300	-	375	375	400	598

			ATT	Autotransformador	3 Monofásicos	OSAKA FASE A ABB FASE B CENEMESA FASE C	230	138	69	NO	225	300	-	375	375	400	574
			ATR	Autotransformador	1 Trifásico	SIEMENS	138	69	13.8	-	134.4	168	224	-	224	226	229
20	POLICENTRO	SUR	ATQ	Autotransformador	4 Monofásicos	ANSALDO FASES: A,B,C ABB RESERVA	138	69	13.8	SI	90	120	-	150	150	160	191
21	POSORJA	SUR	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	MITSUBISHI	138	69	13.8	SI	20	26.7	-	33.3	33	40	43
22	SANTA ELENA	SUR	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	MITSUBISHI	138	69	13.8	SI	40	53.33	-	66.7	66.7	68	72
23	SALITRAL	SUR	ATQ	Autotransformador	4 Monofásicos	D'LEGNANO FASES: A,B,C ABB RESERVA	138	69	13.8	NO	90	120	-	150	150	17	191
			ATR	Autotransformador	3 Monofásicos	MITSUBISHI	138	69	13.8	NO	90	120	-	150	150	175	201
24	TRINITARIA	SUR	ATT	Autotransformador	1 Trifásico	PAUWELS	230	138	13.8	SI	135	180	-	225	225	270	335
			ATQ	Autotransformador	4 Monofásicos	MITSUBISHI	138	69	13.8	SI	90	120	-	150	150	180	201
25	CUENCA	SUR	ATQ	Autotransformador	3 Monofásicos	OSAKA	138	69	13.8	NO	60	80.1	-	99.9	100	120	143
26	LOJA	SUR	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	MITSUBISHI	138	69	13.8	SI	40	53.3	-	66.7	66	79	57
27	MOLINO	SUR	AT1	Autotransformador	3 Monofásicos	OSAKA	230	138	13.8	NO	225	300	-	375	375	470	574

218

			AT2	Autotransformador	4 Monofásicos	OSAKA	230	138	13.8	NO	225	300	-	375	375	470	574
28	TENA	NORTE	TRQ	Transformador	1 Trifásico	ANSALDO	138	69	13.8	SI	20	26.7	-	33.3	33	37	40
29	FRANCISCO DE ORELLANA	NORTE	ATQ	Transformador	1 Trifásico	OSAKA	138	69	13.8	SI	20	26.7	-	33.3	33	37	43
30	PUYO	NORTE	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	TRAFO	138	69	13.8	SI	20	26.7	33.3	-	33.5	35	16

ANEXO 5

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA PERTENECIENTES A TRANSELECTRIC

ANEXO 5. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA PERTENECIENTES A TRANSELECTRIC

El Ecuador al ser un país con tres regiones climáticas claramente definidas, Costa Sierra y Oriente, las 32 subestaciones del SNT pertenecientes a Transelectric se distribuyen en estas tres regiones como se muestra en la tabla 5.1. En la determinación de la muestra se buscará también analizar el comportamiento del transformador de potencia en diferentes condiciones climáticas.

Tabla A.5.1. Ubicación de las subestaciones por regiones naturales

SUBESTACIONES DEL SNT PERTENECIENTES A TRANSELECTRIC		
REGIÓN COSTA	REGIÓN SIERRA	REGIÓN ORIENTE
Babahoyo	Ambato	Orellana
Chone	Cuenca	Puyo
Dos Cerritos	Ibarra	Tena
Esmeraldas	Loja	
Machala	Molino	
Milagro	Mulalo	
Pascuales	Pomasqui	
Policentro	Pucará	
Portoviejo	Riobamba	
Posorja	Santa Rosa	
Quevedo	Totoras	
Salitral	Tulcán	
San Idelfonso	Vicentina	
Santa Elena		
Santo Domingo		
Trinitaria		

DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA

En el sistema nacional de transmisión ecuatoriano existe una población de 109 transformadores, 24 transformadores trifásicos y 85 transformadores monofásicos que forman bancos trifásicos. La aplicabilidad de la metodología a utilizar para el cálculo de vida útil es válida para ambos tipos de transformadores pero se ha dividido la población en los dos grupos mencionados, monofásicos y trifásicos, de los cuales se procede a elegir las unidades más representativas según características técnicas y operativas.

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS (BANCOS DE TRANSFORMADORES)

Al clasificar los transformadores monofásicos según los niveles de voltaje utilizados en el sistema de transmisión y la capacidad nominal de potencia obtenemos la tabla A.5.2:

Tabla A.5.2. Población transformadores monofásicos según niveles de voltaje y potencia nominales

POTENCIA / VOLTAJE	20/26.7/33.3	33.3/44.4/55.5	75/100/125
138/69/13.8	17 unidades	20 unidades	-
230/69/13.8	4 unidades	12 unidades	-
230/138/13.8	4 unidades	8 unidades	20 unidades

Los transformadores monofásicos que conforman un mismo banco trifásico son, en la mayoría de los casos, idénticos entre si, además las condiciones operativas son prácticamente iguales en todos ellos debido a la simetría de un sistema trifásico de transmisión.

Por estas razones se procede a escoger un transformador de cada banco que represente las características comunes de construcción, diseño, tiempo y condiciones de operación del conjunto. A partir de lo descrito la población de transformadores monofásicos se analiza de la siguiente manera:

Por ejemplo para el grupo con nivel de voltaje de 138/69/13.8 kV y potencia de 20/26.7/33.3 MVA en la subestación Cuenca existe un banco con 4 transformadores (uno de reserva) con las siguientes características:

Tabla A.5.3 Ejemplo de un banco de transformadores monofásicos-Subestación Cuenca

No. Serie	Fase	Fabricante	Tensión kV	Potencia MVA	Tipo Enfriamiento	Tipo	Año De Fabricación	Año de operación	Volumen litros Cuba
5A2256007	ATQ-FC	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	OA/FA/FOA	1Ø	1980	2005	6350
5A2256005	ATQ-FA	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	OA/FA/FOA	1Ø	1980	1983	6350
5A2256006	ATQ-FB	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	OA/FA/FOA	1Ø	1980	1983	6350
5A2256004	ATQ-FR	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	OA/FA/FOA	1Ø	1980	1986	6350

Se puede observar que las características de los transformadores son las mismas excepto por el año de operación. Escogemos el transformador ATQ-FA ya que es uno de los que mayor tiempo de operación tiene y por ende ha experimentado una pérdida de vida más representativa. Al aplicar este criterio a todos los bancos se obtiene el siguiente resultado:

Tabla A.5.4. Número de transformadores monofásicos representativos según voltaje y potencia nominales

POTENCIA / VOLTAJE	20/26.7/33.3	33.3/44.4/55.5	75/100/125
138/69/13.8	4 unidades	5 unidades	-
230/69/13.8	1 unidades	3 unidades	-
230/138/13.8	1 unidades	2 unidades	5 unidades

Los transformadores escogidos de cada banco se muestran en las siguientes tablas de las cuales se escogen aquellos que más representen a cada grupo según sus características técnico-operativas. Se realizan tres distinciones de acuerdo a porcentajes de carga: menor a 50%, entre 50 y 75%, mayor a 75%. En las tablas se incluyen los porcentajes de cargabilidad media, obtenidos de los reportes operativos.

La elección de la muestra contempla además las condiciones ambientales de operación de los transformadores. Por esta razón se han elegido transformadores que operan en las diferentes regiones del país.

Tabla A.5.5. Transformadores monofásicos 138 kV-33 MVA

Subestación	No. Serie	Fase	Fabricante	Tensión	Potencia	Cargabilidad Media
				kV	MVA	%
MACHALA	574689	ATQ-FA	MITSUBISHI	138/69/13.8	20/26.7/33.3	45,50
TOTORAS	308302-3	ATQ-A	ANSALDO	138/69/13.8	20/26.7/33.3	43,97
SANTO DOMINGO	5A2256001	ATR-FA	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	67,19
CUENCA	5A2256005	ATQ-FA	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	68,20

Escogemos los transformadores de la subestaciones Machala y Cuenca obteniendo así dos unidades con niveles de cargabilidad diferentes. Además se tiene unidades operando en condiciones ambientales diferentes.

