

**ANÁLISIS DE CARGABILIDAD Y PÉRDIDA DE VIDA ÚTIL DE LOS
TRANSFORMADORES DE 500/230kV, INSTALADOS EN EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ANÁLISIS DE CARGABILIDAD Y PÉRDIDA
DE VIDA ÚTIL DE LOS TRANSFORMADORES
DE 500/230kV, INSTALADOS EN EL SISTEMA
NACIONAL INTERCONECTADO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: FABIÁN DANIEL VARGAS ESPINOZA

TUTOR: ROGELIO ALFREDO ORIZONDO MARTÍNEZ

Quito -Ecuador
2023

Fabián Daniel Vargas Espinoza

ANÁLISIS DE CARGABILIDAD Y PÉRDIDA DE VIDA ÚTIL DE LOS TRANSFORMADORES DE 500/230kV, INSTALADOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



Fabián Daniel Vargas Espinoza (Y'1996 – J'07). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Superior “Central Técnico” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en un modelado matemático para determinar la vida útil de los transformadores de 500kV. fvargas@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Rogelio Alfredo Orizondo Martínez (Y'1972 -M'1). Nació en Caracas, Venezuela. Recibió su título en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Simón Bolívar en 1999 y el MSc. en la Universidad Simón Bolívar en 2006. Actualmente es docente en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus áreas de investigación incluyen electrónica de potencia, especialmente FACTS, sistemas de puesta a tierra y protección catódica. rorizondo@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO – ECUADOR

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Fabián Daniel Vargas Espinoza con documento de identificación N° 1718981705 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 15 de mayo del año 2023

Atentamente,



Fabián Daniel Vargas Espinoza
1718981705

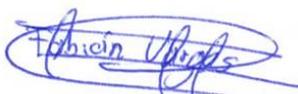
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Fabián Daniel Vargas Espinoza con documento de identificación No. 1718981705, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto Técnico: “Análisis de cargabilidad y pérdida de vida útil de los transformadores de 500/230kV, instalados en el sistema nacional interconectado”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 15 de mayo del año 2023

Atentamente,



Fabián Daniel Vargas Espinoza

1718981705

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Rogelio Alfredo Orizondo Martínez con documento de identificación N° 1757424195, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación ANÁLISIS DE CARGABILIDAD Y PÉRDIDA DE VIDA ÚTIL DE LOS TRANSFORMADORES DE 500/230kV, INSTALADOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, realizado por Fabián Daniel Vargas Espinoza con documento de identificación N° 1718981705, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 15 de mayo del año 2023

Atentamente,



Ing. Rogelio Alfredo Orizondo Martínez, MSc.
1757424195

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Planteamiento del problema.....	2
1.2. Alcance.....	3
1.3. Objetivo Principal.....	3
1.4. Objetivos específicos.....	3
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Fundamentos.....	5
2.2. Sistemas eléctricos.....	5
2.3. Transformador de potencia.....	6
2.4. Partes del transformador.....	7
2.4.1. Núcleo	7
2.4.2. Cuba	8
2.4.3. Bobinado	8
2.4.4. Bushings	9
2.4.5. Cambiador de tomas.....	10
2.4.6. Relé Buchholz	10
2.4.7. Radiador.....	11
2.4.8. Indicadores de temperatura	11
2.4.9. Tanque conservador	12
2.4.10. Aceite dieléctrico	13
2.5. Tipos de transformadores por el tipo de aislamiento	13
2.5.1. Transformadores aislados con aceite mineral	13
2.5.2. Transformadores aislados con aceite vegetal	14
2.5.3. Transformadores aislados.....	14
2.5.4. Transformadores aislados con fluorogás.	14
2.5.5. Transformadores aislados con aire y nitrógeno	15
2.6. Tipo de transformadores, por el tipo de enfriamiento	15
2.6.1. Sistema de enfriamiento ONAN	15
2.6.2. Sistema de enfriamiento ONAF	15
2.6.3. Sistema de enfriamiento OFAF	15
2.6.4. Sistema de enfriamiento ODAF	16
2.6.5. Transformadores refrigerados por ventilador	16
2.6.6. Transformadores con refrigeración forzada	16
2.6.7. Transformadores refrigerados por agua	16

2.6.8.	Potencia	16
2.7.	Sobrecarga de transformadores.....	17
2.7.1.	Sobrecarga de corta duración	17
2.7.2.	Sobrecarga de larga duración	18
2.8.	Vida útil.....	18
2.8.1.	Norma IEC 60076-7	18
2.8.2.	Papel térmicamente mejorado.....	19
2.8.3.	Punto caliente (hot-spot)	19
2.8.4.	Elevación de la temperatura en transformadores	21
2.8.5.	Ecuación para el cálculo de la vida útil	23
2.9.	Cargabilidad de los transformadores.....	23
2.9.1.	Consideraciones	24
2.9.2.	Información requerida	25
2.9.3.	Metodología para la cargabilidad de transformadores	26
2.9.4.	Evaluación y cálculo de cargabilidad por clase de transformador.....	27
2.9.5.	Análisis DGA	27
2.9.6.	Análisis AFQ.....	28
2.9.7.	Ensayos eléctricos en campo	29
2.9.8.	Reportes de mantenimientos (novedades)	30
2.9.9.	Registros de fallas eléctricas soportadas por el transformador	30
2.9.10.	Transformadores envejecidos.....	30
2.9.11.	Evaluación y cálculo de cargabilidad para transformadores operando en paralelo	31
2.9.12.	Diagrama de flujo	31
3.	MARCO METODOLÓGICO.....	34
3.1.	Ecuaciones diferenciales	34
3.2.	Conversión de ecuaciones	35
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	38
4.1.	Introducción	38
4.2.	Clasificación del transformador	38
4.3.	Parámetros del autotransformador para estimar la vida remanente	39
4.4.	Factor de carga K	39
4.5.	Análisis de vida útil por subestación	40
4.5.1.	San Rafael	41
4.5.2.	El Inga	41
4.5.3.	Chorrillos	42

4.6. Análisis de Cargabilidad	43
4.6.1. San Rafael	43
4.6.2. El Inga	47
4.6.3. Tisaleo	51
4.6.4. Chorrillos	53
5. RESUMEN DE DATOS	58
6. CONCLUSIONES	60
7. RECOMENDACIONES.....	61
8. BIBLIOGRAFÍA.....	62

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Elementos de un sistema eléctrico	6
Figura 2 Autotransformador 500/230kV “S/E San Rafael”	7
Figura 3 Núcleo del transformador 500/230kV	8
Figura 4 Cuba o carcasa del Autotransformador 500/230kV “S/E Chorrillos”	8
Figura 5 Bobinado de transformador 1500KVA	9
Figura 6 Bushings de transformador “S/E El Inga”	9
Figura 7 Cambiador de tomas (OLTC) “S/E Novacero”	10
Figura 8 Relé Buchholz.....	11
Figura 9 Radiador del Autotransformador 500/230kV “S/E Tisaleo”	11
Figura 10 Indicadores de temperatura “S/E El Inga”	12
Figura 11 Tanque conservador “S/E El Inga”	12
Figura 12 Diagrama de distribución de temperaturas en el transformador	22
Figura 13 Diagrama de flujo de operación de los transformadores.	33
Figura 14 Representación de ecuaciones diferenciales en diagrama de bloques	34
Figura 15 Análisis de cargabilidad anual S/E San Rafael (MVA).....	46
Figura 16 Análisis de cargabilidad anual S/E El Inga (MVA).....	50
Figura 17 Análisis de cargabilidad anual S/E Chorrillos (MVA)	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características térmicas recomendadas para las ecuaciones diferenciales.....	21
Tabla 2 Cargabilidad permitida (%) para transformadores nuevos.....	27
Tabla 3 Límites DGA (ppm) para equipos en servicio >230 kV	28
Tabla 4 Límites AFQ para equipos en servicio >230 kV.....	29
Tabla 5 Cargabilidad permitida (%) para transformadores con degradación normal	30
Tabla 6 Cargabilidad permitida (%) para transformadores envejecidos	31
Tabla 7 Datos para la estimación de vida útil para el autotransformador	39
Tabla 8 Ingreso de datos de cargabilidad del año 2017-2021	39
Tabla 9 Datos de placa Transformador ATH S/E San Rafael.....	43
Tabla 10 Análisis DGA en $\mu\text{L/L}$ (ppm) S/E San Rafael	44
Tabla 11 Análisis AFQ S/E San Rafael	44
Tabla 12 Datos promedio mensual y anual en MVA S/E San Rafael.....	46
Tabla 13 Datos de placa Transformador ATH S/E El Inga.....	48
Tabla 14 Análisis DGA en $\mu\text{L/L}$ (ppm) S/E El Inga.....	48
Tabla 15 Análisis AFQ S/E El Inga	49
Tabla 16 Datos promedio mensual y anual de cargabilidad (MVA) S/E El Inga	50
Tabla 17 Datos de placa Transformador ATI S/E Tisaleo	51
Tabla 18 Análisis DGA en $\mu\text{L/L}$ (ppm) S/E Tisaleo.....	52
Tabla 19 Análisis AFQ S/E Tisaleo	53
Tabla 20 Datos de placa Transformador ATI S/E Chorrillos.....	54
Tabla 21 Análisis DGA en $\mu\text{L/L}$ (ppm) S/E Chorrillos	54
Tabla 22 Análisis AFQ S/E Chorrillos.....	55
Tabla 23 Datos promedio mensual y anual de cargabilidad (MVA) S/E Chorrillos.....	56
Tabla 24 Resumen de datos obtenidos del análisis de los autotransformadores	58
Tabla 25 Datos para determinar la vida útil S/E San Rafael	64
Tabla 26 Datos para determinar la vida útil S/E El Inga.....	65
Tabla 27 Datos para determinar la vida útil S/E Chorrillos	65

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Análisis de datos para determinar la vida útil.....	64
Anexo 2 Reporte de Mantenimiento de la Subestación San Rafael.....	66
Anexo 3 Reporte de Mantenimiento de la Subestación El Inga.....	70
Anexo 4 Reporte de Mantenimiento de la Subestación Tisaleo.....	74
Anexo 5 Reporte de Mantenimiento de la Subestación Chorrillos.....	78

TABLA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
A	Altura de instalación del transformador (Región Sierra altura aproximada 2800 msnm)	msnm
C	Capacidad térmica	W*s/K
c	Calor específico	W*s/(kg*K)
DP	Grado de polimerización	
D	Operador diferencial en ecuaciones diferenciales	
gr	Gradiente de temperatura promedio del devanado a temperatura promedio de aceite (en el tanque) a corriente nominal	kg
m_A	Masa del conjunto núcleo y bobina	kg
m_T	Masa del tanque y accesorios	kg
m_O	Masa de aceite	kg
FCA	Factor de corrección por altura	
H	Factor de punto caliente	
k_{11}	Constante del modelo térmico	
k_{21}	Constante del modelo térmico	
k_{22}	Constante del modelo térmico	
K	Factor de carga (corriente de carga/corriente nominal)	
L	Envejecimiento total durante el período de tiempo considerado	h
n	Número de cada intervalo de tiempo	
N	Número total de intervalos durante el período de tiempo considerado	
P	Pérdidas suministradas	W
P_e	Pérdidas relativas de Eddy del devanado	p.u.
P_w	Pérdidas del devanado	
R	Relación entre pérdidas de carga a corriente nominal y pérdidas sin carga	
TR	Incremento de temperatura del transformador	°C
T	Tiempo	min
V	Tasa relativa de envejecimiento	
V_n	Tasa relativa de envejecimiento durante el intervalo n	
t_n	Intervalo n-ésimo de tiempo	min
X	Exponente de potencia de las pérdidas totales versus el aumento de temperatura del aceite en la parte superior del tanque (exponente del aceite)	
Y	Exponente de potencia de corriente versus el aumento de temperatura del devanado (exponente del devanado)	
θ	Elevación de temperatura en la parte superior del devanado	
θ_a	Temperatura ambiente	°C
θ_E	Temperatura ambiente anual ponderada	°C
θ_h	Temperatura del punto caliente	°C

θ_{ma}	Temperatura mensual promedio	°C
θ_{ma-max}	Temperatura mensual promedio del mes más cálido, de acuerdo con IEC 60076-2:1993	°C
θ_o	Temperatura del aceite superior (en el tanque) a la carga considerada	°C
θ_{ya}	Temperatura anual promedio, de acuerdo con IEC 60076-2:1993	°C
τ_o	Constante de tiempo del aceite promedio	min
τ_w	Constante de tiempo del devanado	min
$\Delta\theta_{br}$	Incremento de temperatura del aceite inferior (en el tanque) a la carga nominal (pérdidas sin carga + pérdidas con carga)	K
$\Delta\theta_h$	Gradiente del punto caliente al aceite superior (en el tanque) a la carga considerada	K
$\Delta\theta_{hi}$	Gradiente del punto caliente al aceite superior (en el tanque) al inicio	K
$\Delta\theta_{hr}$	Gradiente del punto caliente al aceite superior (en el tanque) a la corriente nominal	K
$\Delta\theta_o$	Incremento de temperatura del aceite superior (en el tanque) a la carga considerada	K
$\Delta\theta_{oi}$	Incremento de temperatura del aceite superior (en el tanque) al inicio	K
$\Delta\theta_{om}$	Incremento de temperatura del aceite promedio (en el tanque) a la carga considerada	K
$\Delta\theta_{omr}$	Incremento de temperatura del aceite promedio (en el tanque) a la carga nominal (pérdidas sin carga + pérdidas con carga)	K
$\Delta\theta_{or}$	Incremento de temperatura superior del aceite (en el tanque) en estado estable a pérdidas nominales (pérdidas sin carga + pérdidas con carga)	K
$\Delta\theta'_{or}$	Incremento corregido de temperatura superior del aceite (en el tanque) debido al encierro	K
$\Delta(\Delta\theta_{or})$	Incremento extra de temperatura superior del aceite (en el tanque) debido al encierro	K
$\Delta\theta_{BO}$	Elevación de la temperatura en la parte inferior del aceite.	K
$\Delta\theta_{AO}$	Elevación de la temperatura en la parte media del aceite.	K
$\Delta\theta_{TO}$	Elevación de la temperatura de la parte superior del aceite.	K
$\Delta\theta_W$	Elevación de la temperatura en los devanados.	K
θ_{TO}	Temperatura en la parte superior del aceite.	°C
θ_W	Temperatura en los devanados.	°C
θ_{INF}	Temperatura en la parte inferior del tanque	°C

RESUMEN

Los bancos de transformación operan bajo perfiles de carga distintos, así como también en condiciones ambientales diferentes, tanto de temperatura, humedad y altitud. Esto hace que cada uno de los transformadores envejezca con diferente tasa de degradación. Es importante conocer la pérdida de vida que ha sufrido cada unidad con el fin de prever los mantenimientos correspondientes para reducir el riesgo de falla temprana de estos equipos. Si bien es cierto la vida útil calendario, estimada por los fabricantes de los transformadores, es un dato válido para realizar pronóstico de recuperación de inversiones, de costos de O&M, entre otros, pero no es información suficiente como para realizar análisis técnicos del estado de salud, límites de sobrecarga y tiempos de sobrecarga. Por ello, el presente documento propone un análisis de cargabilidad y duración de vida de los transformadores de 500/230kV instalados en la red de transmisión eléctrica de 500 kV del Ecuador, la fuente de energía es la generadora Coca Codo Sinclair una de las hidroeléctricas más grandes e importantes del Ecuador, por tal motivo se tiene la necesidad de realizar un estudio para estimar el promedio de vida de los transformadores, estos equipos que son los encargados de transformar y entregar la mayor parte de energía al país.

La necesidad de realizar un estudio técnico es poder observar el comportamiento que ha tenido en el transcurso de los años desde que se pusieron en servicio los transformadores, para ver en qué condiciones está operando, tomando en cuenta que cada subestación se encuentra en diferentes partes del país, diferente altura y diferentes cambios climáticos por consiguiente no se tendrán la misma vida útil del transformador en cada subestación.

El estudio técnico implementado dentro de este documento se basa en la norma IEC 60076-7 que mediante modelos matemáticos se estima la duración de vida útil esperada de los transformadores mediante datos de temperatura y cargabilidad que son tomados en rutina por operadores encargados de cada subestación eléctrica. Este estudio ayuda a los operadores para tomar acciones oportunas en los transformadores y alarga la vida útil de estos.

Palabras clave: Cargabilidad, Vida útil, Norma IEC 60076-7, Modelos matemáticos

ABSTRACT

The transformer banks operate under different load profiles, as well as in different environmental conditions, both temperature, humidity, and altitude. This causes each of the transformers to age with a different rate of degradation. It is important to know the loss of life that each unit has suffered to anticipate the corresponding maintenance to reduce the risk of early failure of this equipment. Although the calendar useful life, estimated by the manufacturers of the transformers, is true, it is valid data to make a forecast of recovery of investments, O&M costs, among others, but it is not enough information to carry out technical analysis of the state. health, overload limits and overload times. For this reason, this document proposes an analysis of the chargeability and life span of the 500/230kV transformers installed in the 500 kV electrical transmission network of Ecuador. The energy source is the Coca Codo Sinclair generator, one of the largest hydroelectric large and important in Ecuador, for this reason there is a need to carry out a study to estimate the average life of the transformers, these teams that are in charge of transforming and delivering most of the energy to the country.

The need to carry out a technical study is to be able to observe the behavior that it has had over the years since the transformers were put into service, to see in what conditions it is operating, considering that each substation is in different parts of the country, different altitude and different climatic changes, therefore, the same useful life of the transformer will not be had in each substation.

The technical study implemented within this document is based on the IEC 60076-7 standard, which uses mathematical models to estimate the expected useful life of transformers using temperature and chargeability data that are taken routinely by operators in charge of each electrical substation. This study greatly helps operators to take timely actions on transformers and extends their service life.

Key words: Loadability, Service life, IEC 60076-7 Standard, Mathematical models

1. INTRODUCCIÓN

Los transformadores son equipos encargados de elevar y bajar el nivel de voltaje, en este caso vamos a estudiar autotransformadores que tienen tres devanados en el cual poseen un terciario para servicios auxiliares.

Los transformadores son equipos grandes y robustos pero que requieren llevar un seguimiento conforme van pasando los años, por ello se debe realizar mantenimientos por lo menos una vez al año que es lo que recomienda el fabricante con el fin de evitar fallos y daños en el autotransformador que afecten la vida útil evitando desconexiones que pueden ser grandes pérdidas económicas debido a que alimentan a ciertos lugares importantes del país.

Estos transformadores por lo general se saben que tienen una vida útil de 40 años, pero esto puede variar de acuerdo con las condiciones de carga en el que están operando, a estos se les realiza mantenimiento por lo general cada año se les realiza pruebas eléctricas en las que se puede saber el estado del transformador, adicionalmente se debe realizar pruebas cromatográficas de aceite para saber el estado del transformador.

Otro de las causas que influyen en la vida útil del transformador son las condiciones climáticas en los que operan ya que influye es la altitud, la humedad que existe en el lugar en los que estos fueron instalados.

Debido a lo antes mencionado, el presente proyecto tiene por objetivo estimar la vida útil de los autotransformadores 500/230kV, instalados en el Sistema Nacional de Transmisión, utilizando el modelo térmico del transformador dado por norma IEC 60076-7, con datos reales de cargabilidad y temperaturas; para dar cumplimiento a este objetivo, se tienen los siguientes lineamientos: calcular las temperaturas más elevadas del devanado y del aceite de cada autotransformador, determinar la pérdida de vida de los autotransformadores que han sufrido desde su puesta en servicio, estimar el tiempo de vida remanente de los autotransformadores, estimar los límites de sobrecarga de los transformadores y analizar la incidencia de los diferentes parámetros técnico-ambientales en la pérdida de vida de cada uno de los autotransformadores.

1.1. Planteamiento del problema

Ecuador construyó una de las generadoras hidroeléctricas más grandes del Ecuador con una capacidad de 1500MW con lo que aporta un 35% de energía al país. La red de transmisión que conecta a la hidroeléctrica Coca Codo Sinclair está compuesta por 4 subestaciones que son San Rafael, El Inga, Tisaleo, Chorrillos, que fueron construidos por la empresa china HARBIN ELECTRIC INTERNACIONAL. Es necesario destacar que cada subestación está compuesta por diferentes bahías, que a su vez se componen por un banco de autotransformadores, conformado por 3 autotransformadores monofásicos de 500/230kV.

Estos transformadores son de marca Shandong Power Equipment Co., Ltd, (SPECO) de fabricación China, clase ONAN, estos equipos son indispensables en cualquiera de las subestaciones eléctricas ya que entregan energía a diferentes partes del Ecuador, si uno de estos llega a fallar compromete severamente a la estabilidad del SIN, y si se quedara sin energía una de las bahías que entregan energía a petroleras en el Ecuador representaría grandes pérdidas económicas al país.

Otro problema que representaría que uno de estos transformadores llegara a fallar ya sea por el tiempo de vida útil o por alguna falla eléctrica no se podría realizar un mantenimiento correctivo ya que es equipo muy delicado y no se tendría el repuesto de inmediato y se necesita realizar una logística que debe ser aprobada por CELEC EP para realizar dicho trabajo.

Por esto se ve la transcendencia de estimar la vida útil de los autotransformadores mediante datos de temperatura y cargabilidad que son tomados diariamente por un operador de cada subestación, estos datos serán implementados en ecuaciones de los modelos térmicos del transformador que están ya dados por la norma IEC 60076-7.

Esta información será de gran ayuda para el Operador Nacional de Electricidad CENACE, ya que podrán tomar decisiones anticipadas ante un fallo por el envejecimiento progresivo del transformador.

1.2. Alcance

El presente análisis de cargabilidad y pérdida de vida útil, se aplicará a 4 autotransformadores: seleccionando un equipo por subestación que están instalados en el corredor de 500kV del SNT de las 4 subestaciones San Rafael, El Inga, Tisaleo, Chorrillos. También se selecciona un autotransformador por subestación; debido a que, se puede hacer referencia con los demás autotransformadores, puesto que se encuentran en la misma subestación con las mismas temperaturas ambientales y siempre se mantienen en cargas balanceadas; por el motivo de no sobrecargar a ninguno y así tener un desgaste similar en todos y por ende la misma vida útil.

En los transformadores se emplea el modelo térmico del transformador dado por normas internacionales como la IEC e IEEE. Se debe destacar que este estudio se basará en datos operativos reales (perfil de carga, temperaturas «hot-spot» y «top-oil», temperatura ambiente, etc.) de tal manera que los resultados a obtener tengan coherencia y sean de utilidad para posteriores investigaciones.

1.3. Objetivo Principal

Estimar la vida útil de los autotransformadores 500/230kV, instalados en el Sistema Nacional de Transmisión, utilizando el modelo térmico del transformador de la norma IEC 60076-7 y datos reales de cargabilidad y temperaturas.

1.4. Objetivos específicos

- Calcular las temperaturas más elevadas del devanado (hot-spot) y del aceite (top-oil) de cada transformador, en base a sus perfiles de carga y al sistema de enfriamiento.
- Determinar la pérdida de vida útil de los transformadores que han sufrido desde su puesta en servicio, en base a los modelos térmicos y a la degradación del sistema de enfriamiento.

- Programar un estimador de vida remanente de los transformadores que pueda ser retroalimentada al paso de los años para evitar que el proceso de envejecimiento acelere.
- Establecer los límites de sobrecarga de los transformadores, con el fin de reducir el impacto en la pérdida de vida útil, ante una contingencia de este tipo.
- Analizar la incidencia de los diferentes parámetros técnico-ambientales en la pérdida de vida de cada uno de los transformadores, al operar con distintos niveles de carga y al estar expuestos a condiciones ambientales distintas.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Fundamentos

Uno de los más grandes e importantes generadores de electricidad del país, Coca Codo Sinclair, con su línea de transmisión de 500kV, aporta con el 35% de la energía requerida en el territorio. Esta red está compuesta por 4 subestaciones que son: San Rafael, El Inga, Tisaleo y Chorrillos, las cuales son las encargadas de transformar la energía para luego ser enviada a las diferentes ciudades del país. En cada una de estas subestaciones están instalados bancos de transformadores monofásicos de 500/230kV.

Debido a que estos equipos son tan costosos e indispensables para la transmisión de energía eléctrica, se debe contemplar muchas acciones para el correcto funcionamiento como pruebas eléctricas, mantenimientos programados, operación adecuada, entre otras; sin embargo, una de las principales referencias para establecer dichas acciones, es la pérdida de vida útil que sufren los transformadores debido al envejecimiento de sus sistemas de aislamiento. Con la ayuda del modelo térmico del transformador de la norma IEC, se puede estimar la vida remanente con una aproximación aceptable debido a la recopilación de datos operativos reales del autotransformador como son temperatura y cargabilidad.

2.2. Sistemas eléctricos

El sistema eléctrico de transmisión de energía eléctrica para los investigadores indica que es el proceso de transferencia de energía eléctrica desde la etapa de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, esta etapa es la más importante y está conformada por redes primarias donde su proceso es desde la salida de generación hasta la entrada de transmisión ahí se elevará o se reducirá el nivel de voltaje para que siga a una estación de transmisión o subtransmisión.

La red de transmisión de electricidad o sistema eléctrico de transmisión es la que transporta desde generación hacia las diferentes subestaciones eléctricas del país, que posterior serán entregadas a estaciones de distribución y posterior al usuario final (contadores de clientes).

El sistema de suministro de energía eléctrica compone la red de distribución, y es responsabilidad de las empresas distribuidoras que debe ser proyectada y construida para que pueda ser ampliada en el futuro con los cambios que surjan, manteniendo un servicio adecuado y óptimo para la carga.

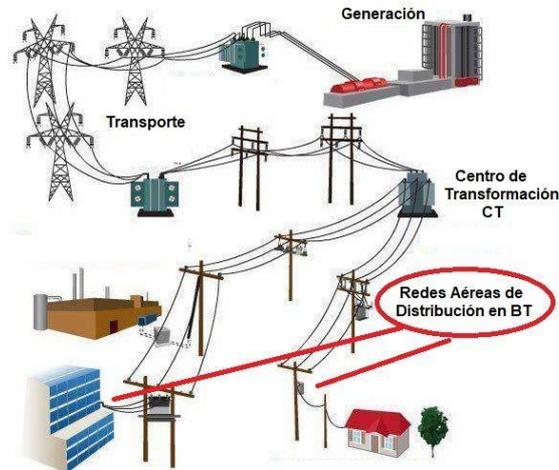


Figura 1 Elementos de un sistema eléctrico
Fuente: [1]

2.3. Transformador de potencia

Un transformador de potencia es un dispositivo eléctrico estático que eleva o disminuye el nivel de voltaje de bajo la influencia de un campo magnético. Un núcleo ferromagnético común está rodeado por dos o más bobinas de alambre enrolladas a su alrededor. Estas bobinas no están conectadas físicamente. El flujo magnético compartido en el núcleo sirve como el único vínculo entre las bobinas [7].

Los transformadores a los cuales se les determina su vida útil están ubicados en las subestaciones de la L/T 500kV, estos equipos son capaces de aumentar o disminuir el voltaje en este caso son reductores 500/230kV, que luego será distribuido a diferentes bahías destinadas a diferentes partes del país.

Estos transformadores están siempre monitoreados las 24h. Por lo que, para estimar la vida útil se va a tomar datos de temperatura y cargabilidad de los transformadores, desde que entraron en operación. Pues estos datos sirven para utilizar ecuaciones de modelos térmicos que están determinados por la norma IEC 60076-7. Cada banco de transformadores distribuidos en

diferentes subestaciones se encuentra a diferentes condiciones ambientales; por lo que, influye en la temperatura que se encuentra operando el transformador. Por ende, la importancia de determinar este aspecto; ya que no se va a tener los mismos resultados en todos los transformadores.



Figura 2 Autotransformador 500/230kV “S/E San Rafael”
Fuente: Autor.

2.4. Partes del transformador

Se detalla las partes más importantes de un transformador de potencia.

2.4.1. Núcleo

El núcleo de hierro del transformador consta de placas de acero al silicio que están aisladas entre sí. Las cuales se constituyen de sus dos principales partes: los montantes (la parte con la que se unen los devanados) y la culata (la parte que crea un enlace entre los montantes). El núcleo magnético se emplea para dirigir el flujo magnético porque es un buen conductor. El devanado en sí es un cable de cobre envuelto en un extremo alrededor de un núcleo de hierro y recubierto con aislamiento, generalmente barniz. Consta de dos bobinas, primaria y secundaria. La relación de transformación está indicada por la proporción de vueltas de alambre de cobre en los devanados primario y secundario. Los términos primario y secundario tienen un significado simbólico porque, por definición, el término primario se refiere al lugar donde se aplica un voltaje de entrada y el término secundario se refiere al lugar donde se recibe un voltaje de salida.

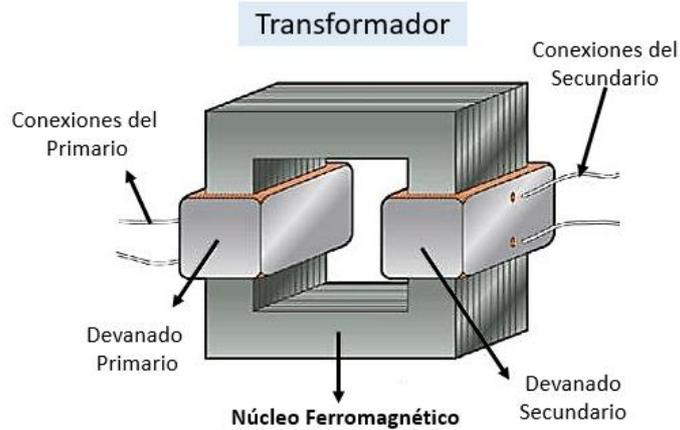


Figura 3 Núcleo del transformador 500/230kV
Fuente: [2]

2.4.2. Cuba

Se denomina cuba a la carcasa del transformador, el cual contiene líquido refrigerante, que normalmente es aceite dieléctrico, dentro de este se encuentran sumergidos el núcleo y las bobinas. En la parte externa están adosados los radiadores por donde circula el aceite para refrigerar el aceite y evitar que el transformador llegue a temperaturas muy altas.



Figura 4 Cuba o carcasa del Autotransformador 500/230kV “S/E Chorrillos”
Fuente: Autor.

2.4.3. Bobinado

Las bobinas o devanados están compuestos por un hilo conductor aislado, el cual está enrollado en el núcleo. En el que, mediante fórmulas, se determina el número de vueltas que dan en el

núcleo para formar el devanado primario, secundario y en algunos casos el terciario, para formar el campo magnético y obtener el voltaje al que fue dimensionado.

Dentro del transformador los devanados están envueltos en papel aislante que ayuda a proteger de la humedad y tener una mejor rigidez dieléctrica, que permite resistencia frente a cortocircuitos.



Figura 5 Bobinado de transformador 1500KVA
Fuente: Autor.

2.4.4. Bushings

Los bushings o aisladores son los terminales de entrada y salida del transformador. Estos están compuestos en su exterior de cerámica y en el interior de papel aislante, así como de aceite para mantener una buena rigidez dieléctrica. Estos terminales permiten el paso de corriente a través del transformador evitando pérdidas de corriente.



Figura 6 Bushings de transformador "S/E El Inga"
Fuente: Autor

2.4.5. Cambiador de tomas

Los cambiadores de tomas (taps) tienen la función de aumentar o disminuir la tensión secundaria del transformador de acuerdo con el nivel de tensión primaria. Debido a que el nivel de voltaje no es soportable, el uso correcto del cambiador de tomas se lleva a cabo bajo la condición de bajo voltaje continuo. Hay dos tipos de cambiadores de tomas, con carga y sin carga. Los cambiadores de tomas bajo carga se utilizan solo para transformadores de alta potencia en redes de transmisión, mientras que los cambiadores de tomas sin carga se utilizan para transformadores de pequeña potencia utilizados en redes de distribución o aplicaciones industriales.



Figura 7 Cambiador de tomas (OLTC) "S/E Novacero"
Fuente: Autor.

2.4.6. Relé Buchholz

Los relés Buchholz son parte de un sistema de protección para equipos de producción eléctrica llenos de material aislante líquido. El material aislante se reemplaza por burbujas de aire formadas por defectos en el medio de producción. De esta forma, el flotador acciona el cierre del contacto y emite un aviso o disparo.

Los relés Buchholz son ampliamente utilizados en sistemas de protección y seguridad para prevenir fallas dieléctricas en el interior de los equipos, se instalan en algunos reactores y grandes transformadores que utilizan enfriamiento o disipación de aceite, y tiene una reserva mayor, denominada "conservadora".



Figura 8 Relé Buchholz
Fuente: [3]

2.4.7. Radiador

El sistema de ventilación del transformador disipa el calor, y cuanto menos calor más eficiente es. Para potencias grandes y medianas es indispensable la utilización de radiadores, mientras que para potencias pequeñas la superficie exterior es suficiente para la disipación de calor.



Figura 9 Radiador del Autotransformador 500/230kV “S/E Tisaleo”
Fuente: Autor.

2.4.8. Indicadores de temperatura

Son manómetros que indican la temperatura del aceite de la cuba del transformador, del cambiador de temas o de los devanados. Estos están compuestos por una termocupla instalada estratégicamente en el transformador para medir la temperatura de cada uno de los elementos. Los manómetros de los transformadores de potencia constan de contactos auxiliares, estas señales se las configura con parámetros dados por el fabricante para dar advertencia ya sea si

la temperatura es muy baja o esté muy alta, este dé alarma o en casos extremos dispare el transformador por sobre temperatura.



Figura 10 Indicadores de temperatura “S/E El Inga”
Fuente: Autor.

2.4.9. Tanque conservador

El tanque conservador se halla adjunto en la parte alta de la cuba o carcasa del transformador, el tanque conservador dentro de ella lleva una bolsa que se infla con los cambios de volúmenes del aceite o también llamada cámara de expansión. El tanque conservador también sirve como depósito de aceite para el transformador, en él también está conectado unos ductos que son los respiraderos del transformador, estos están compuestos de un recipiente que contiene Silica Gel que ayudan a retener la humedad y que no contamine el aceite.



Figura 11 Tanque conservador “S/E El Inga”
Fuente: Autor.

2.4.10. Aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico es el refrigerante del transformador, además es un buen aislante, el aceite está compuesto por varios gases que ayudan a tener un análisis rápido de las condiciones del transformador ya sea por un mantenimiento preventivo o si existió alguna falla se puede tener un breve análisis con el aceite del transformador.

2.5. Tipos de transformadores por el tipo de aislamiento

Los fluidos líquidos o gaseosos y los materiales sólidos constituyen el sistema de aislamiento de un transformador de potencia. El aceite utilizado para el aislamiento del transformador está compuesto por derivados del petróleo. Para mejorar la transferencia de calor a través de un sistema de enfriamiento de dos etapas, algunos transformadores se fabrican con fluidos de bajo punto de ebullición como el freón. Otros factores, como el sistema de refrigeración, que controla cómo se disipa el calor producido en el transformador, o factores como la potencia y el voltaje, también pueden utilizarse para diferenciar entre los distintos tipos de transformadores. De acuerdo con sus sistemas de aislamiento y refrigeración, a continuación, se describen los diferentes tipos de transformadores de potencia [4].

2.5.1. Transformadores aislados con aceite mineral

Este tipo de aceite, mismo que proviene a partir de la refinación de petróleo crudo, tiene propiedades aislantes eléctricas que van de la mano con las características del material para la transferencia de calor. A esto se le suman aspectos como su bajo costo, alta resistencia dieléctrica y su capacidad de recuperación posterior a una sobrecarga dieléctrica. Estos factores hacen que el aceite mineral sea el aislante más usado al momento de la fabricación de transformadores.

Por lo general, el aislamiento colocado en los conductores del bobinado ya sea barniz o papel bobinado, mismo que puede ser madera o nylon. Suele emplearse también aislamiento directo sobre el conductor, lo que genera la reducción de formación de descargas iniciales que pueden dañar al aceite.

2.5.2. Transformadores aislados con aceite vegetal

Este tipo de aislante se presenta como la primera alternativa de sustitución a la silicona, esto debido a que el aceite vegetal no contamina el ambiente y soporta temperaturas cercanas a los 360°C. Al momento de realizar pruebas de biodegradabilidad al aceite, este presentó un porcentaje de degradación del 98% al cabo de 21 días, esto comparado con la degradación de la silicona (5%) y el aceite mineral (30%). Los principales usos del aceite mineral son para impregnar papel y materiales aislantes, también se emplea como agente secante en la fabricación de barnices aislantes.

2.5.3. Transformadores aislados.

Este tipo de transformadores presentan una construcción casi similar a los transformadores aislados con aceite. A diferencia de estos, la constante dieléctrica de este transformador es alta, lo que ayuda a la transferencia de la tensión dieléctrica hacia los elementos sólidos. Es importante mencionar que el askarel presenta una capacidad limitada de recuperación posterior a la realización de un sobreesfuerzo dieléctrico, lo que conlleva a tener una resistencia limitada para campos dieléctricos no uniformes. Este tipo de transformadores se emplean raras veces en tensiones de funcionamiento mayores a 34.5 kV, presentando también un alto poder de disolución.

2.5.4. Transformadores aislados con fluorogás.

A diferencia de otros gases como el nitrógeno y el aire, el fluorogás tiene una mejor rigidez dieléctrica, pero las propiedades de transferencia de calor del gas no son tan buenas como las del aceite dieléctrico. Estas propiedades también aumentan con la presión. El aislamiento de gas se refuerza con aislamiento sólido, que se utiliza en forma de barrera, disco o aislamiento en capas. Este tipo de transformador cuesta menos que otros en la lista anterior y puede funcionar a altas temperaturas que los transformadores con aislamiento de aceite. Generalmente, los materiales utilizados para construir tales transformadores son asbesto, vidrio, resina de alta temperatura, cerámica, etc.

2.5.5. Transformadores aislados con aire y nitrógeno

Este tipo de transformadores se emplean con voltajes de funcionamiento iguales o menores a 34.5 kV Este tipo de transformadores, por lo general, suelen ser instalados en lugares limpios y ventilados, principalmente los transformadores de aire. Para su instalación en atmósferas contaminadas, se debe implementar nitrógeno a presión de 1 atm, una construcción hermética y la presencia de temperaturas de funcionamiento elevadas.