Tabla A.5.6. Transformadores monofásicos 138 kV-50 MVA

Subestación	No. Serie	Fase	Fabricante	Tensión	Potencia	Cargabilidad Media
				kV	MVA	%
POLICENTRO	3083051	ATQ-FA	ANSALDO	138/69/13.8	30/40/50	81,02
TRINITARIA	9578850101	ATQ-FA	MITSUBISHI	138/69/13.8	30/40/50	89,22
SALITRAL	31975	ATQ-FA	DILEGNANO	138/69/13.8	30/40/50	52,68
SALITRAL	9812282101	ATR-FA	MITSUBISHI	138/69/13.8	30/40/50	52,27
QUEVEDO	200721	ATR-FA	WESTINGHOUSE	138/69/13.8	33.6/44.8/56	47,37

De este grupo escogemos los transformadores de las subestaciones de Policentro y Trinitaria debido al alto porcentaje de carga media que presentan, las subestaciones no escogidas se hallan ya representadas por la subestación Machala ATQ-FA del grupo anterior cuya cargabilidad rodea el 50%, tiene condiciones ambientales similares.

Tabla A.5.7. Transformadores monofásicos 230 kV-33 MVA

RIOBAMBA	574685	TRK-A	MITSUBISHI	230/69/13.8	20/26.7/33.3	64,21

La subestación Riobamba no será tomada en cuenta ya que se tiene en la muestra la subestación Cuenca cuyo transformador tiene valores de carga media y capacidad de potencia muy próximos entre sí; y, las condiciones ambientales son similares.

Tabla A.5.8. Transformadores monofásicos 230 kV-55 MVA

DOS CERRITOS	9813100101	ATK-FA	MITSUBISHI	230/69/13.8	33/44/55	48,13
MACHALA	185512	TRK_FA	SIEMENS	230/69/13.8	33.3/44.4/55.5	6,88
MILAGRO	5BK000801	ATK-FA	OSAKA	230/69/13.8	33.3/44.4/55.5	54,25

Del siguiente grupo escogemos la subestación Milagro. Machala tiene un nivel de carga media demasiado bajo y Dos Cerritos tiene características similares a la subestación escogida.

Tabla A.5.9. Transformadores monofásicos 230/138 kV-33 MVA

TOTORAS	308303-4	ATT-A	ANSALDO	230/138/13.8	20/26.7/33.3	57,65

No se ha tomado en cuenta la subestación Totoras. Se considera representada por Cuenca ATQ-FA.

Tabla A.5.10. Transformadores monofásicos 230/138 kV-55.5 MVA

QUEVEDO	5BA 225504	ATT-FA	OSAKA	230/138/13.8	33.3/44.4/55.5	88,43
SANTO DOMINGO	5BA225501	ATU-FA	OSAKA	230/138/13.8	33.3/44.4/55.5	43,16

Se toman en cuenta ambos transformadores, el alto nivel de carga de Quevedo sugiere un consumo de vida alto. Santo Domingo tiene características representativas de algunos transformadores de la Costa.

Tabla A.5.11. Transformadores monofásicos 230/138 kV-125 MVA

PASCUALES	62486	ATT-FC	CENEMESA	230/138/13.8	75/100/125	59,73
PASCUALES	5BA225406	ATU-FA	OSAKA	230/138/13.8	75/100/125	49,61
SANTA ROSA	5BA 225402	ATU-A	OSAKA	230/138/13.8	75/100/125	34,85
SANTA ROSA	200379	ATT-FA	ABB	230/138/13.8	75/100/125	40,27
MOLINO	5BA225413	AT1-FA	OSAKA	230/138/13.8	75/100/125	53,03

Se toman Pascuales ATU y Molino AT1.

Los transformadores escogidos son los siguientes:

Tabla A.5.12. Transformadores monofásicos de la muestra final

MACHALA	574689	ATQ-FA	MITSUBISHI	138/69/13.8	20/26.7/33.3	45,50
CUENCA	5A2256005	ATQ-FA	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	68,20
POLICENTRO	3083051	ATQ-FA	ANSALDO	138/69/13.8	30/40/50	81,02
TRINITARIA	9578850101	ATQ-FA	MITSUBISHI	138/69/13.8	30/40/50	89,22
MILAGRO	5BK000801	ATK-FA	OSAKA	230/69/13.8	33.3/44.4/55.5	54,25
QUEVEDO	5BA 225504	ATT-FA	OSAKA	230/138/13.8	33.3/44.4/55.5	88,43
SANTO DOMINGO	5BA225501	ATU-FA	OSAKA	230/138/13.8	33.3/44.4/55.5	43,16
PASCUALES	5BA225406	ATU-FA	OSAKA	230/138/13.8	75/100/125	49,61
MOLINO	5BA225413	AT1-FA	OSAKA	230/138/13.8	75/100/125	53,03

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Según características nominales de voltaje y potencia la población trifásica es la siguiente: (los valores de potencia cercanos entre sí se han reunido en un solo grupo y se han tomado como referencia más relevante los niveles de voltaje del lado de alta tensión).

Tabla A.5.13. Población transformadores trifásicos según niveles de voltaje y potencia nominales

	20/26.7/33.3	30/40/50	40/50/60	120/150/200 (mayor a 100 MVA)
138 kV	6 unidades	4 unidades	10 unidades	1 unidades
230 kV	-	-	-	3 unidades

A continuación se muestran los transformadores que componen los grupos estratificados anteriormente y una breve descripción del procedimiento de elección de las unidades que forman la muestra final.

Tabla A.5.14. Transformadores trifásicos 138 kV-33.3 MVA

POSORJA	574725	ATQ-3F	MITSUBISHI	138/69/13.8	20/26.7/33.3	53,03
IBARRA	62490	ATQ	CENEMESA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	81,17
TULCAN	574726	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	20/26.7/33.3	45,51
ORELLANA	5BA225701	ATQ	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3	67,63
TENA	1N8009	TRQ	ITALTRAFO	138/69/13.8	20/26.7/33.3	17,95
PUYO	XA1992A001	ATQ	TRAFO	138/69/13.8	20/26.7/33.3	25,60

De este primer grupo se escogen las subestaciones tomando en cuenta la representatividad según ubicación geográfica. En la Sierra Ibarra y Tulcán, en la Costa Posorja y en el Oriente Orellana y Tena. Las subestaciones elegidas presentan condiciones de carga variadas relevantes en el estudio.

Tabla A.5.15. Transformadores trifásicos 138 kV-43 MVA

AMBATO	63986	AT1	FEDERAL PIONNER	138/69/13.8	33/43	69,69
IBARRA	31958	T1	DILEGNANO	138/34.5/13.8	30/40/50	24,95
IBARRA	574547	MOVIL	MITSUBISHI	138/69/3.2	30/32	

Del segundo grupo se escogen la subestación Ambato AT1 para obtener una representatividad más efectiva en la región Sierra en la que encontramos muchos transformadores con las características de esta unidad.

Tabla A.5.16. Transformadores trifásicos 138 kV-66.7 MVA

BABAHOYO	62489	ATQ-3F	CENEMESA	138/69/13.8	40/53/66.7	78,24
SANTA ELENA	574710	ATQ-3F	MITSUBISHI	138/69/13.8	44/53.3/66.7	63,34
IBARRA		ATR	SIEMENS	138/69/13.8	40/53.3/66.6	25,64
MULALO	62488	ATQ	CENEMESA	138/69/13.8	40/53.3/66.7	62,65
SANTA ROSA	31959	TRN	DILEGNANO	138/46/13.8	45/60/75	62,77
CHONE	9812283101	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	40/50/60	91,49
ESMERALDAS	1083011	AA1	ITALTRAFO	138/69/13.8	44.8/59.7/75	86,62
PORTOVIEJO	1083012	AA1	ITALTRAFO	138/69/13.8	44.8/59.7/75	81,16
PORTOVIEJO	59172	AA2	ABB	138/69/13.8	45/60/75	75,17
LOJA	574711	ATQ-3F	MITSUBISHI	138/69/13.8	40/53.3/66.7	58,98

Del tercer grupo se escogen las subestaciones Babahoyo ATQ-3F, Santa Elena ATQ-3F, Santa Rosa TRN, Chone ATQ, Esmeraldas AA1 y Portoviejo AA1. Las subestaciones muestran niveles de cargabilidad media y alta.