2.6. Tipo de transformadores, por el tipo de enfriamiento

Además de la diferenciación que se da, por el tipo de aislamiento, los transformadores también poseen distintos tipos de enfriamiento, es así como tenemos [4]:

2.6.1. Sistema de enfriamiento ONAN

Significa que el aire y el aceite de los radiadores o de los intercambiadores de calor, circule libremente de manera natural debido a la convección del líquido aislante.

2.6.2. Sistema de enfriamiento ONAF

Significa que el aceite de los radiadores o de los intercambiadores de calor circule libremente de manera natural debido a la convección del líquido aislante, pero el aire es forzado a circular mediante ventiladores.

2.6.3. Sistema de enfriamiento OFAF

Significa aceite forzado y aire forzado, quiere decir que el transformador posee una bomba que le ayuda a la recirculación del aceite, y que posee ventiladores para ayudar con la disipación del calor.

2.6.4. Sistema de enfriamiento ODAF

El sistema de enfriamiento ODAF, forzado por aire dirigido por aceite circula mediante bombas a través de los bobinados del transformador ayudando a disminuir los puntos calientes en los devanados. El aceite frío entra por los radiadores y pasa a través de los devanados donde los huecos de aceite y aire ayudan a la transferencia de calor. Normalmente, este modelo de enfriamiento se emplea para transformadores de muy alta potencia.

2.6.5. Transformadores refrigerados por ventilador

Estos transformadores usan ventiladores externos para mejorar la disipación de calor del radiador, a veces una bomba interna para hacer circular el aceite a través del radiador y, a veces, a través de canales de enfriamiento existentes en el núcleo y los devanados.

2.6.6. Transformadores con refrigeración forzada

Estos transformadores emplean intercambiadores de calor de aceite-aire que necesitan de ventiladores y bombas de aceite en todas las condiciones de funcionamiento. Por lo general, es posible un aumento del 67% en la capacidad cuando los ventiladores y las bombas están en funcionamiento. Sin bombas y ventiladores los transformadores de potencia no serían capaces de soportar cargas continuas.

2.6.7. Transformadores refrigerados por agua

Estos transformadores están conformados por serpentinas internas las cuales están inmersas en el aceite, el cual permite enfriar el aceite y por ende ayuda a mantener el transformador en una temperatura normal.

2.6.8. Potencia

En América del Norte, se clasifican los transformadores en función de la potencia de salida que pueden entregar continuamente a una frecuencia y tensión nominal especificadas en

condiciones normales de funcionamiento (es decir, dentro de los límites de temperatura interna especificados). Se sabe que el aislamiento se deteriora con el aumento de la temperatura, por lo que el aislamiento del transformador elegido depende de cuánto tiempo puede durar, limitando la temperatura de funcionamiento, la temperatura del aislamiento aumenta gradualmente por debajo de la carga en la que está trabajando el transformador [4].

El transformador se controla limitando la temperatura en función de la carga que opera el transformador, el aumento de temperatura es un registro de la elevación de temperatura del líquido aislante y de los devanados, que ayudan a las protecciones del equipo para evitar daños en el sistema.

Por lo que, estos rangos de fases de transformación de potencia se fundamentan en tres segmentos como son: las de pequeña potencia (500 kVA - 7500 kVA); las de mediana potencia (7500 kVA - 100 MVA); y las de grandes potencias o subestaciones (100 MVA y superiores). Cabe señalar que el límite superior para pequeña potencia y el límite inferior para potencia media en la industria varían de 2500 a 10000 kVA [4].

2.7. Sobrecarga de transformadores

La operación de los transformadores de potencia se asigna con los datos de placa que fueron dimensionados por su fabricante para su correcto funcionamiento y que tenga un deterioro normal y un tiempo de vida útil.

2.7.1. Sobrecarga de corta duración

Las sobrecargas de corta duración ocurren en periodos cortos de tiempo, que son causadas por condiciones anormales de funcionamiento que comprometen al sistema eléctrico. Este evento es más perjudicial hacia los equipos que una sobrecarga de larga duración, porque crea un alto nivel de puntos calientes en el conductor o un nivel alto de temperatura en el aceite que conllevaría una disminución de rigidez dieléctrica, por lo que se recomienda reducir rápidamente la sobrecarga.

2.7.2. Sobrecarga de larga duración

Una sobrecarga de larga duración es producida por fallos de equipos o por emergencias del sistema que tardan un largo tiempo en ser solventadas, si ocurre por un periodo de tiempo que puede ser por semanas o inclusive meses, puede ser muy perjudicial para los equipos pueden dañar el aislamiento y acelerar el envejecimiento del transformador.

2.8. Vida útil

Un transformador de potencia depende de las condiciones en las que se encuentre trabajando para estimar la vida útil, está diseñado para actuar en una temperatura de funcionamiento nominal entre 65 °C y 95 °C. Para lograr una duración entre 20 a 35 años , con un promedio de eficiencia de al menos 25 años, aunque los transformadores de potencia pueden durar hasta 60 años con un mantenimiento adecuado, pero debido a que suelen estar sometidos a frecuentes sobrecargas, también puede llegar a los 15 años o menos; sin embargo, es el fabricante quien debe determinar el tiempo de vida útil del equipo, porque especificó las condiciones bajo las cuales el equipo debe operar para tener una vida útil promedio y un funcionamiento confiable [10].

2.8.1. Norma IEC 60076-7

Las guías para el caso de papel celulósico normal establecen que:

Un transformador que funciona continuamente a carga nominal se denota para un entorno de 20°C y un aumento de temperatura en el punto más caliente de los devanados (hot-spot) entre 78°C y 98°C.

Sobrecargado y/u operando a temperatura ambiente superior a la indicada, incluye un grado acelerado de envejecimiento.

La norma IEC 60076 proporciona guías que ayudan a las especificaciones y regímenes de carga de transformadores de potencia basándose en temperaturas de envejecimiento y funcionamiento esta norma es aplicable a transformadores sumergidos en aceite.

Es así como, dentro de la Parte 7, se aborda las pautas de carga considerados para transformadores de potencia sumergidos en aceite, donde el efecto de la acción se determina bajo diferentes condiciones de temperatura ambiente y condiciones de carga. Lo que proporciona modelos matemáticos en los que se pueden analizar y estimar la vida de los transformadores [10].

2.8.2. Papel térmicamente mejorado

Los transformadores en la actualidad han ido evolucionando, hoy en día el papel aislante está elaborado a base de celulosa que se ha sido rectificado químicamente para disminuir la velocidad a la que se descompone el papel. Porque esto se reducen eliminando parcialmente los formadores de agua (p. ej., cianoetilación) e inhibiendo la formación de agua con estabilizadores (p. ej., adición de aminas, dicianidamida), evitando los efectos de envejecimiento.

Por lo tanto, para conseguir que el papel aislante se considere térmicamente mejorado debe cumplir con los estándares dados la norma ANSI/IEEE C57.100 que son criterios para preservar la vida útil de los transformadores, se realiza un ensayo donde mantiene el 50% de su resistencia a la tracción a 110°C por 65000 horas es otra combinación de tiempo/temperatura:

$$Tiempo(\theta_h) = e^{\left(\frac{15000}{\theta_h+273} - 28.082\right)} * 65000 e^{\left(\frac{15000}{(\theta_h+273)} - \frac{15000}{(110+273)}\right)} \quad (1)$$

2.8.3. Punto caliente (hot-spot)

Cuando en los transformadores de potencia en servicio, intervienen fenómenos tanto eléctricos como térmicos, siendo el fenómeno térmico el que más incide en el funcionamiento debido a las cargas que esté operando los transformadores y las condiciones ambientales.

Uno de los elementos más afectados por la temperatura del transformador son los devanados debido a que el calor no se concentra de manera uniforme sino en un cierto punto del devanado, a esto se le conoce como el punto más caliente o hot-spot, afectando el papel aislante y perdiendo las propiedades del aislamiento.

De acuerdo con Norma IEC 60076-7 mediante ecuaciones diferenciales, la temperatura ambiente es igual al incremento de temperatura del aceite superior en el tanque y la diferencia de temperaturas entre el aceite superior en el tanque y la temperatura del punto caliente.

El nivel de aumento de temperaturas corresponde al factor de carga K , que está determinado por:

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^2 * (\Delta\theta_{or}) = K_{11} \tau_o * \frac{d\theta_o}{dt} + [\theta_o + \theta_a] \quad (2)$$

Para analizar ciertas variables de la ecuaciones tenemos constantes como $k11$, $k21$, $k22$ y constantes de tiempo τ_o y τ_w que son específicas del transformador, las que pueden ser determinadas mediante una prueba llamada de calentamiento prolongado que consiste en la suma de las pérdidas con carga y las pérdidas sin carga, si el resultado de las pérdidas proporcionadas y el tipo de enfriamiento como (AN o AF), si estos se mantienen sin sufrir ningún cambio desde inicio hasta obtener un estado estable. Una consideración muy importante al momento de realizar la prueba es que empiece cuando el transformador este a temperatura ambiente. Se puede ver que $k21$, $k22$ y τ_w solo puede definirse si el transformador tiene instalado sensores de fibra óptica [1]. Si τ_o y τ_w no se definen mediante un ensayo de calentamiento prolongado, se puede definir mediante cálculos. Si no existen valores de fábrica la norma IEC 60076-7 recomienda los valores de la tabla 1.

Tabla 1 Características térmicas recomendadas para las ecuaciones diferenciales

	Transformadores de distribución	TRANSFORMADORES DE MEDIANA Y GRAN POTENCIA						
	ONAN	ONAN restringido (ver NOTA)	ONAN	ONAF restringido (ver NOTA)	ONAF	OF restringido (ver NOTA)	OF	OD
Exponentes de aceite x	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1	1	1
Exponentes de devanado	1.6	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	2
Constante k_{11}	1	0.5	0.5	0.5	0.5	1	1	1
Constante k_{21}	1	3	2	3	2	1.45	1.3	1
Constante k_{13}	2	2	2	2	2	1	1	1
Constante de tiempo t_o	180	210	210	150	150	90	90	90
Constante de tiempo t_w	4	10	10	7	7	7	7	7

NOTA si los devanados del transformador con enfriamiento ON u OFF se enfrían en forma de zigzag, los espaciadores radiales de menos de 3mm de espesor pueden causar una obstrucción en el proceso de circulación de aceite, en consecuencia, obtenemos un valor más elevado de la función $f_2(t)$ respecto con los espaciadores $\geq 3\text{mm}$

Fuente: [10]

2.8.4. Elevación de la temperatura en transformadores

El modelo térmico del transformador permite predecir en cierta medida la vida útil del transformador al obtener un incremento de temperatura en el aceite y en los devanados; permitiendo avanzar mediante técnicas de evaluación, y el diseño de transformadores de potencia y distribución.

Durante el desarrollo de varios modelos térmicos, algunas empresas y fábricas de transformadores han encontrado procedimientos simplificados, y este modelo de revisión es el más aceptable de acuerdo con los estándares IEEE, IEC y ANSI para la predicción y el diseño de la vida útil.

Los criterios utilizados durante el desarrollo del método muestran similitudes en el desarrollo de las pruebas, las diferencias son ligeramente diferentes, pero en general son equivalentes.

Uno de los métodos dados por las normas para predecir la vida útil de los transformadores es el de carga simulada de cortocircuito, ya que es el más cercano o similar a la operación normal de un transformador.

Se presenta la teoría de los modelos térmicos, seguida de los métodos que utilizan algunas empresas para el cálculo, combinado con el análisis anterior del procedimiento de arranque de cortocircuito de carga simulada, presenta su diagrama correspondiente según las normas IEC e IEEE.

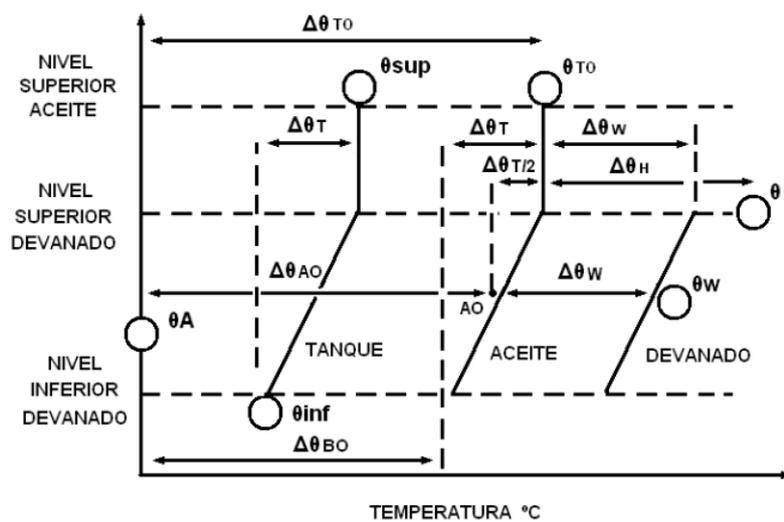


Figura 12 Diagrama de distribución de temperaturas en el transformador
Fuente: [16]

Nota: la simbología de esta figura se encuentra en la tabla de símbolos

En el interior del tanque del transformador se observa el comportamiento de temperaturas del devanado y del aceite que se muestra por separado, figura 12, aquí puede verse cómo el aceite cambia linealmente desde la parte inferior del devanado hasta la parte superior y aumenta gradualmente la temperatura, pero el aceite permanece constante desde la parte superior del devanado hasta el nivel superior del aceite [16].

El grado de temperatura fuera del tanque es directamente proporcional al grado de temperatura del aceite, por lo que la temperatura en el fondo del tanque y en el medio del aceite se puede obtener midiendo la temperatura en la parte inferior y superior del tanque y en la parte superior del aceite.

Al igual que el aceite, la temperatura del devanado aumenta linealmente desde abajo del devanado hasta la punta hay una diferencia de $\Delta\theta W$ con respecto al aceite.

En la parte superior del devanado se encuentra la temperatura del punto más caliente, lo que conlleva como resultado un aumento de pérdidas adicionales en el bobinado.

Asimismo, la temperatura del bobinado no siempre se registra en el punto más alto, también puede localizarse en cualquier punto del bobinado.

Para obtener el mapa de temperatura, se parte del caso ideal y se asume que la temperatura del aceite y los devanados se distribuye linealmente desde la parte inferior del transformador hacia la parte superior, ya que en realidad hay varios picos de temperatura [16].

2.8.5. Ecuación para el cálculo de la vida útil

Dentro de un periodo de tiempo podemos obtener la pérdida de vida L que está dada por:

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V \cdot dt \quad \text{ó} \quad L \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (3)$$

2.9. Cargabilidad de los transformadores

La estimación de vida útil es la base para el uso constante a temperaturas ambiente de diseño y a condiciones de funcionamiento nominales. Las cargas que superan los datos de placa y/o las temperaturas ambiente superiores a la temperatura ambiente calculada están asociadas a ciertos riesgos y al envejecimiento acelerado.

La Norma IEC 60076-7 tiene como propósito establecer los riesgos e indicar dentro de los límites como se pueda sobrecargar un transformador más allá de los valores nominales de placa para que no tenga un deterioro drástico en la vida del transformador evitando tener sobrecargas de larga duración, y poder tomar acciones para minimizar que se sobrecargue y dañe las partes del transformador [5].

2.9.1. Consideraciones

Para el presente análisis se deben tener en cuenta algunas consideraciones importantes con el fin de simplificar los cálculos para determinar los límites de sobrecarga de los transformadores de potencia.

La temperatura ambiente es única por cada región del país por lo que, de acuerdo con la región la temperatura ambiente es:

- ✓ Región Costa: 40°C
- ✓ Región Sierra: 25°C
- ✓ Región Oriental: 40°C

La capacidad de los equipos puede verse afectada por la altitud en la que están instalados los equipos, para ellos existe una fórmula para corregir los valores nominales que opera el transformador a esa altitud.

La potencia nominal de los transformadores dada en placa se ve afectada por la altura, debido a la densidad del aire que afecta el rendimiento del sistema de ventilación. Se aplicará el siguiente factor para la corrección de potencia nominal:

$$FCA = \sqrt{\frac{TR - \left(\frac{A - 1000}{250}\right)}{TR}} \quad (4)$$

Donde:

FCA: Factor corrección de altura (p.u.)

TR= 55°C (Dato de placa)

A= 2800 msnm (Región sierra)

Siendo así, la potencia nominal de los transformadores instalados en la región sierra se ve reducida a un 93.23%, este valor se determinó en base a la ecuación (4).

- Para propósitos de evaluación, se considera que los resultados de los ensayos fisicoquímicos o AFQ y cromatográficos o DGA, de los aceites dieléctricos son confiables y se descartan errores en las tomas de las muestras.
- El reporte Post-Operativo, otorgado por CELEC EP TRANSELECTRIC, se toma como referencia para el estudio de carga previa de los transformadores de potencia. El valor pico de la curva de carga será el valor base para los cálculos de sobrecarga. La información de los reportes es reservada.
- Se considera que la capacidad térmica de todos los casquillos (bushings), está dimensionada para soportar temperaturas de hasta 95°C.
- Se considera que la capacidad para transformadores de corriente tipo bushing y tipo pedestal tiene una capacidad de sobrecarga continua del 20% del valor nominal.
- Se considera que los cambiadores de tomas sin carga (DETC) y bajo carga (OLTC) están dimensionados para soportar las sobrecargas del transformador.

2.9.2. Información requerida

Para el análisis de cargabilidad de transformadores de potencia se debe tener en cuenta la siguiente información:

- Características del transformador:
 - ✓ Potencia nominal
 - ✓ Corriente nominal
 - ✓ Etapas de enfriamiento
 - ✓ Año de fabricación
 - ✓ Relación de transformación (TTR) de los transformadores de corriente
- Reporte posoperativo (perfil de carga del transformador)
- Temperatura ambiente (establecida en las consideraciones)
- Historial DGA y AFQ del aceite dieléctrico

- Historial de ensayos eléctricos de campo
- Reportes de mantenimientos aplicados al transformador (libro de novedades)
- Registros de fallas eléctricas soportadas por el transformador

2.9.3. Metodología para la cargabilidad de transformadores

Clasificación de transformadores

Para propósitos del presente análisis, los transformadores se clasifican en tres grupos:

- Transformadores nuevos

Transformador cuyo período de operación no ha superado los 5 años y se considera que: no sufrido ninguna falla, sus componentes y accesorios son nuevos, las pruebas eléctricas en campo dan resultados satisfactorios, los ensayos fisicoquímicos y cromatográficos de aceite dieléctrico resultan satisfactorios y el papel aislante tiene un grado de polimerización (DP) mínimo de 1000.

- Transformadores con degradación normal

Transformador cuyo período de operación está entre los 5 a 20 años y se considera que ha sufrido fallas no catastróficas, se han realizado mantenimientos menores y el papel aislante tiene un grado de polimerización entre 500 y 1000.

- Transformadores envejecidos

Transformador cuyo período de operación ha superado los 20 años y se considera que: ha sufrido fallas no catastróficas, se han realizado mantenimientos mayores y el papel aislante tiene un grado de polimerización entre 200 y 500, lo que se traduce en una resistencia mecánica del papel cercana al 60% de su valor inicial; porcentaje aceptable para transformadores en servicio y llegando al fin de su vida útil.