Tabla A.5.17. Transformadores trifásicos 138 kV-200 MVA

PASCUALES	185623	ATR-3F	SIEMENS	138/69/13.8	120/150/200	66,19

Se escoge también la subestación Pascuales ATR-F, debido principalmente el nivel nominal de potencia.

Tabla A.5.18. Transformadores trifásicos 230 kV-200 MVA

TRINITARIA	9940054	ATT-3F	PAUWELLS	230/138/13.8	135/180/225	38,48
POMASQUI	4003687	ATU	SIEMENS	230/138/13.8	180/240/300	55,33
SININCAY			SIEMENS	230/69/13.8	100/133.2/165.5	

Se escoge el transformador de la subestación Pomasqui ATU, por la alta potencia nominal que presenta y su ubicación en la región Sierra.

Los transformadores escogidos son los siguientes:

Tabla A.5.19. Transformadores trifásicos de la muestra final

POSORJA	574725	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	20/26.7/33.3
IBARRA	62490	ATQ	CENEMESA	138/69/13.8	20/26.7/33.3
TULCÁN	574726	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	20/26.7/33.3
ORELLANA	5BA225701	ATQ	OSAKA	138/69/13.8	20/26.7/33.3
TENA	1N8009	TRQ	ITALTRAFO	138/69/13.8	20/26.7/33.3
AMBATO	63986	AT1	FEDERAL PIONNER	138/69/13.8	33/43
BABAHOYO	62489	ATQ	CENEMESA	138/69/13.8	40/53/66.7
SANTA ELENA	574710	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	44/53.3/66.7
SANTA ROSA	31959	TRN	DILEGNANO	138/46/13.8	45/60/75
CHONE	9812283101	ATQ	MITSUBISHI	138/69/13.8	40/50/60
ESMERALDAS	1083011	AA1	ITALTRAFO	138/69/13.8	44.8/59.7/75
PORTOVIEJO	1083012	AA1	ITALTRAFO	138/69/13.8	44.8/59.7/75
PASCUALES	185623	ATR	SIEMENS	138/69/13.8	120/150/200
POMASQUI	4003687	ATU	SIEMENS	230/138/13.8	180/240/300

ANEXO 6

GRAFICAS DE TEMPERATURAS Y CARGAS DE TRANSFORMADORES

ANEXO 6: CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

Utilizando los datos del comportamiento de la carga suministrada a través del sistema SCADA para una semana típica de servicio y los datos de la temperatura ambiente expuestos en 4.5 junto con las consideraciones descritas anteriormente, en las figuras siguientes se expone la cargabilidad y las temperaturas del punto caliente y del tope del aceite actuales calculadas para los transformadores pertenecientes a la muestra.