2.9.4. Evaluación y cálculo de cargabilidad por clase de transformador

Transformadores nuevos

En este caso, se aplica los límites dados por la norma IEC 60076-7 sin importar su estado de carga previa, ni la corrección por altura.

Tabla 2 Cargabilidad permitida (%) para transformadores nuevos

Tipo de sobrecarga	Tiempo	Transformadores de Mediana Potencia	Transformadores de Gran Potencia
Emergencia de larga duración	2.0 horas	Hasta 150%	Hasta 130 %
Emergencia de corta duración	0.5 horas	Hasta 180%	Hasta 150 %

Fuente: Autor

Transformadores con degradación normal

Para este grupo de transformadores, se asignarán valores de sobrecarga de larga y corta duración en base al análisis individual de los siguientes parámetros:

- **Carga previa:** Se toma como valor de carga previo el valor pico obtenido de la curva de carga por cada día en el reporte Post-Operativo.
- **Temperatura ambiente:** De acuerdo con la región donde se encuentra instalado el transformador bajo análisis, se tomará el valor de temperatura ambiente dado en las consideraciones.

2.9.5. Análisis DGA

Se realiza una prueba de aceite dieléctrico para obtener la cantidad de gases disueltos en el aceite, donde de acuerdo con la norma IEEE C57-104, misma que establece niveles de condición en base a las concentraciones de gases individuales, y las categoriza por:

- **CONDICIÓN 1:** indica que el transformador opera satisfactoriamente, y, por tanto; se lo podrá sobrecargar sin ninguna restricción debido a presencia de falla.
- **CONDICIÓN 2 y 3:** Concentraciones en las que se realiza un análisis más a detalle mediante las técnicas de Triángulo de Duval, Relaciones de Rogers, Relación de CO₂/CO, Gases Claves, etc. Con el fin de investigar el origen de la falla y evaluar la posibilidad de sobrecarga.
- **CONDICIÓN 4,** Aquellos transformadores que indican una excesiva descomposición y el continuar con su operación puede dar lugar a una falla letal.

Tabla 3 Límites DGA (ppm) para equipos en servicio >230 kV

LÍMITES DGA	CONDICIÓN 1	CONDICIÓN 2	CONDICIÓN 3	CONDICIÓN 4
HIDRÓGENO	< 100	101 - 700	701 - 1800	> 1800
METANO	< 120	121 - 400	401 - 1000	> 1000
ACETILENO	< 1	2 - 9	10 - 35	> 35
ETILENO	< 50	51 - 100	101 - 200	> 200
ETANO	< 65	66 - 100	101 - 150	> 150
MONÓXIDO DE CARBONO	< 350	351 - 570	571 - 1400	> 1400
DIÓXIDO DE CARBONO	< 2500	2500 - 4000	4001 - 10000	> 10000

2.9.6. Análisis AFQ

Se evalúa la calidad del aceite dieléctrico, de acuerdo con la norma IEEE C57-106, que establece los límites aceptables de los parámetros de tensión interfacial, rigidez dieléctrica, acidez, color y humedad del aceite que puede poseer un transformador en servicio.

El índice de calidad de aceite se obtiene con la relación de tensión interfacial/acidez, que por lo general es mayor a 300 para aceites buenos.

Con el análisis de furanos 2-FAL, se puede obtener el grado de polimerización (DP) mediante la utilización de la ecuación de MYERS. Para este grupo de transformadores, este valor debe estar entre 500 y 1000.

Uno de los factores importantes a tener muy en cuenta al momento de analizar el aceite es el contenido de agua en el aceite, que esta expresado en partes por millón (ppm), se analiza mediante las curvas de equilibrio térmico. La humedad del papel debe ser menor al 2% para poder considerar la sobrecarga del transformador y que pueda trabajar con mayores temperaturas a la normal y esto no pueda afectar notablemente su vida útil.

Tabla 4 Límites AFQ para equipos en servicio >230 kV

LÍMITES AFQ EQUIPOS EN SERVICIO >230kV	ACEPTABLE	CUESTIONABLE	INACEPTABLE
COLOR	< 2.5	2.5 - 5.0	> 5
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0.84 - 0.91	-	> 0.91
TENSIÓN INTERFACIAL (Dina/cm)	> 38	18 - 38	< 18
ACIDEZ (mgKOH/cm)	< 0.2	-	> 0.2
HUMEDAD ACEITE (ppm)	< 30	30-35	> 35
RIGIDEZ DIELECTRICA (kV)	> 30	23 -30	< 23
ÍNDICE DE CALIDAD	> 300	160 - 300	< 160
% SATURACIÓN AGUA EN ACEITE	< 10	10-30	> 30

2.9.7. Ensayos eléctricos en campo

El historial de pruebas eléctricas de campo como la resistencia de aislamiento, factor de potencia y capacitancia; así como de la parte activa de los bushings, espectroscopía dieléctrica, relación de transformación, resistencia de devanados, impedancia de cortocircuito, corriente de excitación y respuesta de frecuencia SFRA; serán de utilidad para determinar un indicio de falla en el transformador y cualquier novedad encontrada en estos ensayos será un limitante para la posibilidad de sobrecarga.

Mediante la técnica de espectroscopía dieléctrica se puede obtener de manera directa la humedad contenida en el papel aislante y este valor puede ser comparado con la estimación realizada en base al contenido de agua en el aceite. Sin embargo, estos valores no deberán sobrepasar el 2% para determinar que la celulosa está en un grado de humedad moderado y no se tienen una limitante para analizar la posibilidad de sobrecarga.

2.9.8. Reportes de mantenimientos (novedades)

Es imprescindible realizar un mantenimiento preventivo o programado del transformador para evitar caer en la etapa del mantenimiento correctivo. Dentro de las acciones preventivas a realizar en un transformador se tiene la prueba de rigidez dieléctrica antes y después del servicio, análisis fisicoquímico, detección de PCB (bifenilo policlorado que es un compuesto químico formado por hidrogeno, carbón y cloro), detección de furanos y filtrado y recirculado de aceite al alto vacío. Se debe llevar reportes de cada uno de los análisis para determinar el estado del equipo y tomar decisiones correctas para incrementar la vida útil de este.

2.9.9. Registros de fallas eléctricas soportadas por el transformador

Este registro es utilizado para determinar la condición mecánica del transformador, pues por medio de una serie de ensayos eléctricos y la evaluación del nivel de daño sufrido se pueden descartar fallas y analizar la posibilidad de sobrecarga del transformador. Después de analizar todos los parámetros, se procede a establecer el nivel de sobrecarga de larga y corta duración para este grupo de transformadores, de acuerdo con referencia de fabricantes, en la cual se ingresa con el estado de temperatura ambiente y carga para finalmente dar el valor de sobrecarga permitida. A este último valor se lo corregirá por el factor de altura. A continuación, se muestra un extracto de la tabla de sobrecarga permitida, dada por fabricantes:

Tabla 5 Cargabilidad permitida (%) para transformadores con degradación normal

Carga previa (% Potencia Nominal)	50%		70%		90%		100%	
T. ambiente equivalente (°C)	25	40	25	40	25	40	25	40
Duración de sobrecarga (horas)	0.5	147	133	142	126	133	100	100
	2.0	125	111	122	107	116	100	100

Fuente: Autor

2.9.10. Transformadores envejecidos

Para este grupo de transformadores, debido a su condición de envejecimiento natural, se asignarán únicamente valores para sobrecarga de corta duración (0.5 horas). La sobrecarga de

larga duración se descarta, con el fin de preservar la vida remanente del equipo y no exponerlo a temperaturas elevadas de operación que puede ocasionar una destrucción total del sistema de aislamiento.

Para el caso particular de estos transformadores, a más de considerar los parámetros descritos con antelación se debe limitar el estado de carga previa al 70%. Es decir, si el transformador viene operando con una carga superior al 70% de su potencia nominal, no se lo podrá sobrecargar más allá de la potencia nominal. De igual manera, estos valores deberán ser corregidos por el factor de altura para aquellos transformadores que estén instalados en la región sierra. La tabla anterior se ve modificada, para tener lo siguiente:

Tabla 6 Cargabilidad permitida (%) para transformadores envejecidos

Carga previa (%)		50%		70%		90%		100%	
Potencia Nominal)									
T. ambiente equivalente (°C)		25	40	25	40	25	40	25	40
Duración de sobrecarga (horas)		0.5	125	111	122	107	100	100	100

Fuente: Autor

2.9.11. Evaluación y cálculo de cargabilidad para transformadores operando en paralelo

En este caso en particular, se debe considerar como valor pico de carga, la suma de las cargas tomadas por los transformadores en paralelo. Ante una contingencia, esta carga no deberá sobrepasar el valor máximo permitido de sobrecarga de cualquiera de los transformadores (según 2.8.4), caso contrario, se deberán tomar medidas operativas como deslastre de carga con el fin de mantener el nivel de sobrecarga calculado para cada uno de los transformadores.

2.9.12. Diagrama de flujo

En la figura 13 se encuentra un diagrama de flujo donde se determina si los transformadores están operando sobre los valores nominales del transformador u opera en condiciones normales. En primer lugar, se debe realizar el ingreso de los datos (Análisis DGA, análisis AFQ, furanos, ensayos eléctricos de campo, novedades de mantenimiento y registro de fallas eléctricas), se

analizan cada uno de estos y se determina la cargabilidad del transformador, si el resultado no está dentro del valor nominal nominales no existe una sobrecarga del transformador, caso contrario, se debe analizar las consideraciones operativas y el lugar donde está instalado el transformador, si está en la sierra la temperatura nominal será de 25°C y se deberá considerar el facto de corrección por altura, caso contrario, será de 40°C y se determinará los valores de sobrecarga en corta y larga duración, según la Tabla 2. De esta manera se pone fin al proceso a seguir para determinar la cargabilidad de un transformador, este proceso es sumamente importante para evitar sobrecargas en los trasformadores que puede ocasionar una reducción significativa de la vida útil de estos.

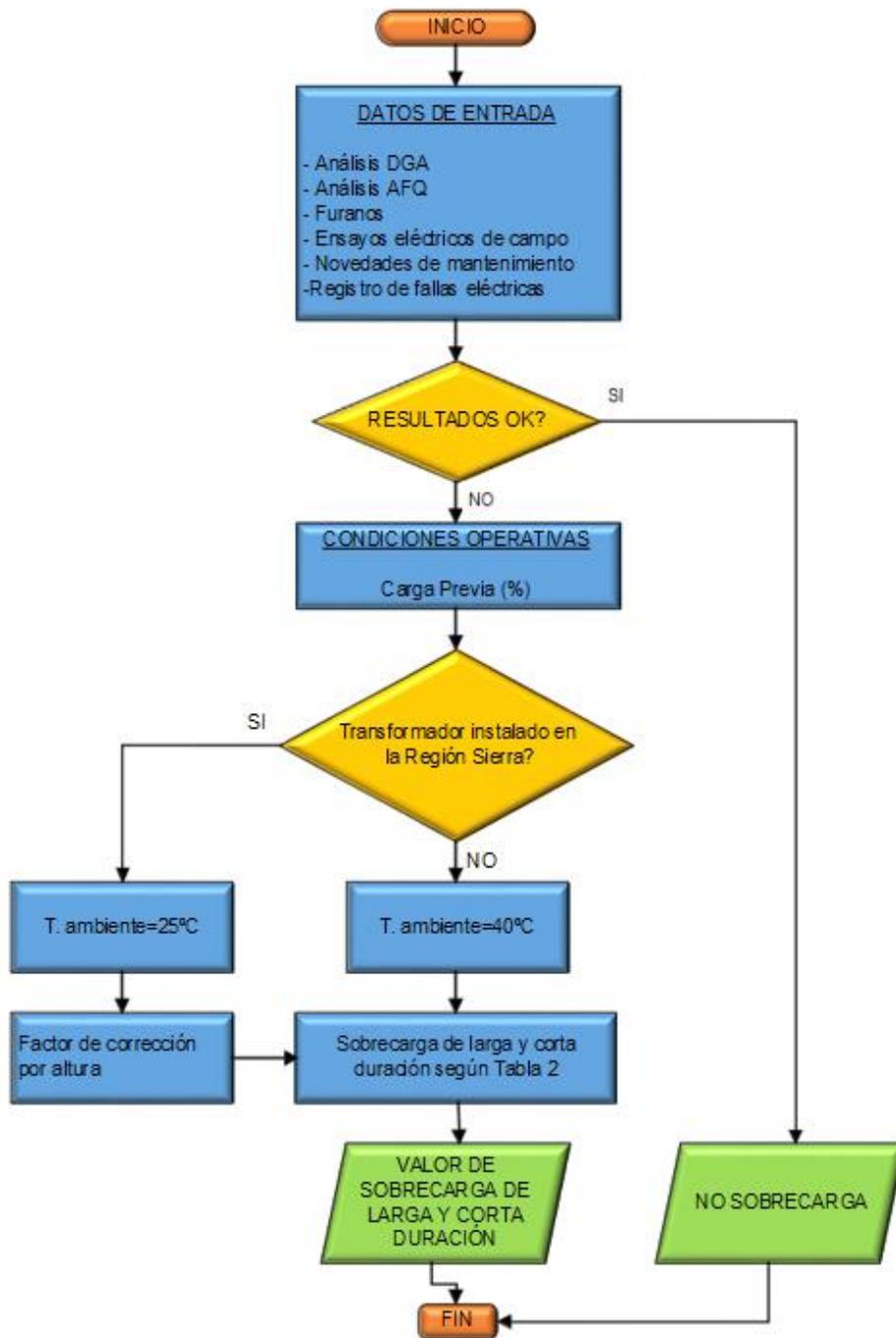


Figura 13 Diagrama de flujo de operación de los transformadores.
Fuente: Autor.

3. MARCO METODOLÓGICO

En el presente capítulo se exponen las ecuaciones diferenciales necesarias para determinar los valores de transferencia de calor y vida útil de los transformadores, estas ecuaciones diferenciales no pueden resolver la función de salida como una ecuación matemática simple a menos que la función de entrada sea simple, por ello, es necesario realizar aproximaciones, de este modo, el presente capítulo expone las ecuaciones diferenciales y sus respectivas aproximaciones para determinar parámetros de calor y de vida útil de los transformadores, esto ayudará sobremanera a determinar el estado del transformador bajo estudio y poder realizar acciones pertinentes para alargar la vida útil de este.

3.1. Ecuaciones diferenciales

En la Figura 14, se aprecia un diagrama de bloques de las ecuaciones diferenciales que tienen como principal objetivo obtener el punto más caliente del devanado (hot-spot), para encontrar dicho punto se toma en consideración el factor de carga, la ubicación donde va a ser instalado el transformador para saber la temperatura ambiente y el estado del aceite de este.

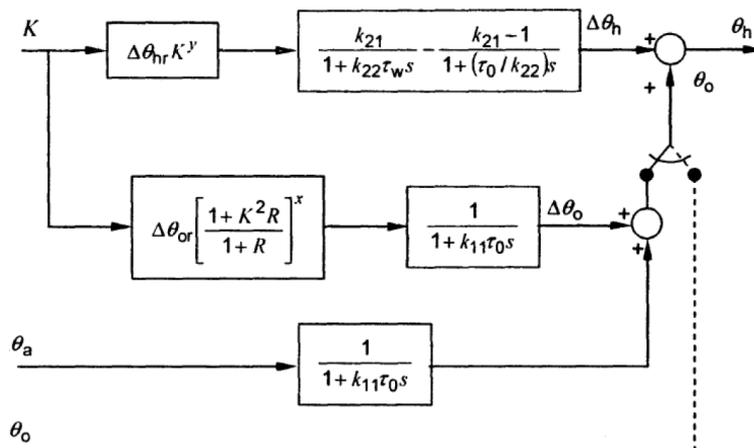


Figura 14 Representación de ecuaciones diferenciales en diagrama de bloques

Fuente: Autor

Nota: la simbología se expone en la tabla de símbolos

Las ecuaciones diferenciales de la temperatura del aceite de manera natural (ON) y forzada (OF) no son lineales, porque depende de la corriente que circula por la carga y es variable. No

obstante, para lograr una linealidad de estas ecuaciones diferenciales se realiza una aproximación al valor de temperatura final, esta aproximación viene dada por la ecuación (5).

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^2 * (\Delta\theta_{or}) = K_{11} \tau_o * \frac{d\theta_o}{dt} + [\theta_o - \theta_a] \quad (5)$$

El aumento de temperatura del punto caliente (entrada k y salida $\Delta\theta_h$) de las ecuaciones diferenciales se calcula como (6):

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (6)$$

Donde $\Delta\theta_{h1}$ y $\Delta\theta_{h2}$ se obtienen de (7) y (8), respectivamente

$$k_{21} * K^y * (\Delta\theta_{hr}) = k_{22} * \tau_w * \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \quad (7)$$

$$(k_{21} - 1) * K^y * (\Delta\theta_{hr}) = \frac{\tau_o}{k_{22}} * \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \quad (8)$$

Finalmente, la ecuación para determinar el punto caliente es:

$$\theta_h = \theta_o + \Delta\theta_h \quad (9)$$

3.2. Conversión de ecuaciones

Las ecuaciones diferenciales no pueden simplemente resolver la función de salida en Ecuaciones matemáticas simples a menos que la función de entrada sea simple. Para un transformador instalado, la temperatura y la corriente de carga son funciones variables en el tiempo. Por ejemplo, si la carga se aproxima como una serie de cambios por paso y temperatura constante, las estimaciones son aproximadas.

$$D\theta_o = \frac{D_t}{k_{11}\tau_o} \left[\frac{1 + K^2}{1 + R} \right] * (\Delta\theta_{or}) - [\theta_o - \theta_a] \quad (10)$$

El operador “D” es la diferencia entre las variables correspondientes a cada período de tiempo D_t . Dicha consideración se calcula en cada paso de tiempo (n-1)

$$\theta_{o(n)} = \theta_{o(n-1)} + D\theta_{o(n)} \quad (11)$$

Las ecuaciones 1 y 2 se convierten en

$$D\Delta\theta_{h1} = \frac{D_t}{k_{22}\tau_w} * [k_{21} * \Delta\theta_{hr}K^y - \Delta\theta_{h1}] \quad (12)$$

$$D\Delta\theta_{h2} = \frac{D_t}{\left(\frac{1}{k_{22}}\right)\tau_o} * [(k_{21} - 1) * \Delta\theta_{hr}K^y - \Delta\theta_{h2}] \quad (13)$$

Para obtener el aumento de temperatura total del punto más caliente del devanado en el paso del tiempo n está dada por:

$$\Delta\theta_{h(n)} = \Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)} \quad (14)$$

Finalmente, la temperatura del punto caliente al n -ésimo paso de tiempo está dado por:

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + \Delta\theta_{h(n)} \quad (15)$$

Para un resultado preciso, el paso de tiempo Dt debe ser muy corto, pero este no debe sobrepasar la mitad de la constante de tiempo mínima del modelo térmico. Una ecuación diferencial para la pérdida de vida de los materiales aislantes celulósicos, del apartado 3.1, asimismo se puede transformar en una ecuación diferencial. La ecuación diferencial fundamental es:

$$\frac{dL}{dt} = V \quad (16)$$

$$DL_{(n)} = V_{(n)} * D_t \quad (17)$$

$$L_n = L_{(n-1)} + DL_{(n)} \quad (18)$$

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Introducción

Se conoce que los autotransformadores de 500/230kV tienen una vida útil aproximada de 40 años trabajando a condiciones normales de funcionamiento, para el presente análisis se va a tomar como datos de vida remanente desde los 38 años, esto debido a que los autotransformadores se pusieron en servicio entre 2014 y 2015, se conoce que a comienzos de la puesta en servicio de las subestaciones operaron personal de la empresa china, por tal motivo no se tiene datos de los años 2014, 2015, 2016, por ello para el presente análisis se puede asumir que los transformadores han perdido 2 años.

Con los datos de cargabilidad de cada uno de los autotransformadores estudiados realizamos gráficas para poder observar la variación que tienen al pasar los años y el poder sacar un porcentaje en que los autotransformadores operan sobre los niveles de sobrecarga y así poder determinar límites de sobrecarga.

Con ayuda de otros factores que ayudan a determinar el estado del autotransformador como las pruebas de aceite y pruebas eléctricas podemos observar el estado de cada uno de los transformadores ya que todos se encuentran en diferentes condiciones climáticas.

4.2. Clasificación del transformador

De acuerdo con los años de fabricación de los autotransformadores de 500/230kV, estos transformadores fueron construidos en el año 2014, por tal motivo se los clasifica como TRANSFORMADORES CON DEGRADACIÓN NORMAL, según los registros de los análisis realizados hasta el año 2021, se encuentran en buenas condiciones ya que no han tenido ningún antecedente grave y mediante el mantenimiento preventivo y programado que se les realiza no se tiene ninguna novedad.

4.3. Parámetros del autotransformador para estimar la vida remanente

En la Tabla 7 se indican los parámetros para estimar la vida útil del autotransformador, estos ayudarán para determinar el estado en el que se encuentra el transformador bajo estudio, y así, poder tomar decisiones idóneas para el correcto funcionamiento de este.

Tabla 7 Datos para la estimación de vida útil para el autotransformador

Símbolo	Datos
$\Delta\theta_{or}$	55
$\Delta\theta_{hr}$	45
τ_o	150
τ_w	7
R	3.22
X	0.8
Y	1.3
k_{11}	0.5
k_{21}	2
k_{22}	2
D_t	3
θ_a	10

Fuente: Autor

4.4. Factor de carga K

Para obtener el factor K contamos con datos de cargabilidad de cada uno de los autotransformadores por cada subestación, los datos de carga obtenidos son de cada hora desde año 2017 hasta 2021, este factor se obtiene dividiendo la cargabilidad rutinaria del transformador entre la carga nominal del transformador.

Debido a la extensión de datos de cada autotransformador, en la tabla 6 se extrae una pequeña parte de datos para explicar cómo se obtuvo el factor de carga para cada autotransformador en todos los años.

Tabla 8 Ingreso de datos de cargabilidad del año 2017-2021

Años	Meses	Tiempo t Días	Hora h:min	Temperatur a ambiente	Factor de carga	Cargabilidad (MVA)
2017	1	1	0:00:00	24.89	0.57	85.68
2017	1	1	1:00:00	24.73	0.57	85.05

2017	1	1	2:00:00	24.61	0.59	88.35
2017	12	31	8757:00:00	24.05	0.76	113.31
2017	12	31	8758:00:00	23.5	0.71	106.78
2017	12	31	8759:00:00	23.11	0.73	109.1
2018	1	1	8760:00:00	22.8	0.74	111.07
2018	1	1	8761:00:00	22.53	0.72	107.71
2018	1	1	8762:00:00	22.3	0.73	109.09
2018	12	31	17517:00:00	26.26	1.01	151.41
2018	12	31	17518:00:00	25.58	1.21	181.45
2018	12	31	17519:00:00	25.11	0.95	142.46
2019	1	1	17520:00:00	24.73	0.74	110.72
2019	1	1	17521:00:00	24.4	0.68	102.1
2019	1	1	17522:00:00	24.17	0.91	136.93
2019	12	31	26272:00:00	31.2	0.77	115.85
2019	12	31	26273:00:00	29.44	1.04	156.56
2019	12	31	26274:00:00	27.53	0.73	109.13
2020	1	1	26275:00:00	23.58	0.62	92.62
2020	1	1	26276:00:00	23.55	0.72	107.38
2020	1	1	26277:00:00	23.48	0.93	139.21
2020	12	31	35058:00:00	24.57	1.36	204.62
2020	12	31	35059:00:00	23.76	1.42	213.36
2020	12	31	35060:00:00	23.19	1.43	214.12
2021	1	1	35061:00:00	22.76	1.36	204.08
2021	1	1	35062:00:00	22.45	1.36	204.08
2021	1	1	35063:00:00	22.25	1.33	199.61
2021	12	31	43818:00:00	34.05	0.69	102.95
2021	12	31	43819:00:00	35.35	0.68	102.58
2021	12	31	43820:00:00	35.9	0.68	101.87

Fuente: Autor

4.5. Análisis de vida útil por subestación

Se realiza el estudio de vida remanente de los autotransformadores instalados en cada una de las subestaciones de 500kV, donde se toma como referencia un autotransformador por cada subestación y donde obtenemos datos reales para estimar la vida remanente mediante las ecuaciones dadas por la norma IEC 60076-7.

4.5.1. San Rafael

La subestación San Rafael ubicado en el oriente se encuentra en la provincia de Napo, aquí llega toda la potencia generada por Coca Codo Sinclair para ser transmitida por la línea de transmisión 500kV.

La subestación consta de un banco de autotransformadores monofásicos con 2 bahías de 230kV. Estas bahías son importantes para el país porque abastecen energía a las grandes petroleras del oriente ecuatoriano. Es por este motivo que, es de suma importancia realizar un mantenimiento de unas 3h y con consentimiento del CENACE. Dentro del análisis, se puede encontrar que uno de los problemas más importantes en las subestaciones está relacionado con las condiciones climáticas y por ende la humedad; dado que estos aspectos afectan directamente la vida de los autotransformadores.

En el apartado de anexos en la Tabla 25, se encuentran los resultados obtenidos mediante el método de la norma IEC 60076-7, el autotransformador hasta diciembre de 2021 ha operado durante 43.823 horas, en este tiempo que ha estado en operación el autotransformador con una carga por debajo de la nominal ha perdido 2 años y medio de vida útil. El desarrollo de este análisis se hace a una temperatura promedio de 15°C, en el cual se puede decir que opera a temperaturas normales, esto ayuda a que no se degrade tan rápido los componentes del transformador porque favorece la carga en el que está operando y la temperatura ambiente. La pérdida de vida del autotransformador es baja, debido al porcentaje de carga en el que opera, el cual es de 26% debajo de la nominal.

4.5.2. El Inga

En la ciudad de Quito provincia de Pichincha se encuentra la subestación El Inga, esta es una de las más importantes de la capital ya que transmite la energía a varias partes del Ecuador y cuenta con un patio de 500kV, 230kV y 138kV. El patio de 500kV posee 3 bahías cada una con un banco de autotransformadores de 500/230kV. La finalidad de poseer 3 bahías es tener más confiabilidad, estabilidad y seguridad en el sistema. Las condiciones climáticas de la

subestación están en un promedio de 10°C, se considera que opera a temperaturas bajas por lo que ayuda a mantener una temperatura normal en los transformadores.

Hasta el año 2021 el transformador ha operado 43807 horas que serían 4 años en servicio, realizando el análisis mediante las ecuaciones antes dadas el autotransformador ha perdido de vida útil 2 años y medio. En comparación con las otras subestaciones de 500kV esta se compone de transformadores monofásicos de 200MVA, esta subestación tiene 3 bahías de 500/230kV la cual ayuda a distribuir las cargas, se tiene factores como la temperatura y la humedad que ayudan a preservar la vida útil del transformador, estos por lo general operan a una temperatura promedio de 10°C, evitando que este llegue a temperaturas que degraden el aislamiento del transformador y por tanto la vida útil del mismo. Se estima que pierde un 4.5% por año. En el apartado de anexos, en la Tabla 26, se aprecia los resultados obtenidos que sirven para el presente análisis.

4.5.3. Chorrillos

El autotransformador estando en servicio 43820 horas, tiene una degradación normal, esto debido a consta de 2 bancos monofásicos de autotransformadores; y en el cual, se tiene cargas balanceadas en todos los autotransformadores para preservar la vida útil de los mismos. La subestación Chorrillos se encuentra en la costa ecuatoriana; por lo que, es muy importante para la región ya que cuenta con 8 bahías de transmisión de 230kV.

La subestación Chorrillos se encuentra a una temperatura ambiente promedio de 25°C, por tanto, el factor temperatura influye notablemente en la vida útil del autotransformador ya que opera con temperaturas de entre 20 a 35°C, en relación con otras subestaciones. Tomando la adquisición de datos cada hora desde el 2017 hasta el 2021 y aplicando el modelo térmico de la normativa IEC 60076-7, se determina que existe una pérdida de tres años y medio. Se puede observar que el porcentaje conforme pasan los años va decreciendo la vida útil del autotransformador esto se debe a que la carga va aumentando conforme sube los años, esto se debe a que va creciendo demanda industrial que es la que mayor energía consume. En el apartado de anexos, en la Tabla 27, donde se observa los datos obtenidos que sirven para el presente análisis.

4.6. Análisis de Cargabilidad

Este análisis se realiza, de acuerdo con cada estación de estudio; es decir, San Rafael, El Inga, Tisaleo y Chorrillos. Donde se analiza la carga en la que ha estado operando desde el año 2017 hasta 2021, las pruebas de aceite de DGA y AFQ que son uno de los componentes más importantes del transformador y en que podemos observar si existe alguna anomalía, de igual manera si se obtiene pruebas eléctricas del transformador sería muy útil para poder observar a profundidad otros componentes del transformador como resistencia de aislamiento, devanados entre otros. Por lo que, a continuación, se evidencian los datos de cada una de ellas.

4.6.1. San Rafael

En ese apartado se evidencia los datos, así como los análisis de estos y los hallazgos.

4.6.1.1. Datos de Placa

Serie:	2014-125-185
Marca:	CHANGZHOU XD TRANSFORME CO
Potencia (MVA):	90/120/150 ^a
Voltaje (kV):	500/3-230/3-34.5
Corriente (A):	519.6/1129.6/1449.3
Etapas de enfriamiento:	ONAN/ONAF1/ONAF2
Grupo de conexión:	Yna0d1
Año de fabricación:	2014
Elevación temperatura devanados (°C):	55

Fuente: Autor

Nota: ^a las potencias se refieren a cada etapa de enfriamiento

4.6.1.2. Análisis DGA

A continuación, se muestran los resultados del análisis de gases disueltos en el aceite (ppm) del autotransformador ATH, desde el año 2020.

Tabla 10 Análisis DGA en $\mu\text{L/L}$ (ppm) S/E San Rafael

DGA EQUIPOS EN SERVICIO >230kV	2020	2021	CONDICIÓN IEEE C57-104
Hidrógeno	12	10	ESTADO DGA 1
Acetileno	<1	<1	
Etano	<1	<1	
Etileno	<1	<1	
Metano	5	5	
Monóxido de carbono	260	311	
Dióxido de carbono	836	961	
Nitrógeno	25319	32299	
Oxígeno	6415	8523	

Fuente: Autor

Todos los gases se encuentran en CONDICIÓN 1 de acuerdo con la norma IEEE C57.104, por tanto; no es necesario realizar ningún análisis adicional para concluir que no existe ninguna falla interna en el transformador.

4.6.1.3. Análisis AFQ

Dados los resultados obtenidos del análisis fisicoquímico, se evalúa en qué condiciones se encuentra el aceite dieléctrico desde el año 2020.

Tabla 11 Análisis AFQ S/E San Rafael

AFQ EQUIPOS EN SERVICIO >230kV	2020	2021	CATEGORÍA IEEE C57-106-2015
Color	<0.5	<0.5	CLASE 1
Gravedad específica	0.875	0.8762	
Tensión interfacial (Dina/cm)	47.1	47.3	
Acidez (mgKOH/cm)	0.01	0.02	
Humedad aceite (ppm)	3	4	
Índice de calidad	4710	2365	
Rigidez dieléctrica (kV)	55	56	

Fuente: Autor

Uno de los factores a analizar es el índice de calidad del aceite, según la norma IEC C57.106; este valor debe ser superior a 300 para ser evaluado como clase 1, por eso es necesario aplicar la relación de tensión interfacial, dividida para la acidez.

$$\text{Índice de calidad del aceite} = \frac{\text{Tensión interfacial}}{\text{Acidez}} \quad (19)$$

Todos los parámetros están dentro de los límites Tabla 4, según la norma IEEE C57.106 y por tanto la calidad del aceite es aceptable para soportar sobrecargas.

4.6.1.4. Ensayos eléctricos

De los resultados de las pruebas eléctricas SAT, no se reportan novedades. No se cuenta con información de pruebas eléctricas de rutina.

4.6.1.5. Novedades de mantenimiento

No existen novedades (Anexo 2)

4.6.1.6. Registro de fallas

No existe registro de fallas

4.6.1.7. Perfil de carga

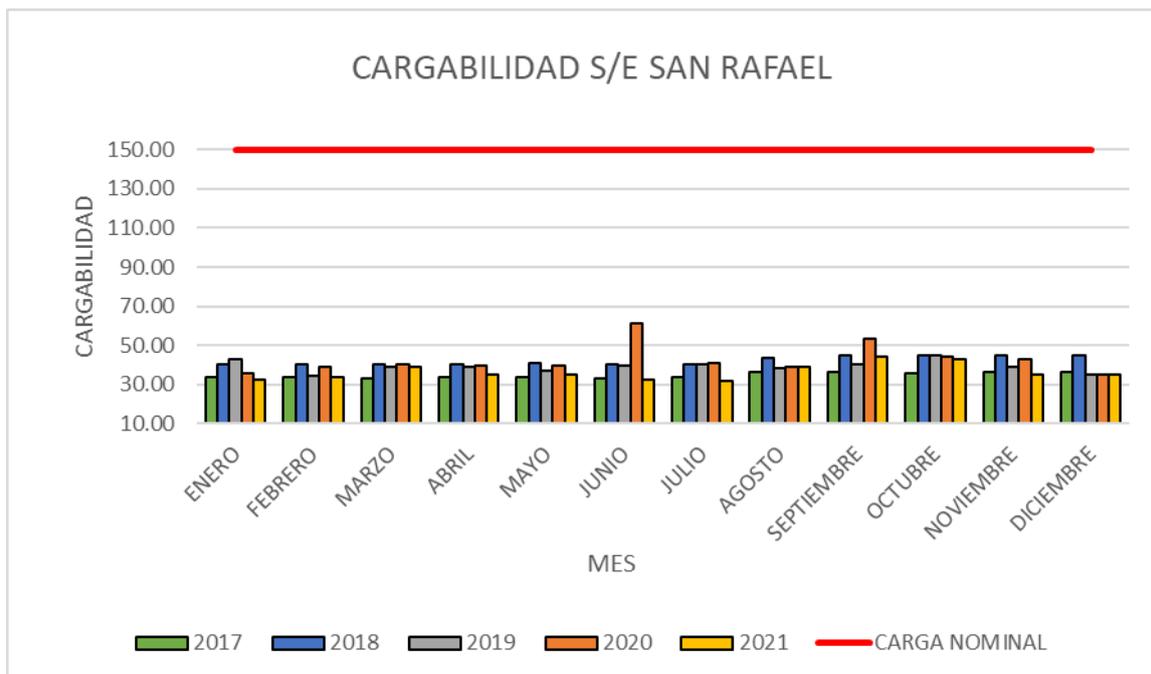


Figura 15 Análisis de cargabilidad anual S/E San Rafael (MVA)

Fuente: Autor

Tabla 12 Datos promedio mensual y anual en MVA S/E San Rafael

MES	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	33.78	40.48	43.21	35.90	32.84
Febrero	33.69	40.40	34.77	38.81	33.66
Marzo	33.04	40.37	39.22	40.64	38.85
Abril	33.92	40.48	38.89	39.51	35.31
Mayo	33.67	40.80	37.08	39.42	35.42
Junio	33.45	40.15	39.65	60.99	32.27
Julio	33.52	40.42	40.13	41.10	31.55
Agosto	36.17	43.57	38.35	39.20	38.78
Septiembre	36.27	45.23	40.15	53.21	44.40
Octubre	36.03	44.72	44.63	44.05	42.77
Noviembre	36.24	44.95	39.05	42.85	35.42
Diciembre	36.71	44.83	34.87	34.89	35.04

Fuente: Autor

En el estudio de cargabilidad, Tabla 10, se observa que en los 4 años que comprende el periodo de 2017 a 2021, no ha tenido mayor incremento en la cargabilidad del autotransformador, se ha mantenido por debajo de la carga nominal a la que está dimensionado, esto se debe a que esta subestación abastece a las petroleras del oriente.

En el análisis de cargabilidad anual se observa desde 2017 hasta 2021 del autotransformador seleccionado de la S/E San Rafael. Se conoce que la subestación abastece a la mayor parte de las petroleras. Pese a pertenecer a la categoría de industrias grandes no demanda cargas muy elevadas. Esto es beneficioso para los transformadores porque hasta el año 2021 no había superado más del 25% de la carga nominal, por lo que podemos afirmar que el autotransformador opera en condiciones normales y si no se sobrecarga no hay excesiva elevación de temperatura que perjudique los elementos internos del transformador como serían el papel aislante. En este caso, si el papel aislante trabaja a temperaturas elevadas puede carbonizarse y aceleraría el proceso de pérdida de vida útil del transformador.

4.6.1.8. Cálculo de sobrecarga

Para determinar la sobrecarga de corta y larga duración en los autotransformadores está basada en la sobrecarga permitida dada por los fabricantes, Tabla 3, de acuerdo con la carga que ha tenido los autotransformadores hasta el año 2021 observamos que no supera el 50% de su carga nominal, de acuerdo con la ubicación de la subestación tomamos la temperatura de 40°C, de igual manera por su ubicación se debe corregir por el factor de altura.

Sobrecarga de corta duración corregida = $133 * 0.9323$

Sobrecarga de corta duración corregida = 123% (184.5 MVA)

Sobrecarga de larga duración corregida = $111% * 0.9323$

Sobrecarga de larga duración corregida = 103% (154.5 MVA)

El autotransformador de la bahía ATH, puede tomar una sobrecarga de corta duración de 30 min a una carga de 184.5 MVA, y una sobrecarga de larga duración de 2 horas a una carga de 154.5 MVA, estos datos se calculan para no comprometer la vida útil del autotransformador.

4.6.2. El Inga

Los transformadores de la subestación El Inga son de 200MVA a comparación de las otras subestaciones que son de 150MVA, aquí se tienen más antecedentes de pruebas de años

anteriores para poder ir comparando como ha ido el comportamiento de cargabilidad y como ha afectado al transformador.

4.6.2.1. Datos de Placa

Tabla 13 Datos de placa Transformador ATH S/E El Inga

Categoría	Datos
Serie:	201408153
Marca:	SPECO
Potencia (MVA):	120/160/200 ^a
Voltaje (kV):	500/3-230/3-34.5
Corriente (A):	692.8/1506.1/1942.0
Etapas de enfriamiento:	ONAN/ONAF1/ONAF2
Grupo de conexión:	Yna0d1
Año de fabricación:	2014
Elevación temperatura devanados (°C):	55

Fuente: Autor

Nota: ^a las potencias se refieren a cada etapa de enfriamiento

4.6.2.2. Análisis DGA

A continuación, se muestran los resultados del análisis de gases disueltos en el aceite (ppm) del autotransformador ATH, desde el año 2018.