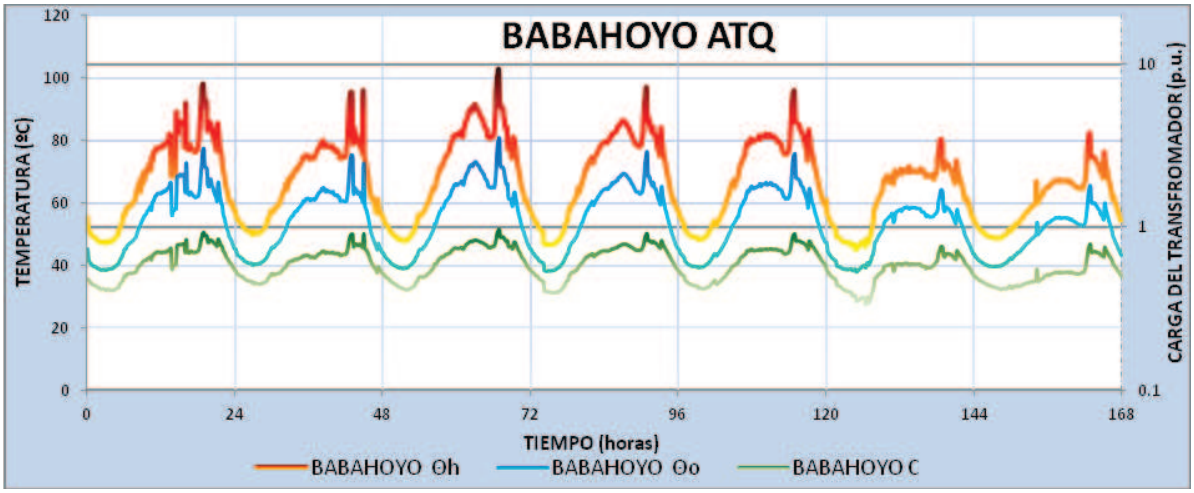


Figura A.6.1 Condiciones de operación actual Babahoyo y temperaturas

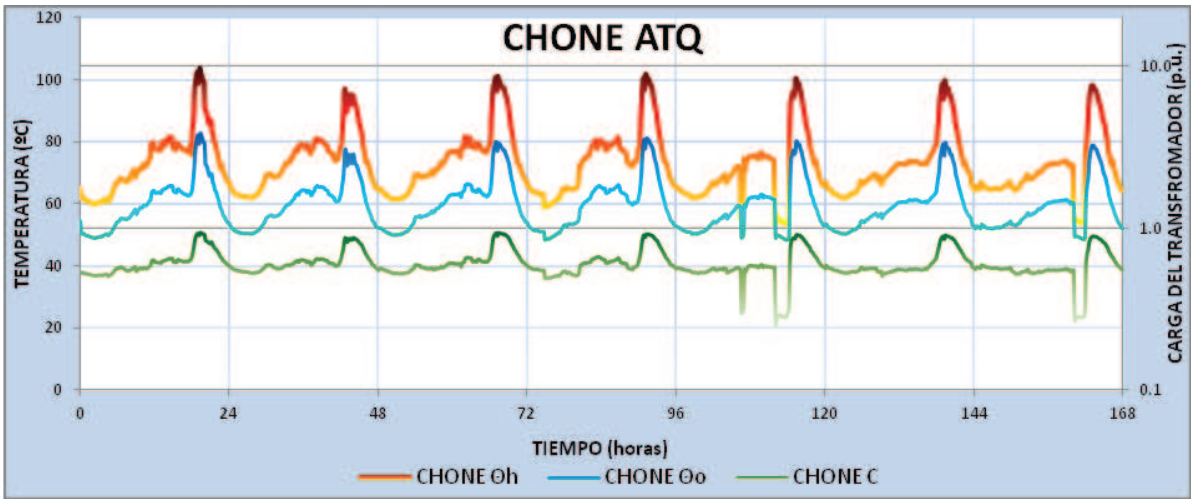


Figura A.6.2. Condiciones de operación actual Chone y temperaturas

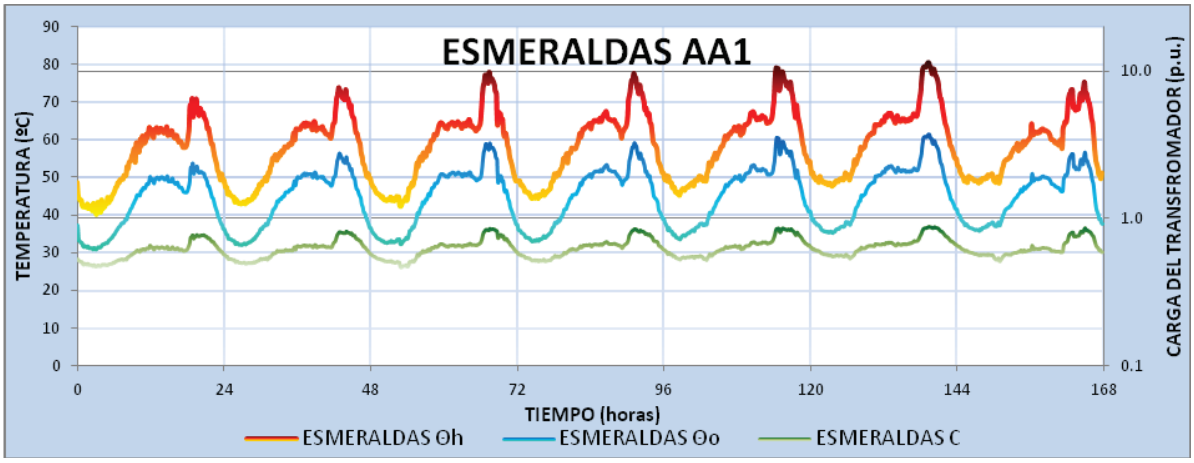


Figura A.6.3 Condiciones de operación actual Esmeraldas y temperaturas

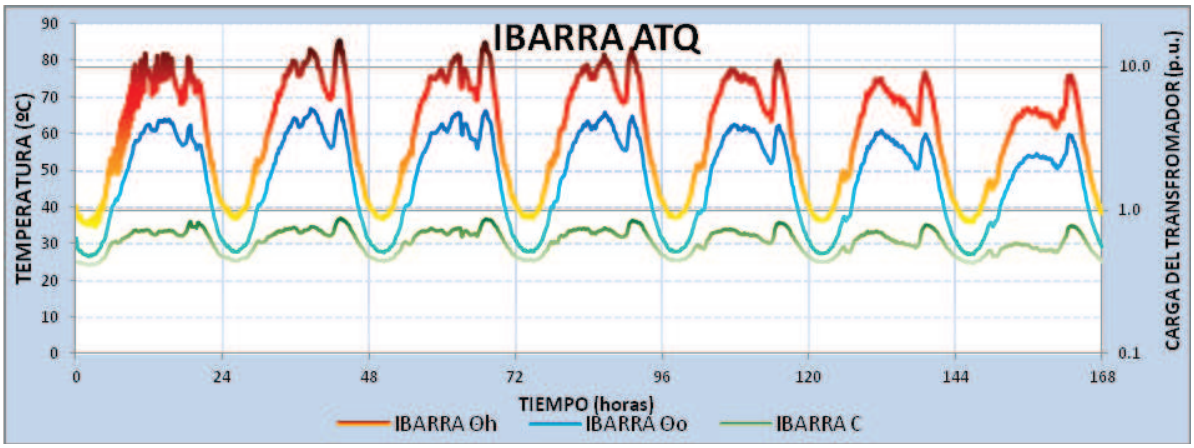


Figura A.6.4 Condiciones de operación actual Ibarra y temperaturas

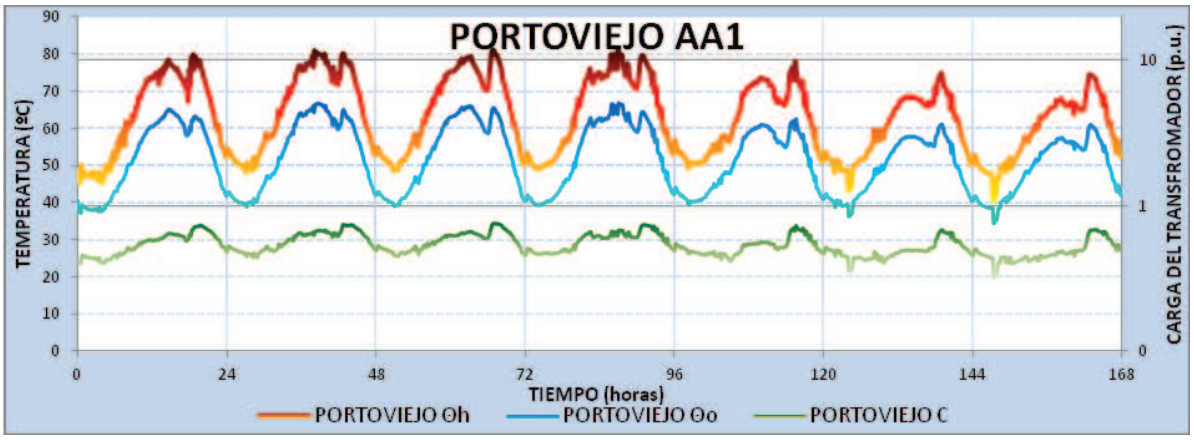


Figura A.6.5. Condiciones de operación actual Portoviejo y temperaturas

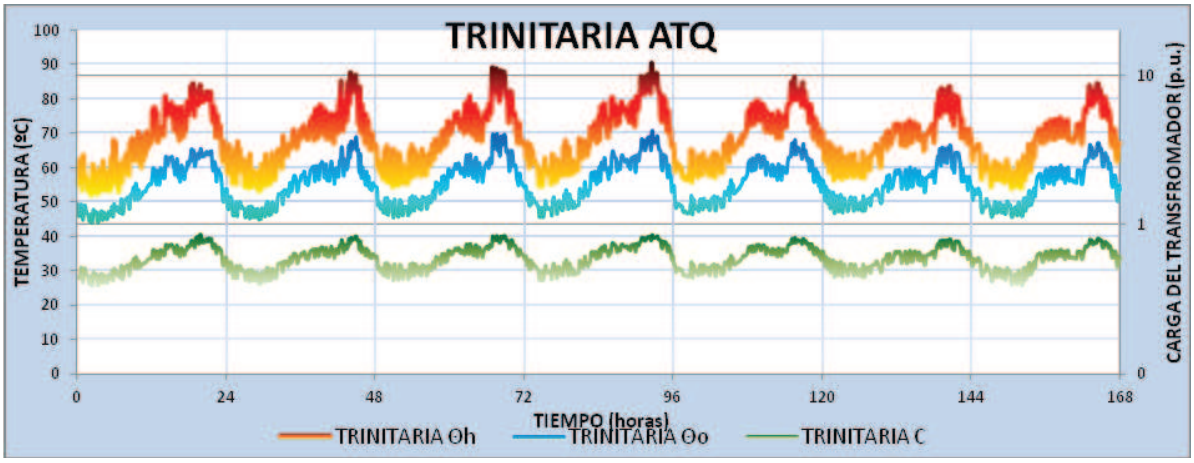


Figura A.6.6. Condiciones de operación actual Trinitaria y temperaturas

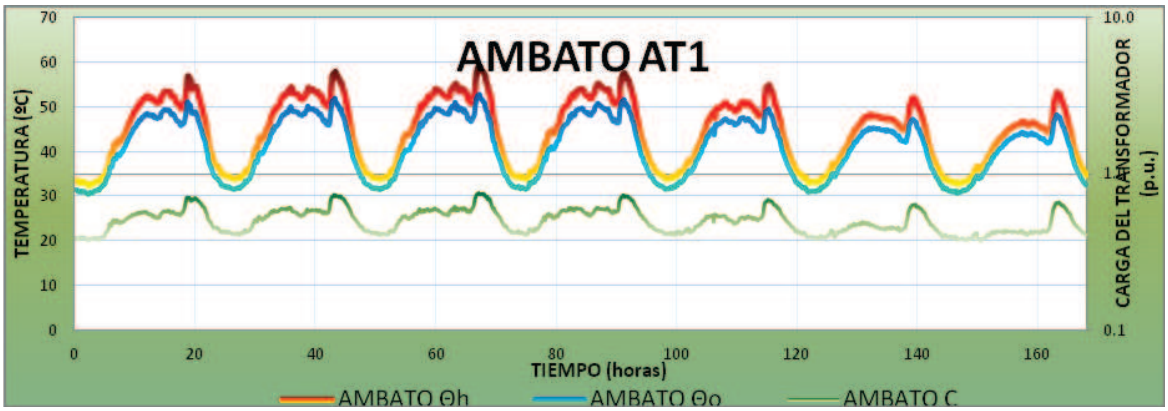


Figura A.6.7 Condiciones de operación actual Ambato y temperaturas

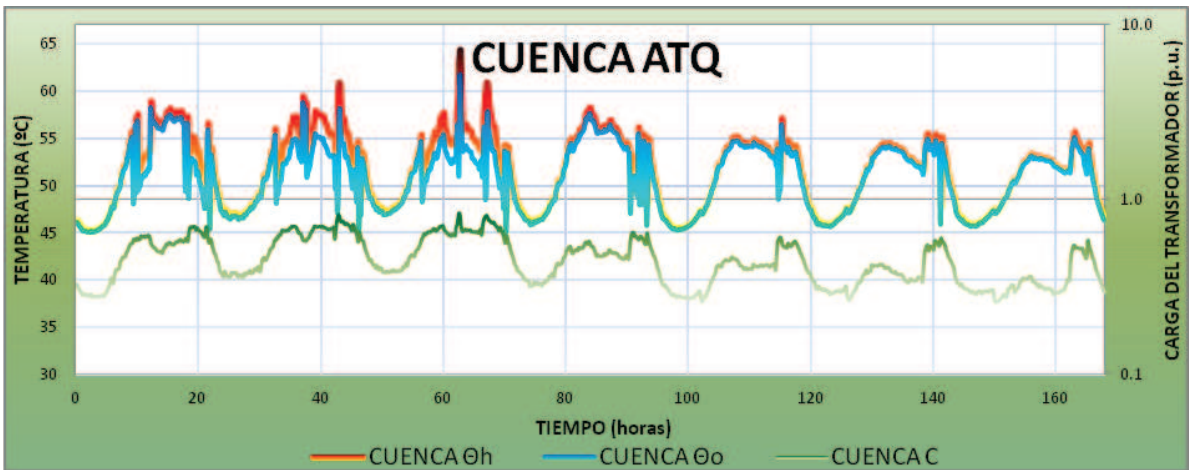


Figura A.6.8 Condiciones de operación actual Cuenca y temperaturas

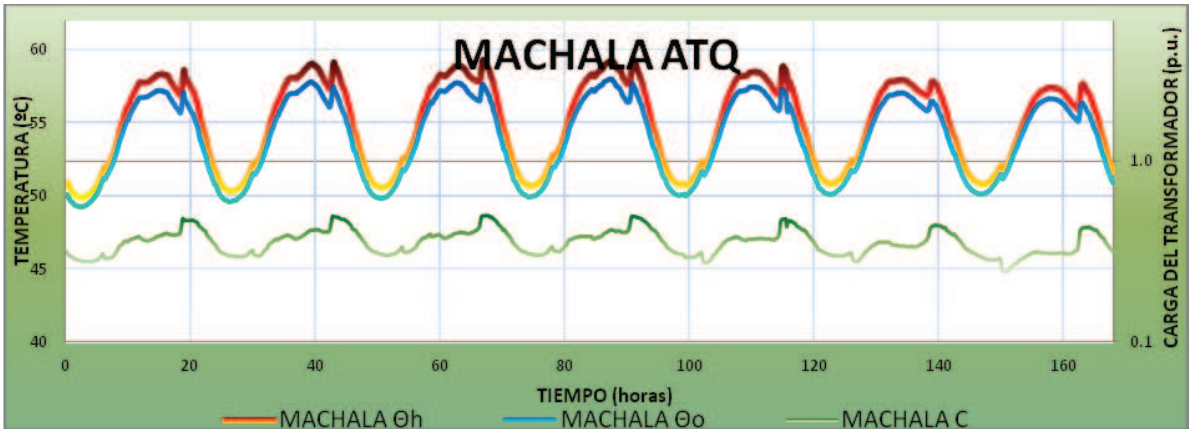


Figura A.6.9. Condiciones de operación actual Machala y temperaturas

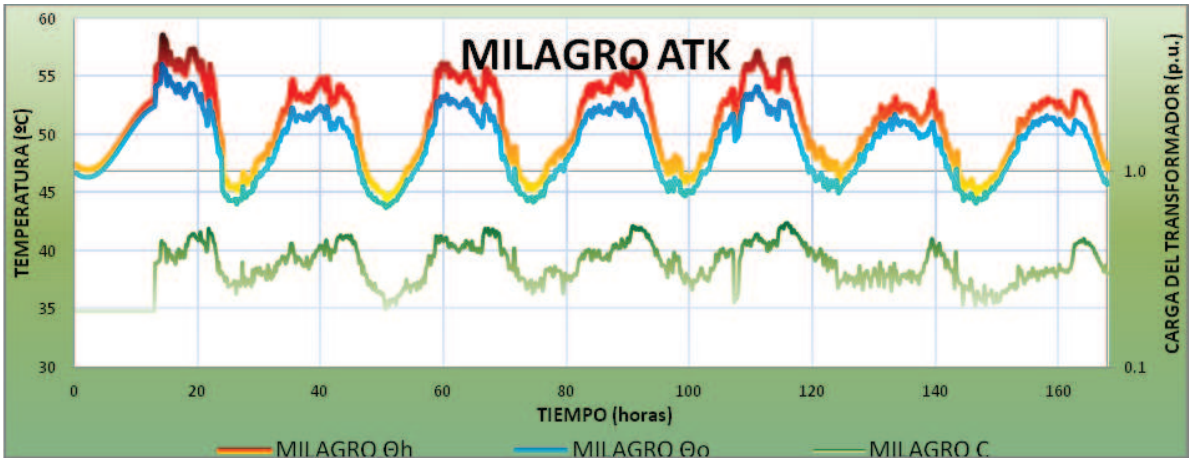


Figura A.6.10. Condiciones de operación actual Milagro y temperaturas