Tabla 14 Análisis DGA en $\mu\text{L/L}$ (ppm) S/E El Inga

DGA EQUIPOS EN SERVICIO >230KV	2018	2019	2020	2021	CONDICIÓN IEEE C57-104
Hidrógeno	16	21	10	11	ESTADO DGA 1
Acetileno	<2	<2	<1	<1	
Etano	<2	<2	<1	<1	
Etileno	<2	<2	<1	<1	
Metano	<5	<5	5	6	
Monóxido de carbono	150	791	407	510	
Dióxido de carbono	368	614	857	1053	
Nitrógeno	16933	79741	48177	72514	
Oxígeno	3548	18786	7767	12353	

Fuente: Autor

Todos los gases se encuentran en CONDICIÓN 1 de acuerdo con la norma IEEE C57.104, por tanto; no es necesario realizar ningún análisis adicional para concluir que no existe ninguna falla interna en el transformador.

4.6.2.3. Análisis AFQ

Dados los resultados obtenidos del análisis fisicoquímico, se evalúa en qué condiciones se encuentra el aceite dieléctrico desde el año 2018.

Tabla 15 Análisis AFQ S/E El Inga

AFQ EQUIPOS EN SERVICIO >230kV	2018 (ppm)	2019 (ppm)	2020 (ppm)	2021 (ppm)	CATEGORÍA IEEE C57-106-2015
Color	<0.5	<0.6	<0.5	<0.5	
Gravedad específica	0.8732	0.8754	0.8743	0.8753	
Tensión interfacial (Dina/cm)	48.7	47.9	46.4	47.5	
Acidez (mgKOH/cm)	0.01	0.01	0.01	0.02	CLASE 1
Humedad aceite (ppm)	4	4	4	5	
Índice de calidad	4870	4790	4640	2375	
Rigidez dieléctrica (kV)	26	42	51	52	

Fuente: Autor

Analizando los valores obtenidos en las tablas 14 y 15, se puede evaluar en base a la norma IEEE C57-106-2015, donde se observa que no hay mayor diferencia entre los años 2018 y 2021. La evaluación implica que se encuentra en CLASE 1, quiere decir que está en condiciones normales funcionamiento.

Uno de los factores más importantes que se debe tener en cuenta es la humedad que tiene el aceite, que es la cantidad de agua concentrada en el aceite, que podemos notar que se encuentra en 4 ppm y ha incrementado a 5 ppm, pero el incremento es moderado.

4.6.2.4. Ensayos eléctricos

De los resultados de las pruebas eléctricas SAT, no se reportan novedades. No se cuenta con información de pruebas eléctricas de rutina.

4.6.2.5.Novedades de mantenimiento

No existen novedades (Anexo 3)

4.6.2.6.Registro de fallas

No existe registro de fallas

4.6.2.7.Perfil de carga

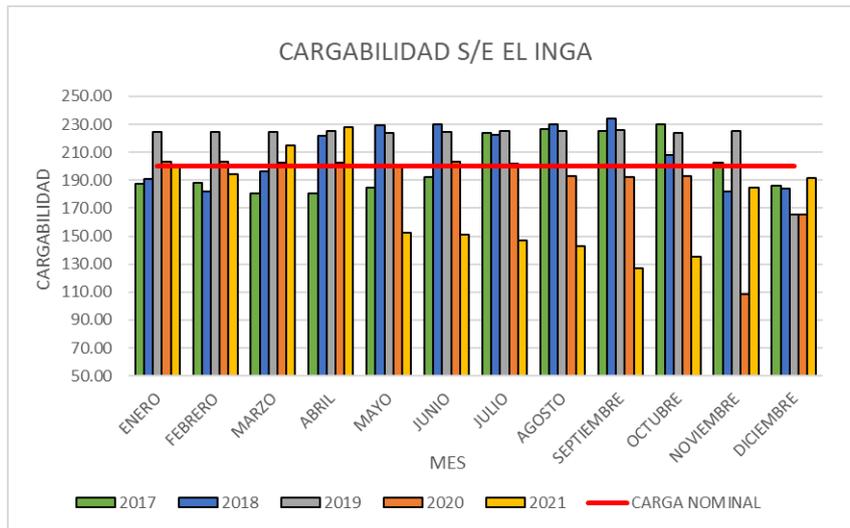


Figura 16 Análisis de cargabilidad anual S/E El Inga (MVA)
Fuente: Autor

Tabla 16 Datos promedio mensual y anual de cargabilidad (MVA) S/E El Inga

MES	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	187.28	190.61	224.63	202.97	199.63
Febrero	188.39	182.02	224.83	202.99	194.17
Marzo	180.79	196.36	224.34	202.31	215.08
Abril	180.71	221.57	225.10	202.81	227.72
Mayo	185.01	229.04	223.83	200.87	152.39
Junio	191.93	229.80	224.70	203.03	150.98
Julio	224.07	222.21	225.01	202.09	146.89
Agosto	226.79	229.99	225.00	192.67	142.54
Septiembre	225.30	234.09	225.83	192.30	126.76
Octubre	229.89	208.02	224.15	192.90	135.04
Noviembre	202.50	182.18	225.14	108.21	184.71
Diciembre	186.29	184.24	165.46	165.50	191.56

Fuente: Autor

4.6.2.8. Cálculo de sobrecarga

Para determinar la sobrecarga de corta y larga duración en los autotransformadores está basada en la sobrecarga permitida dada por los fabricantes Tabla 3, de acuerdo con la carga que ha tenido los autotransformadores hasta el año 2021 observamos que la carga en ciertos tiempos supera el 100% de su carga nominal, siempre se debe tomar el peor caso, si ocurriera una falla no comprometer al autotransformador, de acuerdo con la ubicación de la subestación tomamos la temperatura de 25°C, de igual manera por su ubicación se debe corregir por el factor de altura.

Sobrecarga de corta duración corregida = $142 * 0.9323$

Sobrecarga de corta duración corregida = 132.38% (264 MVA)

Sobrecarga de larga duración corregida = $122\% * 0.9323$

Sobrecarga de larga duración corregida = 113.74% (227 MVA)

Según los datos obtenidos de sobrecarga, el banco del autotransformador puede sobrecargarse 30 min a una potencia de 264 MVA en corta duración y 2 horas a 227 MVA a una sobrecarga de larga duración. El Inga consta de 3 bahías, en el que en caso de que ocurra una desconexión tomara carga los otros bancos, se vería comprometido si quedara solo un banco en servicio, pero es casi imposible que ocurra.

4.6.3. Tisaleo

Esta subestación al no tener carga se puede evaluar mediante pruebas eléctricas y análisis de aceite, para poder estimar la vida útil de los autotransformadores.

4.6.3.1. Datos de Placa

Tabla 17 Datos de placa Transformador ATI S/E Tisaleo

Características	Datos
Serie:	2015-55-89
Marca:	CHANGZHOU XD TRANSFORME CO
Potencia (MVA):	50/150/150
Voltaje (kV):	500/3-230/3-34.5
Corriente (A):	519.6/1129.6/1449.3

Etapas de enfriamiento:	ONAN/ONAF1/ONAF2
Grupo de conexión:	Yna0d1
Año de fabricación:	2014
Elevación temperatura devanados (°C):	55

Fuente: Autor

Nota: ^a las potencias se refieren a cada etapa de enfriamiento

4.6.3.2. Análisis DGA

A continuación, se muestran los resultados del análisis de gases disueltos en el aceite (ppm) del autotransformador ATI, desde el año 2020.

Tabla 18 Análisis DGA en $\mu\text{L/L}$ (ppm) S/E Tisaleo

DGA EQUIPOS EN SERVICIO >230kV	2020	2021	CONDICIÓN IEEE C57-104
Hidrógeno	<10	<10	ESTADO DGA 1
Acetileno	<1	<1	
Etano	<1	<1	
Etileno	<1	<1	
Metano	2	2	
Dióxido de carbono	421	394	
Monóxido de carbono	174	100	
Nitrógeno	33351	42921	
Oxígeno	9866	11732	

Fuente: Autor

Todos los gases se encuentran en CONDICIÓN 1, de acuerdo con la norma IEEE C57.104, por tanto; no es necesario realizar ningún análisis adicional para concluir que no existe ninguna falla interna en el transformador.

4.6.3.3. Análisis AFQ

Dados los resultados obtenidos del análisis fisicoquímico, se evalúa en qué condiciones se encuentra el aceite dieléctrico desde el año 2020.

Tabla 19 Análisis AFQ S/E Tisaleo

AFQ EQUIPOS EN SERVICIO >230kV	2020	2021	CATEGORÍA IEEE C57-106-2015
Color	<0.5	<0.5	CLASE 1
Gravedad específica	0.874	0.8744	
Tensión interfacial (Dina/cm)	48	46.7	
Acidez (mgKOH/cm)	0.01	0.02	
Humedad aceite (ppm)	5	4	
Índice de calidad	4800	2335	
Rigidez dieléctrica (kV)	39	51	

Fuente: Autor

Al aplicar la relación tensión interfacial/acidez se determina el índice de calidad del aceite es superior a 300. La humedad del papel se evalúa por medio de curvas de equilibrio térmico, que en este caso; con un contenido máximo de humedad del aceite de 4 ppm se tiene una humedad del 2%, lo cual determina que es un papel moderadamente húmedo. Todos los parámetros están dentro de los límites CLASE 1, según la norma IEEE C57.106 y por tanto la calidad del aceite es aceptable para soportar sobrecargas.

4.6.3.4. Ensayos eléctricos

De los resultados de las pruebas eléctricas SAT, no se reportan novedades. No se cuenta con información de pruebas eléctricas de rutina.

4.6.3.5. Novedades de mantenimiento

No existen novedades (Anexo 4)

4.6.3.6. Registro de fallas

No existe registro de fallas

4.6.4. Chorrillos

La subestación Chorrillos al encontrarse en la costa ecuatoriana tiene una altitud de 4 m sobre el nivel del mar por tanto la temperatura promedio está entre los 20-30°C, esto se ve reflejado en la temperatura de operación de los transformadores.

4.6.4.1.Datos de Placa

Tabla 20 Datos de placa Transformador ATI S/E Chorrillos

Características	Datos
Serie:	2015-55-89
Marca:	CHANGZHOU XD TRANSFORME CO
Potencia (MVA):	50/150/150 ^a
Voltaje (kV):	500/3-230/3-34.5
Corriente (A):	519.6/1129.6/1449.3
Etapas de enfriamiento:	ONAN/ONAF1/ONAF2
Grupo de conexión:	Yna0d1
Año de fabricación:	2014
Elevación temperatura devanados (°C):	55

Fuente: Autor

Nota: ^a las potencias se refieren a cada etapa de enfriamiento

4.6.4.2.Análisis DGA

A continuación, se muestran los resultados del análisis de gases disueltos en el aceite (ppm) del autotransformador ATI, del año 2021.

Tabla 21 Análisis DGA en µL/L (ppm) S/E Chorrillos

DGA EQUIPOS EN SERVICIO >230kV	2021	CONDICIÓN IEEE C57-104
Hidrógeno	<10	ESTADO DGA 1
Acetileno	<1	
Etano	<1	
Etileno	<1	
Metano	5	
Monóxido de carbono	430	
Dióxido de carbono	1354	
Oxígeno	12781	
Nitrógeno	51052	

Fuente: Autor

Todos los gases se encuentran en ESTADO DGA 1 de acuerdo la norma IEEE C57.104, por tanto; no es necesario realizar ningún análisis adicional para concluir que no existe ninguna falla interna en el transformador.

4.6.4.3. Análisis AFQ

Dados los resultados obtenidos del análisis fisicoquímico, se evalúa en qué condiciones se encuentra el aceite dieléctrico desde el año 2021.

Tabla 22 Análisis AFQ S/E Chorrillos

AFQ EQUIPOS EN SERVICIO >230kV	2021	CATEGORÍA IEEE C57-106-2015
Color	<0.5	
Gravedad específica	0.8735	
Tensión interfacial (Dina/cm)	43.9	
Acidez (mgKOH/cm)	<0.01	CLASE 1
Humedad aceite (ppm)	5	
Índice de calidad	4390	
Rigidez dieléctrica (kV)	50	

Fuente: Autor

Aplicando la relación tensión interfacial/acidez se determina el índice de calidad del aceite es superior a 300. La humedad en el papel se estima mediante curvas de equilibrio térmico, que en este caso; con un contenido máximo de humedad en el aceite de 4 ppm se tiene una humedad del 2% en el papel, lo cual determina que es un papel moderadamente húmedo. Es necesario acotar que la calidad del aceite es aceptable para soportar sobrecargas.

4.6.4.4. Ensayos eléctricos

De los resultados de las pruebas eléctricas SAT, no se reportan novedades. No se cuenta con información de pruebas eléctricas de rutina.

4.6.4.5. Novedades de mantenimiento

No existen novedades (Anexo 5)

4.6.4.6. Registro de fallas

No existe registro de fallas

4.6.4.7. Perfil de carga

En la figura 17 se observa el perfil de carga anual desde el año 2017 de la Subestación Chorrillos.

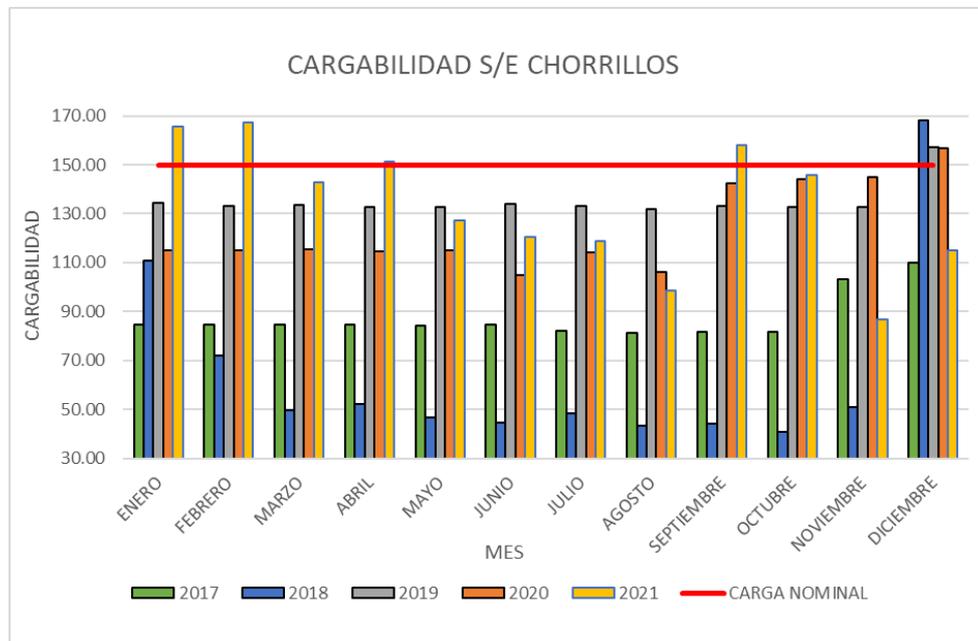


Figura 17 Análisis de cargabilidad anual S/E Chorrillos (MVA)

Fuente: Autor

Tabla 23 Datos promedio mensual y anual de cargabilidad (MVA) S/E Chorrillos

MES	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	84.59	110.97	134.20	114.83	165.74
Febrero	84.59	71.95	133.34	115.21	167.37
Marzo	84.44	49.83	133.40	115.26	142.83
Abril	84.59	52.34	132.83	114.51	151.34
Mayo	84.41	46.77	132.84	114.99	127.11

Junio	84.64	44.68	134.07	104.97	120.65
Julio	82.01	48.43	133.22	114.33	118.78
Agosto	81.47	43.50	131.91	106.01	98.41
Septiembre	81.53	44.25	133.29	142.42	158.01
Octubre	81.51	40.96	132.73	144.16	145.87
Noviembre	103.04	51.05	132.84	144.95	86.83
Diciembre	110.06	168.11	157.03	156.95	114.84

Fuente: Autor

4.6.4.8. Cálculo de sobrecarga

Para determinar la sobrecarga de corta y larga duración en los autotransformadores nos basamos en la sobrecarga permitida dada por los fabricantes, Tabla 3, de acuerdo con la carga que ha tenido los autotransformadores hasta el año 2021 observamos que no supera el 70% de su carga nominal, de acuerdo con la ubicación de la subestación tomamos la temperatura de 40°C, no se debe hacer corrección de altura.

Sobrecarga de corta duración corregida = 126% (189 MVA)

Sobrecarga de larga duración corregida = 107% (160 MVA)

El autotransformador de la bahía ATI, en caso de sobrecarga puede tomar por 30 min una potencia de 189 MVA como sobrecarga de corta duración y una carga de 2 horas de 160 MVA por una sobrecarga de larga duración. La subestación Chorrillos posee 2 bahías, en caso de que salga de servicio por mantenimiento o por falla toma la carga sin presentar ningún inconveniente.

5. RESUMEN DE DATOS

Los datos de cargabilidad y temperatura ambiente se ingresaron para determinar el factor de carga, posteriormente se ingresaron las ecuaciones de la norma IEC 60076-7 dadas en el marco metodológico, mediante la ecuación 15 se determina la temperatura en el punto más caliente o “hot-spot”, posteriormente se calcula la pérdida de vida útil de los autotransformadores hasta el año 2021 para el análisis correspondiente.