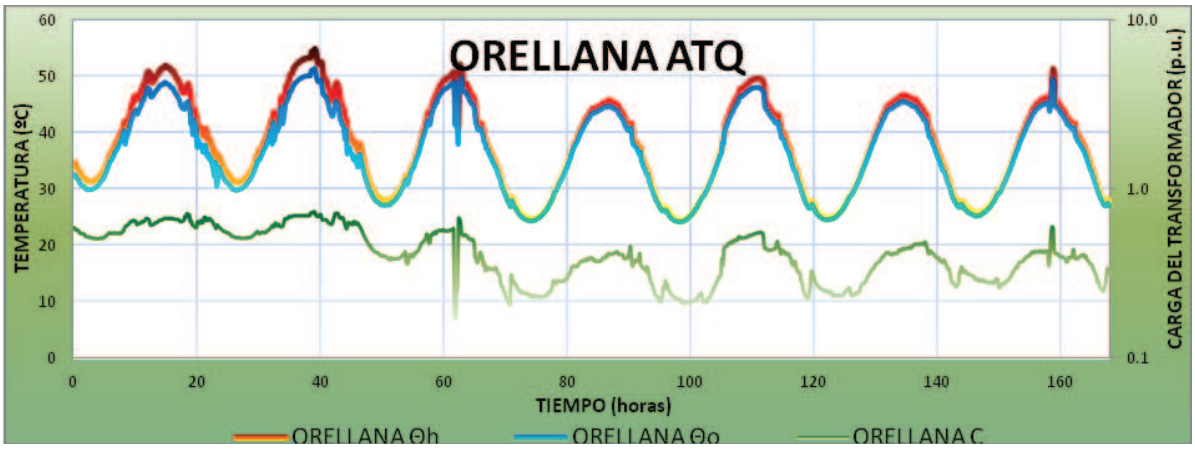


Figura A.6.11 Condiciones de operación actual Orellana y temperaturas

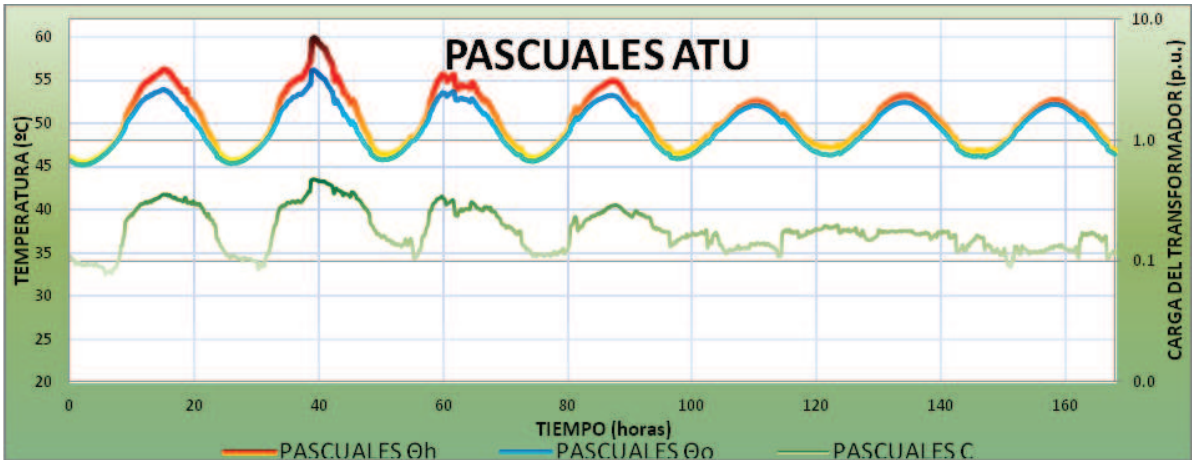


Figura A.6.12. Condiciones de operación actual Pascuales y temperaturas

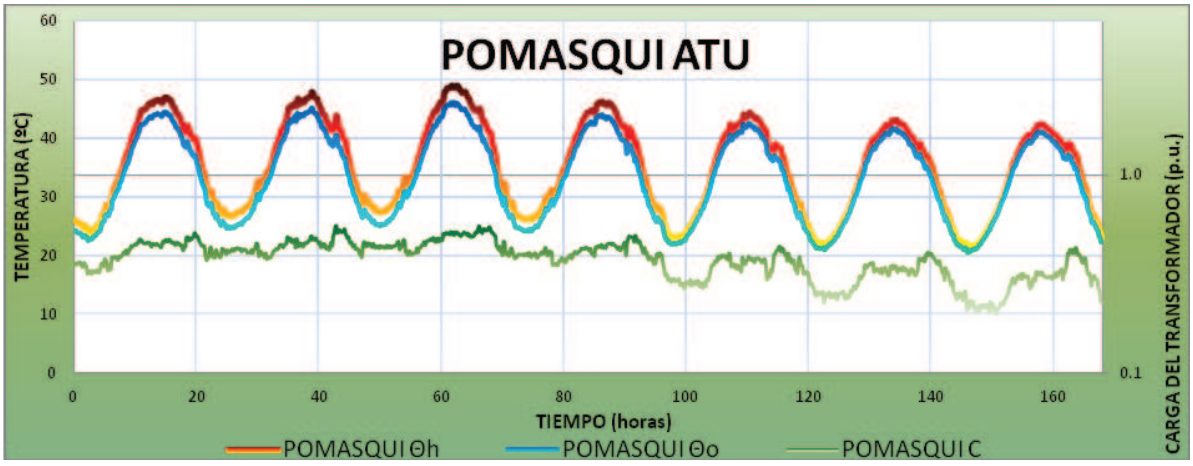


Figura A.613. Condiciones de operación actual Pomasqui y temperaturas

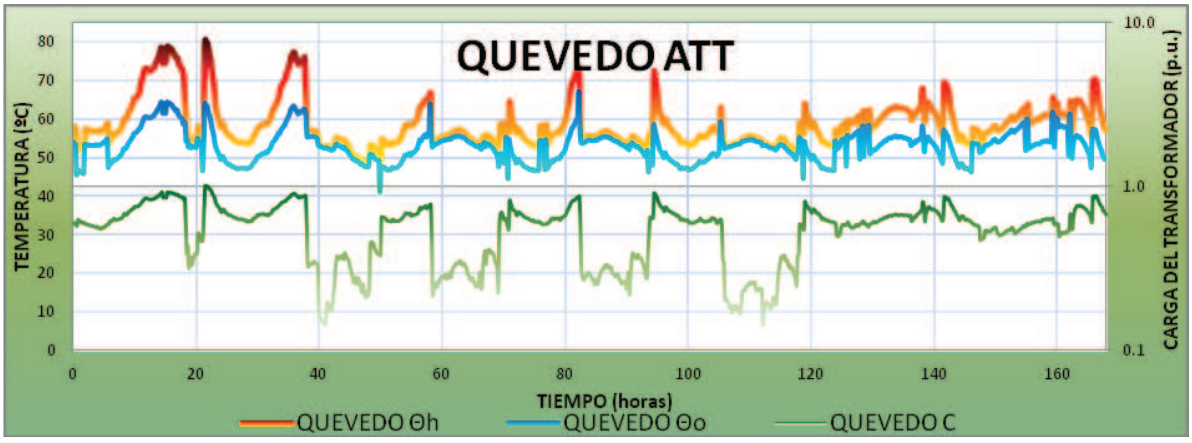


Figura A.6.14. Condiciones de operación actual Quevedo y temperaturas

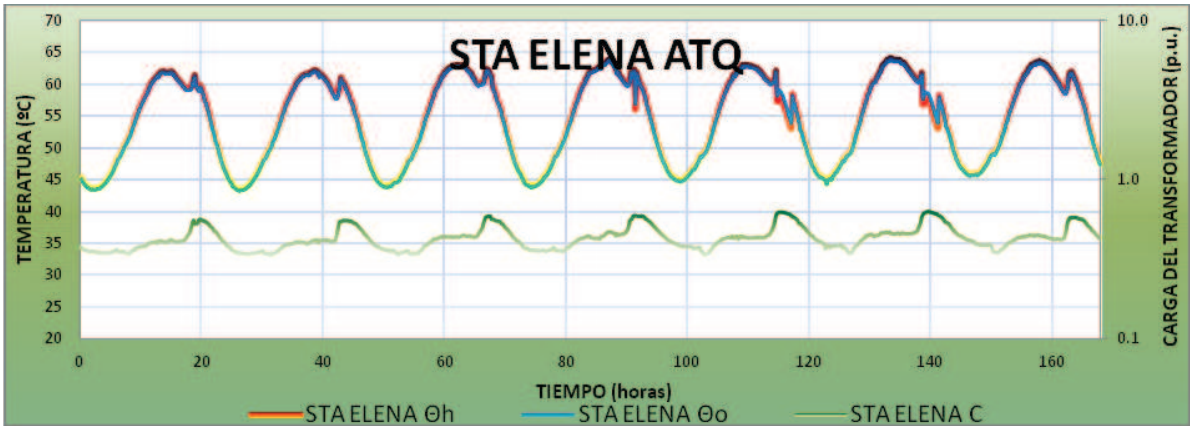


Figura A.6.15. Condiciones de operación actual Santa Elena y temperaturas

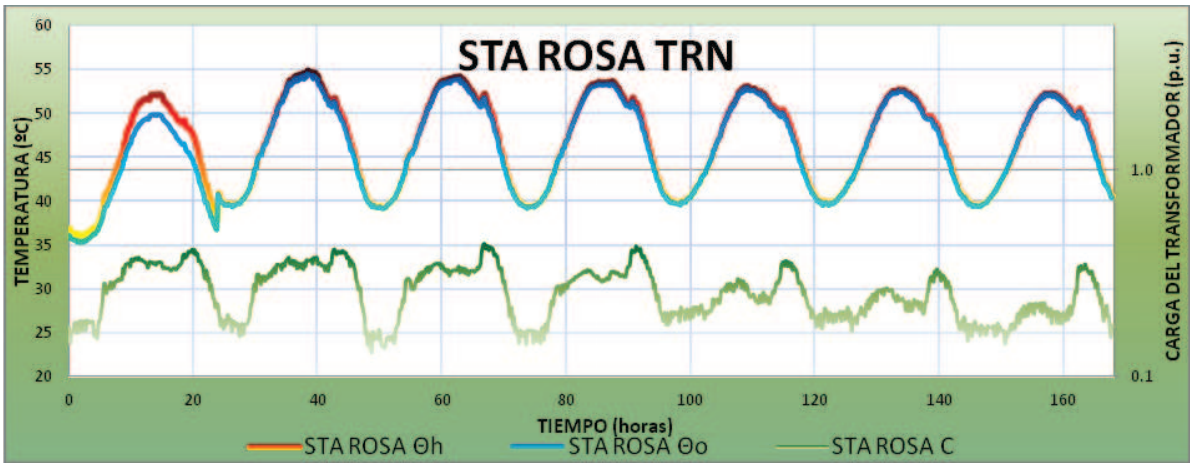


Figura A.6.16. Condiciones de operación actual Santa Rosa y temperaturas

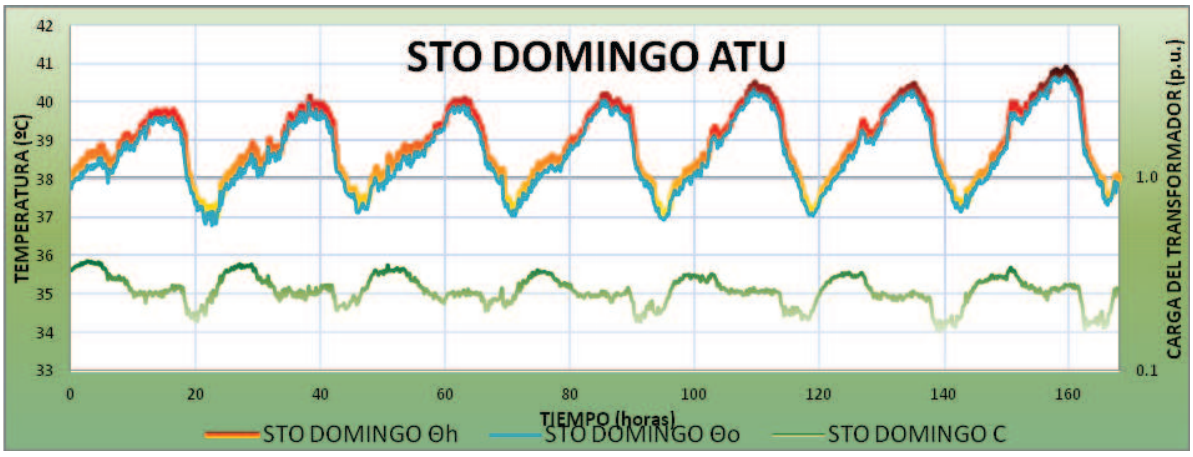


Figura A.6.17. Condiciones de operación actual Santo Domingo y temperaturas

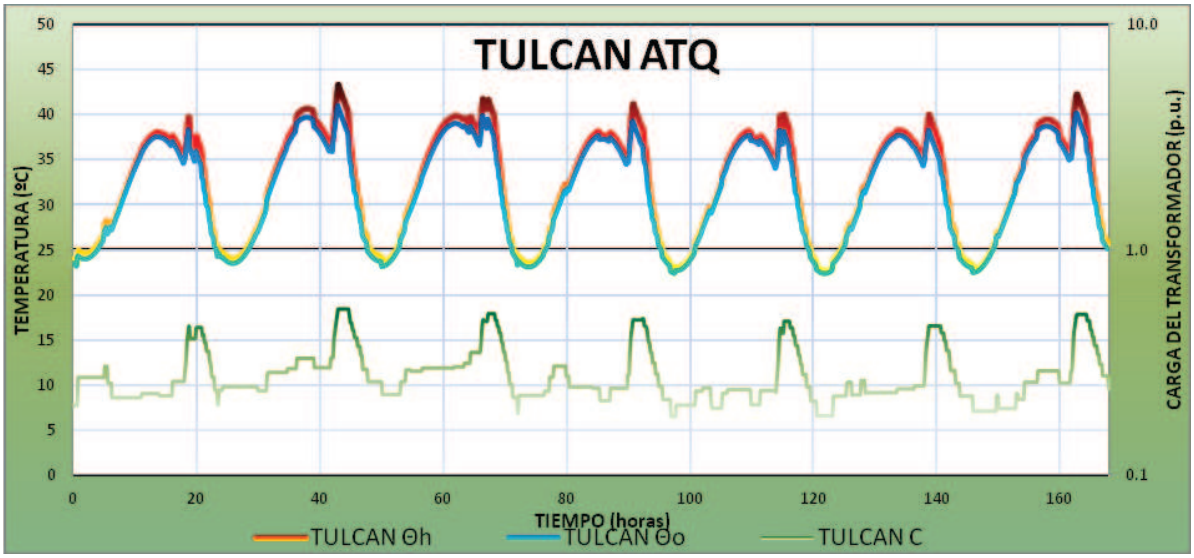


Figura A.6.18. Condiciones de operación actual Tulcán y temperaturas

ANEXO 7

REPORTES DE PRUEBA DE TRANSFORMADOR

ANEXO 7. REPORTES DE PRUEBA DEL TRANSFORMADOR

SIEMENS

Power Transmission and Distribution
Campo de Pruebas Transformadores Siemens Andina PTD
Cra 65 # 11-83 Bogotá D.C. -Colombia
Tel: (57)-1-2942399 Fax:(57)-1-2942529

Cliente TRANSELECTRIC IBARRA **Serial** 185624 **Protocolo** 588 **Potencia** 40 / 53.32 / 66.66 MVA

Protocolo de Ensayo Pérdidas en Vacío

Fecha [dd/mm/aaaa] 02/05/2006 **Temp Ambiente** 20.3 °C **Temp Aceite** 21.8 °C **Norma** IEC 60076

Tap 3

Pot Base [MVA]	Voltaje Base [V]	Voltaje [p.u]	Voltaje Aplicado [V]	Terms A	Terms B	Terms C	Term 1	I1 [A]	Term 2	I2 [A]	Term 3	I3 [A]	Ref Temp [°C]	Po [kW]	Io [%]
40	13800	0.60	8280	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1	Y1	0.624	Y2	0.632	Y3	0.358	20	6.752	0.0321
40	13800	0.70	9660	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1	Y1	0.727	Y2	0.718	Y3	0.404	20	9.041	0.0368
40	13800	0.80	11040	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1	Y1	0.854	Y2	0.802	Y3	0.455	20	12.054	0.0420
40	13800	0.90	12420	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1	Y1	1.072	Y2	0.914	Y3	0.574	20	16.005	0.0510
40	13800	0.95	13110	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1	Y1	1.392	Y2	1.109	Y3	0.821	20	18.51	0.0662