Tabla 24 Resumen de datos obtenidos del análisis de los autotransformadores

BAHÍA	AÑO	2017	2018	2019	2020	2021
S/E SAN RAFAEL ATH-A	Número de bahías	1	1	1	1	1
	Vida Remanente [años]	37.99	37.98	37.93	36.84	35.58
	Temperatura promedio [°C]	18.16	17.79	18.14	18.7	17.9
	Potencia nominal [MVA]	150				
	Carga promedio [MVA]	34.71	42.21	39.56	42.48	36.29
	Carga máxima [MVA]	34.71	55	86.77	97.9	99.77
	Sobrecarga de corta duración [MVA]	184.4	184.5	184.5	184.5	184.5
	Sobrecarga de larga duración [MVA]	154.5	154.5	154.5	154.5	154.5
	Pérdida de vida útil [años]	2 años y medio				
	Número de bahías	3	3	3	3	3
S/E EL INGA ATH-A	Vida Remanente	37.99	37.98	37.93	36.84	33.55
	Temperatura promedio [°C]	9.52	9.37	9.54	9.98	9.43
	Potencia nominal [MVA]	200				
	Carga promedio [MVA]	200.8 5	209.4	224.6 5	189.2 6	172.0 8
	Carga máxima [MVA]	263.0 6	389.9 3	265.1 2	439.9	441.2
	Sobrecarga de corta duración [MVA]	264	264	264	264	264
	Sobrecarga de larga duración [MVA]	227	227	227	227	227
	Pérdida de vida útil [años]	4 años y medio				
	Número de bahías	2	2	2	2	2

S/E CHORRILLOS ATI-A	Vida remanente [años]	38	37.87	37.78	36.21	34.66
	Temperatura promedio [°C]	26.92	27.34	27.63	26.41	26.63
	Potencia nominal [MVA]	150				
	Carga promedio [MVA]	87.24	64.51	133.2 4	124.0 7	132.8 9
	Carga máxima [MVA]	112.0 9	208.9 5	174	374.8 1	374.8 1
	Sobrecarga de corta duración [MVA]	189	189	189	189	189
	Sobrecarga de larga duración [MVA]	160	160	160	160	160
	Pérdida de vida útil [años]	3 años y medio				

6. CONCLUSIONES

- La norma IEC 70076-7 ayuda a estimar la vida remanente de los autotransformadores por medio de una serie de ecuaciones térmicas con base en el punto más caliente en el devanado.
- En el presente trabajo se han calculado las temperaturas más elevadas del devanado (hot-spot) y del aceite (top-oil) de cada autotransformador, en base a sus perfiles de carga y al sistema de enfriamiento, además, se ha determinado la pérdida de vida útil de los autotransformadores que han sufrido desde su puesta en servicio, en base a los modelos térmicos y a la degradación del sistema de aislamiento, se ha establecido los límites de sobrecarga de los autotransformadores, con el fin de reducir el impacto en la pérdida de vida útil, ante una contingencia de este tipo y se ha analizado la incidencia de los diferentes parámetros técnico-ambientales en la pérdida de vida de cada uno de los autotransformadores, al operar con distintos niveles de carga y al estar expuestos a condiciones ambientales distintas.
- Se realizó una hoja de cálculo de las 3 subestaciones que poseen carga, que mediante las ecuaciones se determinó la pérdida de vida útil de los autotransformadores.
- El aceite en el transformador es uno de los elementos más importantes, ya sea por sus propiedades dieléctricas que ayudan a refrigerar el autotransformador, también ayuda a detectar posibles problemas que puede estar ocurriendo en el interior.

7. RECOMENDACIONES

Una vez establecidas las conclusiones de caso, se pueden establecer las siguientes recomendaciones:

- Es importante tener como herramienta las pruebas de fábrica o pruebas SAT para poder contrastar resultados e información que es de mucha importancia para cualquier estudio.
- Llevar un control de temperatura y carga es de mucha utilidad para saber el comportamiento de los transformadores.
- Se recomienda realizar mantenimientos preventivos y si es necesario correctivos de manera oportuna para evitar el deterioro del sistema eléctrico y que la vida útil del transformador no se deteriore.
- Es importante conocer las diferentes normas, para evaluar los valores que salen en pruebas eléctricas o pruebas de aceite.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. Cayambe y M. Juan, «análisis de la vida Útil Del Transformador De Potencia Y Vida De Su Aislamiento En Régimen De explotación», 2014.
- [2] INEN, «Transformadores, placa de características», INEN, Quito, 2013.
- [3] ElectroTec Perú, 12 Enero 2018. [En línea]. Available: <https://electrotec.pe/blog/ComposicionDeUnTransformador>.
- [4] «RELÉ BUCHHOLZ», 14 Marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.emb-online.net/es/proteccion-de-transformadores/rele-buchholz.html>.
- [5] E. Cajamarca, «Cargabilidad en transformadores de potencia, incidencia en la vida útil, perdidas de energía y condiciones operativas», UPS, Cuenca, 2010.
- [6] Rte México, «Tipos de Enfriamiento en Transformadores», 2014.
- [7] CELEC, «Conexión al Sistema Nacional de Transmisión», 12 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://www.gob.ec/celec-ep/tramites/conexion-al-sistema-nacional-transmision>.
- [8] Sevilla , C. (2016). El sistema eléctrico. Madrid: Tecnología eléctrica. Obtenido de <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/844814807X.pdf>
- [9] J. Ortiz, «Sistemas de distribución», Unam, México, 2010.
- [10] INEN. (2014). NTE INEN-ISO 60076-7. Quito: INEN. Obtenido de https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/NTE_INEN_IEC_60076-7.pdf
- [11] INEN. (2013). Transformadores, placa de características. Quito: INEN. Obtenido de https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/NTE_INEN_2130.pdf
- [12] ECUATRAN, «ECUATRAN», 12 Junio 2021. [En línea]. Available: <https://www.ecuatran.com/es/transformadores/>.
- [13] Areatecnología, «Area Tecnología», Redes aéreas de distribución, s.f.. [En línea]. Available: <https://areatecnologia.com/electricidad/redes-aereas-baja-tension.html>. [Último acceso: 26 Febrero 2022].
- [14] C. J. Pruna Molina y J. F. Tipantasig Coro, «Análisis de cargabilidad de los transformadores de distribución considerando la demanda eléctrica por la incorporación de las cocinas de inducción en el alimentador Ficoa de la subestación atocha, perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centr», Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, 2016.
- [15] I. Rondón , V. Calache y F. Rojas , «Metodología para estimar la vida útil del autotransformador at-4, 700 mva de la subestación guayana», *UNEXPO*, pp. 57-67, 2013.
- [16] L. F. Carvajal Galeano, «Vida útil en transformadores de distribución y su relación con el modelo térmico bajo normas IEEE/IEC/ANSI», Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2008.
- [17] S. Ramírez, «Protección de Sistemas Eléctricos», Universidad Nacional de Colombia, 2003.
- [18] J. Ordoñez, «Mantenimiento de sistemas electricos de distribución», UPS, Guayaquil, 2015.

- [19] E. Vilca y O. Chura, «“INSPECCIÓN PREVENTIVA MEDIANTE EL USO DEL VEHÍCULO AÉREO NO TRIPULADO (DRONE), PARA EVITAR INTERRUPCIONES DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN”,» UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO DE PUNO, 2021.
- [20] R. Sepúlveda, I. Agudelo y J. Casas, «MODELO METODOLÓGICO PARA REALIZAR MANTENIMIENTOS PREDICTIVO Y PREVENTIVO POR MEDIO DE DRONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN EL MUNICIPIO DE GUATAPÉ,» CORPORACIÓN UNIVERSITARIA MINUTO DE DIOS - SECCIONAL BELLO, 2017.
- [21] J. Ordoñez y L. Nieto, «MANTENIMIENTO DE SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION,» UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, 2010.
- [22] Ecos de la economía, «La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica,» Ecos de la economía, Medellín, 2004.
- [23] L. Alvarado , «Sistemas de Potencia y diseño de maquinarias,» UPS, Guayaquil, 2012.
- [24] Roberto Jesús Rodríguez Naranjo “Determinación de temperaturas significativas de un transformador de potencia durante sobrecargas”, Escuela Politécnica Superior, UC3M

ANEXO 1

Estas tablas se determinó la vida útil de los autotransformadores de cada subestación, se ingresó los datos y ecuaciones de la norma para cada autotransformador, debido a la extensión de datos se toma los valores desde el inicio y final de cada año para su presentación, los valores de cada mes del año no son tan variables por ello se puede tomar en cuenta únicamente los valores finales para su presentación.

Tabla 25 Datos para determinar la vida útil S/E San Rafael

Año	hora: min	D Θ _o	Θ _o [°C]	DA Θ h ₁	$\Delta\Theta$ h ₁	DA Θ h ₂	$\Delta\Theta$ h ₂	$\Delta\Theta$ h	Θ _h [°C]	DL [min]	L [min]	L [días]	L [años]	Vida reman ente [años]
2017	0:00:00	0.000	36.69	0.000	18.28	0.000	9.14	9.14	45.83	0.000	0.00	0.00	0	38.00
2017	1:00:00	1.561	38.25	23.746	42.02	2.216	11.36	30.67	68.92	0.235	0.24	0.00	4.48E-07	38.00
2017	2:00:00	-0.938	37.32	-50.792	-8.77	-1.393	9.96	-18.73	18.59	0.000	0.24	0.00	4.48E-07	38.00
2017	8757:00:00	-0.683	41.28	-39.697	5.74	-0.583	13.13	-7.39	33.89	0.002	4456.79	3.09	0.008479	37.99
2017	8758:00:00	0.458	41.74	48.787	54.53	0.997	14.13	40.40	82.14	1.204	4457.99	3.10	0.008482	37.99
2017	8759:00:00	0.248	41.99	-41.989	12.54	0.635	14.76	-2.22	39.77	0.004	4457.99	3.10	0.008482	37.99
2018	8760:00:00	-1.401	40.59	12.947	25.49	-1.736	13.03	12.46	53.05	0.028	4458.02	3.10	0.008482	37.99
2018	8761:00:00	-0.286	40.30	-0.339	25.15	-0.130	12.90	12.25	52.55	0.026	4458.05	3.10	0.008482	37.99
2018	8762:00:00	0.410	40.71	10.700	35.85	0.887	13.78	22.06	62.78	0.105	4458.15	3.10	0.008482	37.99
2018	17517:00:00	-1.386	43.06	-47.089	8.08	-0.949	16.70	-8.61	34.44	0.002	10447.66	7.26	0.019878	37.98
2018	17518:00:00	-1.024	42.03	39.874	47.96	-0.666	16.03	31.93	73.96	0.445	10448.11	7.26	0.019878	37.98
2018	17519:00:00	-1.505	40.53	-44.968	2.99	-1.442	14.59	-11.60	28.93	0.001	10448.11	7.26	0.019878	37.98
2019	17520:00:00	1.167	41.69	68.913	71.90	1.892	16.48	55.42	97.11	6.650	10454.76	7.26	0.019891	37.98
2019	17521:00:00	-0.350	41.34	-72.194	-0.29	0.011	16.49	-16.79	24.56	0.000	10454.76	7.26	0.019891	37.98
2019	17522:00:00	0.761	42.11	74.646	74.35	1.199	17.69	56.66	98.77	7.963	10462.72	7.27	0.019906	37.98
2019	26272:00:00	-4.085	52.79	65.254	58.36	-3.975	21.61	36.75	89.53	2.849	35190.23	24.44	0.066952	37.93
2019	26273:00:00	-3.507	49.28	-64.090	-5.73	-3.358	18.25	-23.99	25.29	0.000	35190.23	24.44	0.066952	37.93
2019	26274:00:00	-2.378	46.90	56.540	50.81	-2.044	16.21	34.60	81.50	1.115	35191.34	24.44	0.066955	37.93
2020	26275:00:00	-1.696	45.20	-50.069	0.74	-1.485	14.72	-13.98	31.22	0.001	35191.34	24.44	0.066955	37.93
2020	26276:00:00	-0.817	44.39	47.773	48.51	-0.517	14.21	34.31	78.69	0.796	35192.14	24.44	0.066956	37.93
2020	26277:00:00	-0.248	44.14	-35.978	12.53	0.126	14.33	-1.80	42.34	0.006	35192.15	24.44	0.066956	37.93
2020	35045:00:00	-0.176	39.18	-5.198	19.95	-0.069	11.31	8.65	47.82	0.013	610539.44	423.99	1.161605	36.84
2020	35046:00:00	-0.376	38.80	0.962	20.91	-0.371	10.93	9.98	48.78	0.015	610539.45	423.99	1.161605	36.84
2020	35047:00:00	0.192	38.99	1.852	22.77	0.007	10.94	11.82	50.82	0.020	610539.48	423.99	1.161605	36.84
2021	35048:00:00	0.428	39.42	-0.928	21.84	0.066	11.01	10.83	50.25	0.019	610539.49	423.99	1.161605	36.84
2021	35049:00:00	-0.061	39.36	-8.345	13.49	-0.810	10.20	3.29	42.65	0.006	610539.50	423.99	1.161605	36.84
2021	35050:00:00	0.298	39.66	6.382	19.88	-0.601	9.60	10.28	49.94	0.018	610539.52	423.99	1.161605	36.84
2021	43821:00:00	-0.771	39.19	-0.514	20.11	0.042	10.09	10.01	49.21	0.016	127193.5.30	883.29	2.419968	35.58
2021	43822:00:00	-0.838	38.35	0.811	20.92	0.062	10.16	10.76	49.12	0.016	127193.5.31	883.29	2.419968	35.58
2021	43823:00:00	-0.566	37.79	0.234	21.15	0.127	10.28	10.87	48.66	0.015	127193.5.33	883.29	2.419968	35.58

Fuente: Autor

Nota: Debido a la extensión de datos, se toma como referencia cada año, para observar cómo va disminuyendo la vida útil de los autotransformadores.

Tabla 26 Datos para determinar la vida útil S/E El Inga

Año	hora: min	D Θo	Θo [°C]	ΔΔΘ _{h1}	ΔΘ _{h1}	ΔΔΘ _{h2}	ΔΘ _{h2}	ΔΘ _h	Θh [°C]	DL [min]	L [min]	L [días]	L [años]	Vida remanente [años]
2017	0:00:00	0.00 0	70.48	0.000	120.89	0.000	60.45	60.45	0.00	0.000	0.00	0.00	0	38.00
2017	1:00:00	1.42 4	69.06	-17.655	103.24	-1.648	58.80	44.44	113.50	4.277	4.28	0.00	8.137E-06	38.00
2017	2:00:00	0.98 9	70.05	11.340	114.58	0.771	59.57	55.01	125.06	13.197	17.47	0.01	3.325E-05	38.00
2017	8757:00:00	1.04 9	64.89	11.054	107.42	1.067	48.36	59.07	123.96	11.891	709015.96	492.37	1.3489649	36.65
2017	8758:00:00	0.43 6	65.33	3.394	110.82	0.531	48.89	61.93	127.26	16.235	709032.20	492.38	1.3489958	36.65
2017	8759:00:00	0.84 4	66.17	6.854	117.67	0.900	49.79	67.88	134.05	30.355	709062.55	492.40	1.3490536	36.65
2018	8760:00:00	0.41 6	65.76	-6.736	110.94	-0.267	49.52	61.41	127.17	16.102	709078.66	492.42	1.3490842	36.65
2018	8761:00:00	0.94 8	64.81	-11.431	99.50	-0.829	48.69	50.81	115.62	5.285	709083.94	492.42	1.3490943	36.65
2018	8762:00:00	0.18 5	64.99	3.150	102.65	0.336	49.03	53.62	118.62	7.102	709091.04	492.42	1.3491078	36.65
2018	17517:00:00	1.22 5	60.81	-10.475	71.12	-1.197	45.07	26.04	86.86	0.242	1778068.89	1234.77	3.3829317	34.62
2018	17518:00:00	0.00 4	60.81	5.991	77.11	0.179	45.25	31.85	92.66	0.468	1778069.35	1234.77	3.3829326	34.62
2018	17519:00:00	0.86 8	59.94	-5.182	71.92	-0.752	44.50	27.42	87.36	0.256	1778069.61	1234.77	3.382933	34.62
2019	17520:00:00	0.57 9	60.52	11.178	83.10	0.702	45.20	37.90	98.42	0.885	1778070.50	1234.77	3.3829347	34.62
2019	17521:00:00	0.60 4	61.12	9.242	92.34	0.717	45.92	46.43	107.55	2.331	1778072.83	1234.77	3.3829392	34.62
2019	17522:00:00	0.69 3	61.82	8.338	100.68	0.788	46.71	53.98	115.79	5.377	1778078.20	1234.78	3.3829494	34.62
2019	26272:00:00	0.23 5	74.88	-2.174	110.26	-0.276	57.78	52.49	127.36	16.398	2013648.26	1398.37	3.831142	34.17
2019	26273:00:00	0.14 8	75.03	2.396	112.66	0.118	57.90	54.76	129.79	20.549	2013668.81	1398.38	3.8311811	34.17
2019	26274:00:00	0.30 2	75.33	3.964	116.62	0.307	58.20	58.42	133.75	29.526	2013698.34	1398.40	3.8312373	34.17
2020	26275:00:00	0.63 1	74.70	-4.627	112.00	-0.428	57.78	54.22	128.92	18.954	2013717.29	1398.41	3.8312734	34.17
2020	26276:00:00	0.60 1	74.10	-3.674	108.32	-0.414	57.36	50.96	125.06	13.197	2013730.49	1398.42	3.8312985	34.17
2020	26277:00:00	0.18 5	73.91	1.103	109.43	-0.025	57.34	52.09	126.00	14.426	2013744.91	1398.43	3.8313259	34.17
2020	35045:00:00	0.13 9	57.44	-1.590	85.42	-0.046	40.91	44.51	101.95	1.294	2097596.44	1456.66	3.9908608	34.01
2020	35046:00:00	0.15 0	57.29	-1.249	84.18	-0.045	40.87	43.31	100.60	1.119	2097597.55	1456.66	3.9908629	34.01
2020	35047:00:00	0.16 6	57.12	-0.981	83.19	-0.043	40.83	42.37	99.49	0.994	2097598.55	1456.67	3.9908648	34.01
2021	35048:00:00	0.22 2	56.90	-1.193	82.00	-0.080	40.75	41.26	98.16	0.860	2097599.41	1456.67	3.9908665	34.01
2021	35049:00:00	0.23 2	56.67	-0.937	81.06	-0.077	40.67	40.40	97.07	0.763	2097600.17	1456.67	3.9908679	34.01
2021	35050:00:00	1.16 2	55.51	-13.245	67.82	-1.242	39.43	28.39	83.90	0.171	2097600.34	1456.67	3.9908682	34.01
2021	43807:00:00	0.25 9	61.45	-2.614	94.96	-0.117	45.49	49.48	110.93	3.297	2336952.97	1622.88	4.4462575	33.55
2021	43808:00:00	1.38 0	60.07	-20.349	74.61	-1.820	43.67	30.95	91.02	0.389	2336953.36	1622.88	4.4462583	33.55
2021	43809:00:00	1.70 8	58.36	-15.989	58.63	-1.747	41.92	16.70	75.07	0.059	2336953.42	1622.88	4.4462584	33.55

Fuente: Autor

Nota: Debido a la extensión de datos, se toma como referencia cada año, para observar cómo va disminuyendo la vida útil de los autotransformadores.