40	13800	1.00	13800	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1	Y1	2.367	Y2	1.812	Y3	1.575	20	21.541	0.1146
40	13800	1.05	14490	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1	Y1	5.334	Y2	4.089	Y3	3.885	20	25.506	0.2651
40	13800	1.10	15180	Y1-Y2	Y2-Y3	Y3-Y1	Y1	8.966	Y2	7.244	Y3	7.172	20	29.886	0.4657

Equipo utilizado

Functionmeter No Cal. 32102604

CT GSW 45 5/10/50A-5A No Cal. 51026401 CT GSW 45 5/10/50A-5A No Cal. 51026402

CT GSW 45 5/10/50A-5A No Cal. 51026403 PT GSE 45 38000/110 No Cal. 51015701

PT GSE 45 38000/110 No Cal. 51015702 PT GSE 45 38000/110 No Cal. 51015703

Valores Garantizados

Voltaje	Po (kW)	Io(%)
100%	22	0.1
110%	33	

Observaciones

Resultado SATISFACTORIO Código Documento: F1073509.305

Responsable Matrícula Prof. Ing. Ivan F. Montagon CN2[illegible]

SIEMENS POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CAMPO DE PRUEBAS GESTION DE CALIDAD

Dept Diseño Eléctrico

Gerente de Calidad

Ing Jorge Mera

Ing. Carlos Fierro

SIEMENS

Power Transmission and Distribution
Campo de Pruebas Transformadores Siemens Andina PTD
Cra 65 # 11-83 Bogotá D.C. -Colombia
Tel: (57)-1-2942399 Fax:(57)-1-2942529

Cliente	TRANSELECTRIC IBARRA	Serial	185624	Protocolo	588	Potencia	40 / 53.32 / 66.66 MVA

Protocolo Prueba Pérdidas en Carga

Fecha [dd/mm/aaaa]	02/03/2006	Temp Ambiente	20 °C	Temp Aceite	24.7 °C	Norma	IEC 60076

Potencia Base [MVA] 8

Devanados / Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp de Ensayo I2R [kW]	Pk[kW] Me. Corr.	Zk [%]	Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp de Referencia I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	31.875	8.16	15.9237	5.236	75	144900	9.744	15.943	5.238
1 / 1	7601	7598	7566			15.562						
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	33.469	8.209	16.2957	5.131	75	138000	9.803	16.273	5.133
3 / 1	7095	7092	7057			15.935						
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	35.231	8.262	16.0227	5.059	75	131100	9.865	16.075	5.061
5 / 1	6648	6644	6608			15.678						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	60.853	8.719	14.6188	2.834	75	75900	10.411	15.187	2.836
1 / 1	2154	2152	2148			14.423						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	66.939	9.105	15.2468	3.199	75	69000	10.872	15.833	3.201
17 / 1	2211	2208	2204			15.029						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	74.376	9.62	17.2373	3.782	75	62100	11.487	17.646	3.784
33 / 1	2352	2349	2345			16.975						

Potencia Base [MVA] 10

Devanados / Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp de Ensayo I2R [kW]	Pk[kW] Me. Corr.	Zk [%]	Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp de Referencia I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	39.844	12.75	24.8237	6.591	75	144900	15.225	24.866	6.593
1 / 1	9567	9559	9528			24.262						
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	41.836	12.827	24.0331	6.411	75	138000	15.317	24.258	6.413
3 / 1	8865	8857	8823			23.504						
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	44.038	12.909	24.6507	6.323	75	131100	15.414	24.805	6.325
5 / 1	8308	8300	8261			24.123						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	76.067	13.624	23.0103	3.543	75	75900	16.268	23.871	3.546
1 / 1	2694	2690	2685			22.703						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	83.673	14.227	24.3689	4.041	75	69000	16.988	25.19	4.044
17 / 1	2792	2789	2784			24.021						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	92.971	15.032	26.7458	4.717	75	62100	17.949	27.418	4.72
33 / 1	2934	2930	2925			26.339						

Responsable
Matrícula Prof

SIEMENS POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CAMPO DE PRUEBAS GESTIÓN DE CALIDAD

Dept Diseño Eléctrico

Gerente de Calidad

Ing Jorge Mera

Ing Carlos Fierro

SIEMENS

Power Transmission and Distribution
Campo de Pruebas Transformadores Siemens Andina PTD
Cra 65 # 11-83 Bogotá D.C. -Colombia
Tel: (57)-1-2942399 Fax:(57)-1-2942529

Cliente	TRANSELECTRIC IBARRA	Serial	185624	Protocolo	588	Potencia	40 / 53.32 / 66.66 MVA

Protocolo Prueba Pérdidas en Carga

Fecha [dd/mm/aaaa]	02/03/2006	Temp Ambiente	20 °C	Temp Aceite	24.7 °C	Norma	IEC 60076

Potencia Base [MVA] 12

Devanados / Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp de Ensayo I2R [kW]	Pk[kW] Me. Corr.	Zk [%]	Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp de Referencia I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	47.813	18.361	36.7655	7.941	75	144900	21.924	36.641	7.943
1 / 1	11526	11514	11482			35.935						
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	50.204	18.472	36.514	7.766	75	138000	22.056	36.494	7.768
3 / 1	10737	10725	10691			35.713						
AT / TER	H1-H2	H2-H3	H3-H1	52.846	18.589	36.5559	7.554	75	131100	22.197	36.587	7.557
5 / 1	9925	9913	9874			35.772						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	91.28	19.619	33.353	4.25	75	75900	23.426	34.68	4.254
1 / 1	3231	3226	3222			33.058						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	100.408	20.487	35.276	4.897	75	69000	24.463	36.428	4.901
17 / 1	3384	3380	3374			34.774						
BT / TER	X1-X2	X2-X3	X3-X1	111.565	21.646	38.246	5.652	75	62100	25.847	39.262	5.656
33 / 1	3515	3511	3505			37.665						

Potencia Base [MVA] 40

Devanados / Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp de Ensayo I2R [kW]	Pk[kW] Me. Corr.	Zk [%]	Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp de Referencia I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	159.378	30.399	59.962	7.988	75	144900	36.299	58.74	7.988
1 / 1	11702	11649	11373			57.196						
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	167.347	32.836	59.639	7.081	75	138000	39.209	59.637	7.081
3 / 17	9908	9843	9565			57.229						
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	176.155	39.487	71.014	6.373	75	131100	47.15	71.723	6.374
5 / 33	8476	8447	8144			68.829						

Potencia Base [MVA] 53.32

Devanados / Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp de Ensayo I2R [kW]	Pk[kW] Me. Corr.	Zk [%]	Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp de Referencia I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	212.452	54.016	106.634	42.815	75	144900	64.499	104.482	42.815
1 / 1	155512	15457	15150			101.759						
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	223.074	58.347	109.381	9.381	75	138000	69.67	108.725	9.382
3 / 17	13101	13026	12712			104.981						
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	234.815	70.165	128.183	8.587	75	131100	83.781	129.066	8.588
5 / 33	11403	11377	10994			124.238						

Responsable Ing. [illegible]
Matricula Prof CM 85 38590

SIEMENS POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CAMPO DE PRUEBAS GESTION DE CALIDAD

Dept Diseño Electrico

Gerente de Calidad

Ing Jorge Mera

Ing. Carlos Fierro

SIEMENS

Power Transmission and Distribution
Campo de Pruebas Transformadores Siemens Andina PTD
Cra 65 # 11-83 Bogotá D.C. -Colombia
Tel: (57)-1-2942399 Fax:(57)-1-2942529

Cliente TRANSELECTRIC IBARRA **Serial** 185624 **Protocolo** 588 **Potencia** 40 / 53.32 / 66.66 MVA

Protocolo Prueba Pérdidas en Carga

Fecha [dd/mm/aaaa] 02/03/2006 **Temp Ambiente** 20 °C **Temp Aceite** 24.7 °C **Norma** IEC 60076

Potencia Base [MVA] 66.66

Devanados / Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp de Ensayo I2R [kW]	Pk[kW] Me. Corr.	Zk [%]	Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp de Referencia I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	265.605	84.426	165.318	13.185	75	144900	100.81	162.251	13.186
1 / 1	19247	19195	18875			157.791						
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	278.885	91.195	166.438	11.649	75	138000	108.892	166.327	11.65
3 / 17	16252	16168	15810			159.776						
AT / BT	H1-H2	H2-H3	H3-H1	293.563	109.665	198.703	10.661	75	131100	130.947	200.407	10.662
5 / 33	14137	14102	13691			192.605						

Equipo utilizado

Power Analyzer D6100 No Cal. 32102602

CT GSW 45 600-100/5A No Cal. 51026503 CT GSW 45 600-100/5A No Cal. 51026501

CT GSW 45 600-100/5A No Cal. 51026502 PT GSE 45 38000/110 No Cal. 51015701

PT GSE 45 38000/110 No Cal. 51015702 PT GSE 45 38000/110 No Cal. 51015703

Valores Garantizados

Taps	Pk(kW)	Z(%)	MVA
AT 3-BT N	69	7.0	40
AT 3-BT N	120		53.32
AT 3-BT N	180		66.66

Observaciones

Otros Valores Garantizados

Taps	Z(%)	MVA
AT 3-TER	8.2	12
BT N- TER	5.3	12

Resultado SATISFACTORIO

Código Documento: F1073508.305

Responsable: Ing. [illegible]
Matrícula Prof. CN205 [illegible]

SIEMENS POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CAMPO DE PRUEBAS GESTION DE CALIDAD

Dept Diseño Eléctrico

Gerente de Calidad

Ing Jorge Mera

Ing. Carlos Fierro