Tabla 27 Datos para determinar la vida útil S/E Chorrillos

Año	hora :min	D Θ_0	Θ_0 [°C]	D $\Delta\Theta_{h1}$	$\Delta\Theta_{h1}$	D $\Delta\Theta_{h2}$	$\Delta\Theta_{h2}$	$\Delta\Theta_{h3}$	Θ_h [°C]	DL [min]	L [min]	L [días]	L [años]	Vida remanente [años]
2017	0:00:00	0.000	55.49	0.000	43.46	0.000	21.73	21.73	77.22	0.000	0.00	0.00	0	38.00
2017	1:00:00	-0.014	55.47	-0.089	43.37	-0.008	21.72	21.65	77.12	0.076	0.08	0.00	1.443E-07	38.00
2017	2:00:00	0.022	55.49	0.398	43.77	0.036	21.76	22.01	77.51	0.079	0.16	0.00	2.955E-07	38.00
2017	3:00:00	-0.015	55.48	-0.079	43.69	-0.002	21.75	21.93	77.41	0.079	0.23	0.00	4.45E-07	38.00
2017	8757:00:00	-0.087	66.00	0.521	60.59	0.045	30.16	30.43	96.43	0.712	1567.04	1.09	0.0029814	38.00
2017	8758:00:00	-0.200	65.80	-0.585	60.00	-0.049	30.11	29.89	95.69	0.656	1567.69	1.09	0.0029827	38.00
2017	8759:00:00	-0.174	65.63	-0.109	59.90	-0.015	30.10	29.80	95.42	0.637	1568.33	1.09	0.0029839	38.00
2018	8760:00:00	-0.151	65.48	0.215	60.11	0.014	30.11	30.00	95.47	0.641	1568.97	1.09	0.0029851	38.00
2018	8761:00:00	-0.204	65.27	-0.342	59.77	-0.034	30.08	29.69	94.96	0.605	1569.58	1.09	0.0029863	38.00
2018	8762:00:00	-0.186	65.09	-0.060	59.71	-0.013	30.06	29.64	94.73	0.590	1570.17	1.09	0.0029874	38.00
2018	17517:00:00	-0.511	94.16	-2.614	100.69	-0.315	53.12	47.57	141.73	60.048	69116.42	48.00	0.1315	37.87
2018	17518:00:00	0.066	94.23	3.125	103.81	0.181	53.30	50.51	144.74	77.923	69194.34	48.05	0.1316483	37.87
2018	17519:00:00	-0.699	93.53	-4.210	99.60	-0.449	52.85	46.75	140.28	52.889	69247.23	48.09	0.1317489	37.87
2019	17520:00:00	-0.998	92.53	-6.336	93.27	-0.713	52.14	41.13	133.66	29.291	69276.52	48.11	0.1318047	37.87
2019	17521:00:00	-1.252	91.28	-7.879	85.39	-0.956	51.18	34.21	125.48	13.742	69290.27	48.12	0.1318308	37.87
2019	17522:00:00	-0.679	90.60	-0.841	84.55	-0.418	50.76	33.78	124.38	12.380	69302.65	48.13	0.1318543	37.87
2019	26272:00:00	-0.178	76.21	-2.494	73.32	-0.287	38.97	34.35	110.55	3.175	116263.23	80.74	0.221201	37.78
2019	26273:00:00	0.143	76.35	1.827	75.15	0.078	39.05	36.10	112.45	3.846	116267.08	80.74	0.2212083	37.78
2019	26274:00:00	0.599	76.95	6.355	81.50	0.534	39.58	41.92	118.87	7.276	116274.35	80.75	0.2212221	37.78
2020	26275:00:00	-0.825	76.12	-7.160	74.34	-0.622	38.96	35.38	111.50	3.496	116277.85	80.75	0.2212288	37.78
2020	26276:00:00	-0.594	75.53	-3.441	70.90	-0.393	38.57	32.33	107.86	2.407	116280.26	80.75	0.2212334	37.78
2020	26277:00:00	-0.072	75.46	2.309	73.21	0.091	38.66	34.55	110.01	3.002	116283.26	80.75	0.2212391	37.78
2020	35045:00:00	0.090	93.85	1.859	110.22	0.109	55.91	54.31	148.16	104.274	942401.17	654.45	1.7930007	36.21
2020	35046:00:00	0.229	94.07	1.884	112.11	0.144	56.05	56.05	150.13	123.079	942524.25	654.53	1.7932349	36.21
2020	35047:00:00	0.365	94.44	2.013	114.12	0.188	56.24	57.88	152.32	147.723	942671.97	654.63	1.7935159	36.21
2021	35048:00:00	0.410	94.85	1.594	115.71	0.182	56.42	59.29	154.14	171.712	942843.68	654.75	1.7938426	36.21
2021	35049:00:00	0.504	95.35	1.820	117.53	0.227	56.65	60.88	156.24	203.839	943047.52	654.89	1.7942304	36.21
2021	35050:00:00	0.625	95.98	2.412	119.94	0.310	56.96	62.99	158.96	254.165	943301.69	655.07	1.794714	36.21
2021	43818:00:00	0.055	68.89	-0.512	57.05	-0.154	31.27	25.78	94.67	0.586	175427.489	1218.25	3.3376615	34.66
2021	43819:00:00	0.100	68.99	-0.458	56.60	-0.153	31.12	25.47	94.46	0.573	175427.546	1218.25	3.3376626	34.66
2021	43820:00:00	0.108	69.10	-0.465	56.13	-0.156	30.97	25.16	94.26	0.560	175427.602	1218.25	3.3376637	34.66

Fuente: Autor

Nota: Debido a la extensión de datos, se toma como referencia cada año, para observar cómo va disminuyendo la vida útil de los autotransformadores.

ANEXO 2



REPORTE DE OT
SUBESTACIÓN SAN RAFAEL
MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL BANCO DE
AUTOTRANSFORMADORES ATH 500/230 kV

OT número: OT# 66393

FECHA Y HORA: 16/02/2022 08H30

RESTRICCIÓN: Ninguna

OBJETO:

SE-SRF-500/230-ATH

info@elecsatec.com

www.elecsatec.com

Elecsatec Cía. LTDA

REPORTE DE TRABAJO REALIZADO:

En la bahía del autotransformador ATH del patio 500kV se realizan los siguientes trabajos:

- Limpieza y lavado de estructuras, bases y transformadores
- Limpieza de aislamiento en partes sin riesgo
- Limpieza y reajuste de borneras de la caja de conexiones de los transformadores
- Corrección de fallas pintura y oxido
- Inspección visual de fugas de aceite
- Mantenimiento de tableros TCDT y TCDR (Solo exterior)
- Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra
- Limpieza, lubricación y reajuste de cajas de transformadores
- Verificación de resistencias de calefacción
- Calibración de higrómetros
- Pruebas operativas al sistema de enfriamiento
- Pruebas operativas al sistema OLTC en el transformador de reserva
- Inspección y/o cambio de silicagel
- Pruebas eléctricas (resistencia de devanados, resistencia de aislamiento y relación de transformación)
- Pruebas eléctricas y medición en ventiladores

FOTOGRAFÍAS:



OBSERVACIONES:

No se encontró ninguna novedad en las pruebas eléctricas realizadas

NOVEDADES:

Ninguna

CONDICIONES EN LA QUE SE DEJA LA INSTALACIÓN/EQUIPO:

El banco de autotransformadores ATH queda disponible

RECOMENDACIONES:

Realizar el mantenimiento preventivo al menos una vez al año

ENTREGA A OPERACIÓN FECHA Y HORA: 16/02/2022 19H30

 ING. JUANCARLOS ASTUDILLO. GERENTE TÉCNICO ELECSATEC CIA. LTDA.	ING. JAIME OÑATE ADMINISTRADOR CONTRATO 036 CELEC EP - TRANSELECTRIC	ING. JAIME OÑATE ADMINISTRADOR CONTRATO 036 CELEC EP - TRANSELECTRIC
REALIZADO POR:	REVISADO POR:	APROBADO POR:



REPORTE DE OT
SUBESTACIÓN EL INGA
MANTENIMIENTO PREVENTIVO BANCO DE TRANSFORMADORES
ATH

OT número: OT# 67011

ENTREGA A MANTENIMIENTO FECHA Y HORA: 03/03/2022 09H32
RESTRICCIÓN: Ninguna
OBJETO: SE-ING-500-BHTH
OPERADOR COT: Jackson Baquero
OPERADOR S/E: Ismael Valdivieso
JEFE DE TRABAJO: Ing. Jaime Oñate

info@elecsatec.com
www.elecsatec.com
Elecsatec Cía. LTDA

REPORTE DE TRABAJO REALIZADO:

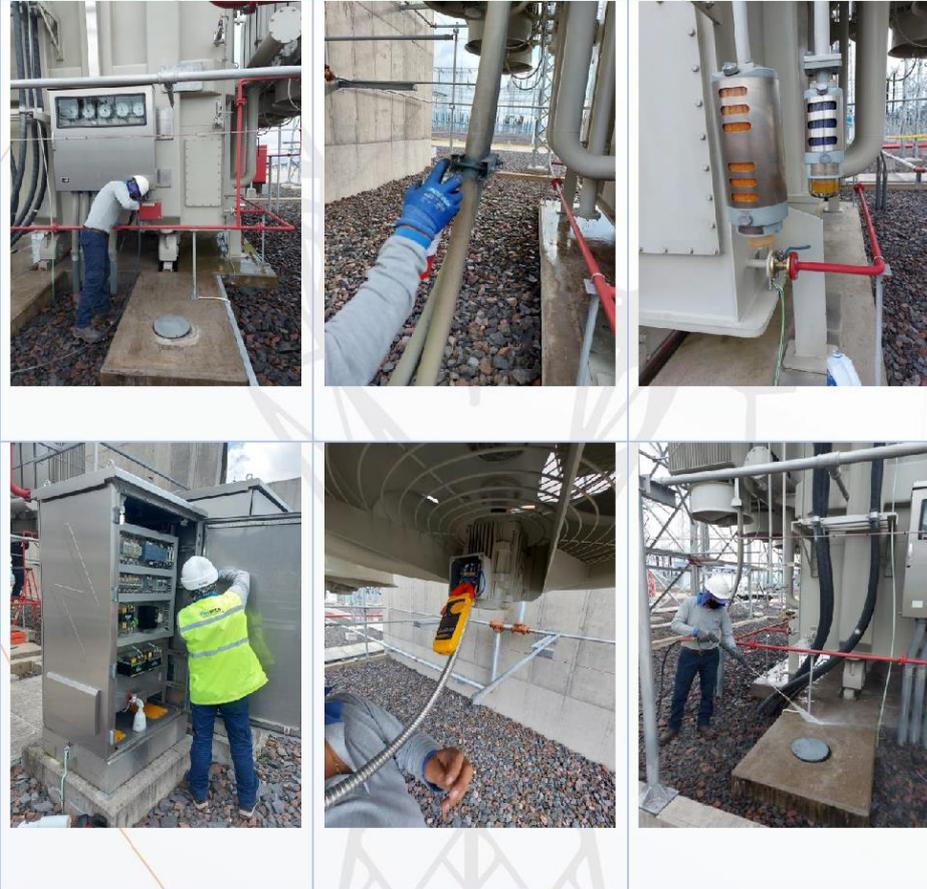
En el banco de autotransformadores ATH del patio de 500kV se realizan los siguientes trabajos:

- Lavado de bases de hormigón
- Limpieza de transformador en partes sin riesgo.
- Limpieza y reajuste de terminales y borneras
- Corrección de fallas pintura y oxido
- Inspección y/o control de fugas de aceite
- Mantenimiento de tableros TCDT y TCDR
- Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra
- Limpieza, lubricación y reajuste de tableros en general
- Pruebas operativas del sistema de enfriamiento
- Verificación de resistencias de calefacción
- Inspección, regeneración y/o cambio del silicagel
- Pruebas eléctricas y mediciones en ventiladores y bombas
- Pruebas eléctricas a transformador de reserva



FOTOGRAFÍAS:

MANTENIMIENTO PREVENTIVO BANCO ATH 500kV



OBSERVACIONES:

No se encontró ninguna novedad en las pruebas eléctricas realizadas

NOVEDADES:

Ninguna

CONDICIONES EN LA QUE SE DEJA LA INSTALACIÓN/EQUIPO:

El banco de Transformadores ATH queda en condiciones normales de funcionamiento, sin novedad.

RECOMENDACIONES:

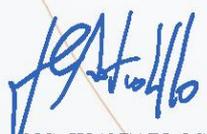
Realizar el mantenimiento preventivo al menos una vez al año

ENTREGA A OPERACIÓN FECHA Y HORA: 03/03/2022 18H33

OPERADOR COT: Mauricio Pilamunga

OPERADOR S/E: Ismael Valdivieso

JEFE DE TRABAJO: Ing. Jaime Oñate

 ING. JUANCARLOS ASTUDILLO. GERENTE TÉCNICO ELECSATEC CIA. LTDA.	ING. JAIME OÑATE ADMINISTRADOR CONTRATO 036 CELEC EP - TRANSELECTRIC	ING. JAIME OÑATE ADMINISTRADOR CONTRATO 036 CELEC EP - TRANSELECTRIC
REALIZADO POR:	REVISADO POR:	APROBADO POR:



Elecsatec
Ingeniería Eléctrica y Tecnología



HE 哈电集团
HARBIN ELECTRIC CORPORATION

REPORTE DE OT

SUBESTACIÓN TISALEO

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL BANCO DE
AUTOTRANSFORMADORES ATI 500/230 kV

OT número: OT# 66355

FECHA Y HORA: 09/02/2022 08H15

RESTRICCIÓN: Ninguna

OBJETO:

SE-TSL-500/230-ATI

info@elecsatec.com

www.elecsatec.com

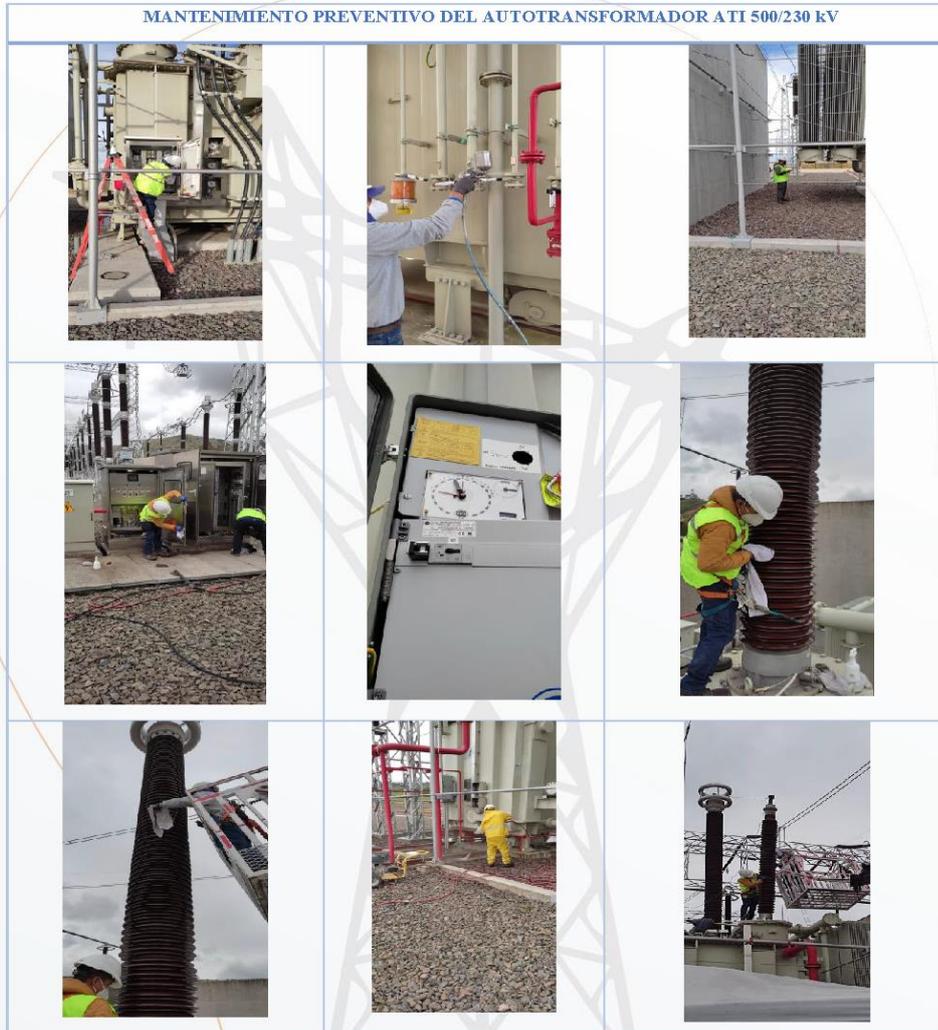
Elecsatec Cía. LTDA

REPORTE DE TRABAJO REALIZADO:

En la bahía del autotransformador del patio 500kV se realizan los siguientes trabajos:

- Limpieza y lavado de estructuras, bases y transformadores
- Limpieza de aislamiento en partes sin riesgo
- Limpieza y reajuste de borneras de la caja de conexiones de los transformadores
- Corrección de fallas pintura y óxido
- Inspección visual de fugas de aceite
- Mantenimiento de tableros TCDT y TCDR (Solo exterior)
- Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra
- Limpieza, lubricación y reajuste de cajas de transformadores
- Verificación de resistencias de calefacción
- Calibración de higrómetros
- Pruebas operativas al sistema de enfriamiento
- Pruebas operativas al sistema OLTC en el transformador de reserva
- Inspección y/o cambio de silicagel
- Pruebas eléctricas al autotransformador de reserva (resistencia de devanados, resistencia de aislamiento y relación de transformación)
- Pruebas eléctricas y medición en ventiladores

FOTOGRAFÍAS:



OBSERVACIONES:

No se encontró ninguna novedad en las pruebas eléctricas realizadas

NOVEDADES:

Ninguna

CONDICIONES EN LA QUE SE DEJA LA INSTALACIÓN/EQUIPO:

El banco del autotransformador ATI queda disponible y operando con normalidad.

RECOMENDACIONES:

Realizar el mantenimiento preventivo al menos una vez al año

ENTREGA A OPERACIÓN FECHA Y HORA: 09/02/2022 18H00

 ING. JUAN CARLOS ASTUDILLO. GERENTE TÉCNICO ELECSATEC CIA. LTDA.	ING. JAIME OÑATE ADMINISTRADOR CONTRATO 036 CELEC EP - TRANSELECTRIC	ING. JAIME OÑATE ADMINISTRADOR CONTRATO 036 CELEC EP - TRANSELECTRIC
REALIZADO POR:	REVISADO POR:	APROBADO POR:



Isla Baltra 057
y Geovanny Farina
+593 247 58 386



REPORTE DE OT

SUBESTACIÓN CHORRILLOS

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL BANCO DE
AUTOTRANSFORMADORES ATI 500/230 kV

OT número: OT# 66298

FECHA Y HORA: 26/01/2022 08H15

RESTRICCIÓN: Ninguna

OBJETO:

SE-CHR-500/230-ATI

info@elecsatec.com
www.elecsatec.com
Elecsatec Cía. LTDA



REPORTE DE TRABAJO REALIZADO:

En el banco de autotransformadores del patio 500kV se realizan los siguientes trabajos:

- Limpieza y lavado de estructuras y bases
- Limpieza y reajuste de borneras de la caja de conexiones de los transformadores
- Corrección de fallas pintura y oxido
- Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra
- Limpieza, lubricación y reajuste de cajas de seccionadores
- Limpieza, lubricación y reajuste de cajas de transformadores
- Limpieza, lubricación y reajuste de cajas de interruptores
- Verificación de resistencias de calefacción
- Calibración de higrómetros
- Pruebas eléctricas al autotransformador (Factor de potencia, resistencia de devanados, resistencia de aislamiento y relación de transformación)



FOTOGRAFÍAS:



OBSERVACIONES:

No se encontró ninguna novedad en las pruebas eléctricas realizadas

NOVEDADES:

Ninguna

CONDICIONES EN LA QUE SE DEJA LA INSTALACIÓN/EQUIPO:

El banco de autotransformadores ATI queda disponible

RECOMENDACIONES:

Realizar el mantenimiento preventivo al menos una vez al año

ENTREGA A OPERACIÓN FECHA Y HORA: 26/01/2022 17H00





 ING. JUAN CARLOS ASTUDILLO. GERENTE TÉCNICO ELECSATEC CIA. LTDA.	ING. JAIME OÑATE ADMINISTRADOR CONTRATO 036 CELEC EP - TRANSELECTRIC	ING. JAIME OÑATE ADMINISTRADOR CONTRATO 036 CELEC EP - TRANSELECTRIC
REALIZADO POR:	REVISADO POR:	APROBADO POR: