



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**TEMA:**

**Análisis e interpretación de las pruebas eléctricas y vida  
útil del transformador de poder de la subestación  
Villa Club de Cnel Ep GLR**

**AUTOR:**

**Sánchez Mejía Wilfrido Leonel**

**Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**TUTOR:**

**Ing. Miguel Armando Heras Sánchez**

**Guayaquil, Ecuador**

**15 de febrero del 2024**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente **Trabajo de Titulación**, fue realizado en su totalidad por **Sánchez Mejía Wilfrido Leonel**, como requerimiento para la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**.

**TUTOR**

---

**Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando, M.Sc.**

**DIRECTOR DE LA CARRERA**

---

**Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, Ph.D.**

**Guayaquil, a los 15 del mes de febrero del año 2024**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **Sánchez Mejía Wilfrido Leonel**

**DECLARO QUE:**

El Trabajo de Titulación, **Análisis e interpretación de las pruebas eléctricas y vida útil del transformador de poder de la subestación Villa Club de Cnel Ep GLR** previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

**Guayaquil, a los 15 del mes de febrero del año 2024**

**EL AUTOR**

f. \_\_\_\_\_  
**Sánchez Mejía Wilfrido Leonel**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERIA EN ELECTRICIDAD**

**AUTORIZACIÓN**

Yo, **Sánchez Mejía Wilfrido Leonel**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución el **trabajo de titulación Análisis e interpretación de las pruebas eléctricas y vidaútil del transformador de poder de la subestación Villa Club de Cnel Ep GLR**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

**Guayaquil, a los 15 del mes de febrero del año 2024**

**EL AUTOR:**

---

**Sánchez Mejía Wilfrido Leonel**



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERIA EN ELECTRICIDAD**

**CERTIFICADO COMPILATIO**

Se revisó el Trabajo de Titulación, Análisis e interpretación de las pruebas eléctricas y vida útil del transformador de poder de la subestación Villa Club de Cnel Ep GLR presentado por el estudiante Sánchez Mejía Wilfrido Leonel, de la carrera de Ingeniería en Electricidad, donde obtuvo del programa COMPILATIO, el valor de 0 % de coincidencias, considerando ser aprobada.

Fuente: COMPILATIO-Usuario Ing. Ricardo Xavier Ubilla Gonzales, 2024

Certifica

**CERTIFICADO DE ANÁLISIS**  
magister

**TESIS DE GRADO - WILFRIDO LEONEL  
SANCHEZ MEJIA - CARRERA DE  
ELECTRICIDAD - 16-2- 2024**

**3%**  
Textos sospechosos

**3% Similitudes**  
0% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes mencionadas  
< 1% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: TESIS DE GRADO - WILFRIDO LEONEL SANCHEZ MEJIA - CARRERA DE ELECTRICIDAD - 16-2- 2024.pdf  
ID del documento: 5b334db69b552bc29ba56f8aef78cf350b7bc33a  
Tamaño del documento original: 1,64 MB

Depositante: Ricardo Xavier Ubilla Gonzalez  
Fecha de depósito: 25/2/2024  
Tipo de carga: Interface  
fecha de fin de análisis: 25/2/2024

Número de palabras: 14.801  
Número de caracteres: 113.442

Ubicación de las similitudes en el documento:

Fuentes principales detectadas



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

**Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D.**  
DIRECTOR DE CARRERA

---

**Ing. Ricardo Xavier Ubilla Gonzales, M.Sc.**  
COORDINADOR DE TITULACIÓN

---

**Ing. Luis Orlando Philco Asqui, M.Sc.**  
OPONENTE



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**CALIFICACIÓN**

---

**Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando, M.Sc.  
TUTOR**

## **AGRADECIMIENTO**

A mi Tutor de Tesis, Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, M.Sc. por su colaboración, sus sabios conocimientos y experiencia para poder desarrollar un tema tan importante para que formarme como un excelente profesional de la UCSG.

A la Ing. Noelia Carolina Caicedo Coello, M.Sc. por toda su orientación y atención necesaria para poder desarrollar los formatos de la tesis.



## DEDICATORIA

Agradezco a Dios por las bendiciones recibidas y haberme permitido llegar a la culminación de la carrera.

A mi querido padre Wilfrido Sánchez quien fue fuente de inspiración y pilares fundamental para motivarme y salir siempre adelante con su apoyo incondicional.

A mi madre Mery Mejía por haberme enseñado buenos principios y valores en la familia para lograr mis objetivos y metas y ser un profesional de principios y valores.

A mi hijo Jorge Luis Sánchez quien es el motivo de mis esfuerzos.

## ÍNDICE GENERAL

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>2</b>
1.1	Objetivos	4
1.1.1	Objetivo general	4
1.1.2	Objetivos específicos	4
<b>2</b>	<b>MARCO TEORICO</b>	<b>5</b>
2.1	Mantenimiento predictivo	5
2.2	Mantenimiento preventivo	6
2.3	Transformador de potencia	7
2.4	Características del transformador	9
2.5	Conexión del transformador de potencia TEKSA 24-30 MVA	9
2.6	Principales elementos de la Subestación	10
2.6.1	Transformador de potencial	11
2.6.2	Transformador de corriente	12
2.6.3	Interruptor de potencia de alta tensión	12
2.6.4	Seccionador	13
2.6.5	Pararrayos	14
2.6.6	Sala de Control	14
2.6.7	Servicios Auxiliares	15
2.7	Análisis de la inductancia mutua del transformador	16
2.8	Circuito equivalente del transformador con núcleo de hierro	18
2.9	Eficiencia y pérdidas de energía en los transformadores	22
2.9.1	Pérdidas en el hierro	23
2.9.2	Pérdidas en el cobre	24
2.10	Rendimiento del transformador	24
2.11	Componentes internos de un transformador de potencia	25
2.12	Sistema de aislamiento de los transformadores de potencia	25
2.13	Aceite aislante del transformador	27
2.13.1	Funciones del aceite aislante	28
2.13.2	Factores básicos de la degradación del aceite aislante	28
2.13.3	Rigidez dieléctrica del aceite aislante	28
2.13.4	Vida útil del aceite aislante	29

2.14	El papel aislante .....	29
2.14.1	Funciones del papel aislante. ....	30
2.14.2	Composición del papel aislante. ....	30
2.14.3	Envejecimiento del papel aislante.....	31
2.14.4	Peso aproximado del papel aislante. ....	34
<b>3</b>	<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>35</b>
3.1	Lugar de la investigación .....	35
3.2	Materiales y Equipos .....	35
3.3	Ensayos de laboratorio .....	35
3.3.1	Prueba de rigidez dieléctrica. ....	36
3.3.2	Contenido de humedad en el transformador ASTM-1533. ....	39
3.3.3	Número de neutralización ASTM D-974, D-664.....	40
3.3.4	Análisis de gases disueltos en aceite ASTM D-3612.....	41
3.3.5	Análisis de furanos ASTM D-5837.....	42
3.4	Pruebas en campo.....	43
3.5	Mantenimiento y ensayos de muestras del transformador .....	44
3.6	Normas para el análisis del transformador de potencia .....	44
3.7	Procedimientos realizados .....	45
3.7.1	Análisis Físico-Químico. ....	45
3.7.2	Ensayo del análisis dieléctrico ASTM D-1816-12 .....	46
3.7.3	Análisis físico-químico (ADFQ).....	46
3.7.4	Análisis cuantitativo de PCB's disueltos en aceite aislante. ....	46
3.7.4	Análisis de furanos. ....	47
3.7.5	Análisis de cromatografía ASTM D-3612.....	47
<b>4</b>	<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>	<b>48</b>
4.1	Resultado de análisis físico-químicos .....	48
4.2	Resultado de análisis de PCB's .....	49
4.3	Resultado de análisis de furano.....	50
4.4	Resultado de análisis de cromatografía.....	51
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>53</b>
5.1	Conclusiones .....	53
5.2	Recomendaciones.....	53
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>		

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Datos técnicos del transformador de potencia de la S/E Villa Club ..9	
<b>Tabla 2.</b> Conexión de AT y BT..... 10	
<b>Tabla 3.</b> Estado del papel según grado de polimerización (DP). .....33	
<b>Tabla 4.</b> Valores máximos de % de saturación .....40	
<b>Tabla 5.</b> Gases producidos por descomposición de aislantes. ....42	
<b>Tabla 6.</b> Niveles de análisis de compuestos furánicos.....43	
<b>Tabla 7.</b> Parámetros y métodos de análisis de pruebas eléctricas y físicas-químicas .....45	
<b>Tabla 8.</b> Reporte de análisis físico químico del aceite .....48	
<b>Tabla 9.</b> Parámetros de análisis cuantitativos de PBC´s disueltos en el aceite .....50	
<b>Tabla 10.</b> Análisis de la concentración de furanos.....50	
<b>Tabla 11.</b> Análisis de la concentración de furanos.....51	
<b>Tabla 12.</b> Resultados análisis cromatografía de gases disueltos en aceite ASTM D-3612-202 .....51	

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Transformador de potencia de la Subestación Villa Club .....	8
<b>Figura 2.</b> Subestación Villa Club Patio de 69 kV y 13.8kV.....	11
<b>Figura 3.</b> Transformadores de corriente. ....	12
<b>Figura 4.</b> Interruptor de potencia 69 kV de la S/E.....	13
<b>Figura 5.</b> Sala de control de la Subestación Villa Club .....	15
<b>Figura 6.</b> Servicios Auxiliares de la Subestación Villa Club .....	15
<b>Figura 7.</b> Componentes de un transformador .....	16
<b>Figura 8.</b> Transformador con núcleo de hierro .....	19
<b>Figura 9.</b> Diagrama esquemático de pérdidas en transformador .....	23
<b>Figura 10.</b> Componentes de un transformador .....	25
<b>Figura 11.</b> Factores de Oxidación del aceite aislante. ....	28
<b>Figura 12.</b> Productos de oxidación del aceite .....	32

## RESUMEN

Según los fabricantes, el transformador es un dispositivo eléctrico diseñado para lograr una vida útil superior a los 25 años y funcionando a valores nominales, pero éstos pueden operar por muchos años más, dependiendo de la planificación anual de mantenimientos predictivos y preventivos y pruebas eléctricas que permitan establecer el estado de vida útil de sus elementos internos (aceite y papel aislante), considerando las diferentes fallas eléctricas que provocan tensiones eléctricas, mecánicas y térmicas dentro del transformador. Por lo tanto, se hace necesario que las empresas eléctricas de Distribución realicen pruebas periódicas a sus transformadores de potencia que permita evaluar su condición. La vida útil del transformador está determinada por el estado del sistema de aislamiento de sus componentes. Si bien es cierto que con el aceite se puede experimentar y realizar pruebas, no podemos realizar pruebas con el papel por tanto debemos estimar indirectamente a través de algunas propiedades medidas en el aceite. En el contenido de esta tesis se detalla el análisis y pruebas eléctricas para conocer el estado operativo de los transformadores de potencia sumergidos en aceite que están instalados en las subestaciones eléctricas de CNEL EP. El estudio se realizó sobre el transformador de potencia con capacidad 24-30 MVA, marca Teksa instalado en la Subestación Villa Club. Para la evaluación se consideraron las diferentes pruebas eléctricas, análisis físico-químicos, cromatógrafo de gases en el aceite y furano en el aceite, aplicando la norma técnica ecuatoriana INEN 2111:2013 y los análisis en estándares internacionales: ANSI, IEC e IEEE.

**Palabras clave:** transformador de potencia, pruebas eléctricas, análisis físico químico, aislamiento, vida útil del transformador.

## **ABSTRACT**

According to the manufacturers, the transformer is an electrical device designed to achieve a useful life of more than 25 years and operating at nominal values, but these can operate for many more years, depending on the annual planning of predictive and preventive maintenance and electrical tests that allow establishing the useful life status of its internal elements (oil and insulating paper), considering the different electrical faults that cause electrical, mechanical and thermal tensions within the transformer. Therefore, it is necessary for electrical distribution companies to carry out periodic test on their power transformers to evaluate their condition. The useful life of the transformer is determined by the state of the insulation system of its components. Although it is true that you can experiment and carry out tests with oil, we cannot carry out tests with paper, therefore we must estimate indirectly through some properties measurements in the oil. The content of this thesis details the analysis and electrical tests to know the operational status of the oil-immersed power transformers that are installed in the electrical substations of CNEL EP. The study was carried out on the power transformer with a capacity of 24-30 MVA, Teksa brand installed at the Villa Club Substation. For the evaluation, the different electrical tests, physical-chemical analysis, gas chromatograph in the oil and furan in the oil were considered., applying the Ecuadorian technical standard INEN 2111:2013 and the analyzes in international standards: ANSI, IEC and IEEE.

Keys words: power transformer, electrical tests, physical chemical analysis, isolation, transformer useful life

# 1 INTRODUCCIÓN

Según los fabricantes, el transformador es un dispositivo eléctrico diseñado para lograr una vida útil superior de 25 años, pero en la práctica éstos pueden durar muchos años más en funcionamiento y operación cuando opera a valores nominales, dependiendo de la planificación anual de mantenimientos predictivos y preventivos que deben ser realizados de manera periódica según el programa de mantenimiento anual, que permitan comprobar el estado de vida útil de sus elementos internos del aceite y el papel aislante, materiales que han sido sometidos a fallas eléctricas y elevadas temperaturas causadas por la alta demanda del sistema eléctrico de potencia y las condiciones climáticas, todos estos factores afectan el funcionamiento del transformador de potencia.

El transformador de potencia está constituido por diferentes materiales (hierro, cobre, aislamientos, etc.), de estos materiales los que tienen un mayor envejecimiento son los aislamientos, que son los que determinan la vida del transformador.

Los sistemas de aislamiento de los transformadores de potencia están constituidos por un sistema de aislamiento sólido y líquido. El aislamiento líquido (aceite) es un tipo de aislamiento de fácil tratamiento por lo que con el mantenimiento se hace fácil recuperar sus propiedades iniciales, además en caso de ser necesario puede ser cambiado en su integridad. Caso contrario sucede con el aislante sólido que no es fácil sustituirlo y su cambio tendría un costo elevado, además de su dificultad para el acceso de este aislamiento.

Los elementos de aislamiento que componen el transformador de potencia tienen un grado de deterioro que inciden en la vida útil del mismo, por tal situación se hace necesario conocer los conceptos básicos del funcionamiento del transformador de potencia, los principios de operación y los mantenimientos anuales y pruebas eléctricas, que permitan determinar el estado de los componentes internos con los que está conformado este



dispositivo eléctrico, con el fin de suministrar a los clientes un servicio en las mejores condiciones técnicas, garantizando la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

La vida útil del transformador está determinada por el estado del sistema de aislamiento de sus componentes, si bien con el aceite se puede experimentar y realizar pruebas, no podemos realizar pruebas experimentales con el papel por tanto debemos estimar indirectamente a través de algunas propiedades medidas en el aceite, esto es debido a que no se puede obtener muestras directas del papel durante la operación del transformador. Para estimar el estado del aceite se realizan una serie de pruebas que determina la condición de este como son el factor de potencia, rigidez dieléctrica, acidez, humedad y elementos que analizan el estado del papel indirectamente por medio del aceite con pruebas como el análisis de contenido de furanos, concentración de gases disueltos y otros.

El daño de los transformadores de potencia en las subestaciones eléctricas, es provocado por la falta de un plan de mantenimiento predictivo y preventivo, lo que conlleva a tener fallas y mal funcionamiento del equipo, acortando su vida útil y provocando inesperadas interrupciones en el servicio eléctrico.

Se justifica el desarrollo de la investigación ya que el transformador de potencia durante una falla eléctrica está sujeto a tensiones eléctricas, mecánicas y térmicas. Por tanto, es importante que las Distribuidoras Eléctricas realicen periódicamente pruebas a sus transformadores, con el fin de evaluar su condición.

Por lo expuesto, los objetivos planteados en el Trabajo de Titulación son los siguientes:

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo general.**

- Analizar e interpretar las pruebas eléctricas y vida útil del transformador de poder de la Subestación Villa Club de CNEL EP GLR.

### **1.1.2 Objetivos específicos.**

- Identificar las fallas de mayor frecuencia que estén afectando el tiempo de vida útil de los transformadores de potencia de las Subestaciones de las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica.
- Analizar los resultados de los diferentes ensayos de laboratorio para compararlos con los intervalos de aceptabilidad de las diferentes normas de estándares internacionales IEEE, IEC y ANSI.
- Diagnosticar planes de mantenimiento preventivo que se deban realizar según la valoración del tipo de falla detectado en los transformadores.

## 2 MARCO TEORICO

### 2.1 Mantenimiento predictivo

Consiste en determinar condiciones técnicas (eléctricas y mecánicas) reales del transformador mientras este se encuentra en operación, para ello se hace uso de un programa sistemático de mediciones con respecto al tiempo es decir en tiempo real. Podemos definir que este mantenimiento nos ayuda a diagnosticar el estado de desempeño de un aparato eléctrico, considerando los datos obtenidos con respecto al tiempo y apoyándonos a los límites que están definidas en las diversas normas internaciones tales como: ASTM, IEEE, ANSI, entre otros (García y Gaspar, 2010).

El personal del departamento de Mantenimiento Eléctrico de Cnel Ep U. N. Guayas Los Ríos ha venido realizando y aplicando procedimientos de mantenimiento predictivos y preventivos con inspecciones mensuales, semestrales y anuales al transformador de potencia de la S/E Villa Club (Cnel, 2023).

Se pueden reconocer las fallas mediante diferentes técnicas de mantenimiento. La técnica del ensayo de gases disueltos DGA, es eficiente para la detección de fallas iniciales en los transformadores sumergidos en aceite. Los gases analizados son: etileno ( $C_2H_4$ ), acetileno ( $C_2H_2$ ), etano ( $C_2H_6$ ), metano ( $CH_4$ ), hidrógeno ( $H_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y monóxido de carbono ( $CO$ ) (Gutiérrez, B. y Montes, G, 2021).

Dependiendo de la planificación anual de mantenimiento y pruebas eléctricas que deben ser realizados de manera periódica según el programa de mantenimiento anual, que permitan comprobar el estado de vida útil del aceite dieléctrico y el papel aislante, componentes que han sido sometidos a diferentes fallas eléctricas y elevadas temperaturas causadas por la alta demanda del sistema eléctrico de potencia así como las condiciones climáticas, factores afectan el funcionamiento del transformador de potencia (Juárez y Vásquez, 2018).

## **2.2 Mantenimiento preventivo**

También conocido como mantenimiento planificado, tiene lugar antes de que ocurra una avería del equipo, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de una falla en el equipo eléctrico. Se realiza a razón de la experiencia del personal técnico de Ingeniería a cargo, funcionarios que son los responsables de establecer el momento preciso para ejecutar dicho procedimiento, el fabricante también puede estipular el momento adecuado del mantenimiento del equipo a través de los manuales técnicos (García y Gaspar, 2010).

El mantenimiento preventivo frecuente es primordial para que el transformador pueda proveer hasta el 100% de potencia sin riesgo e paralizaciones, por lo que se establece cinco acciones primordiales: limpieza del equipo, pruebas eléctricas y análisis físicos y químicos del aceite, cuidar el nivel del aceite, limpieza de filtros y realizar pruebas periódicas de los relés (Montané, Dorrbercker y Hernández, 2010).

El mantenimiento preventivo también llamado mantenimiento planificado, se realiza en equipos en condiciones de funcionamiento. Su objetivo es evitar las consecuencias de la falla del equipo, consiguiendo prevenir este hecho antes de que suceda. Entre las labores del mantenimiento preventivo esta el cambio de piezas, filtrado del aceite, eliminación de humedad del transformador (Méndez, 2014).

Unas de las características que presentan los mantenimientos preventivos, es que, este se ejecuta siguiendo un programa de actividades elaborado previamente y donde se detalla el procedimiento a seguir y los trabajos a efectuar a fin de tener los equipos, herramientas y repuestos necesarios a la mano, otra característica es que este mantenimiento se realiza cuando el transformador no está en operación, por lo que es necesario realizar la programación anticipada para la transferencia de carga (Alvarado, 2017)

### **2.3 Transformador de potencia**

El transformador de potencia es un aparato eléctrico que permite modificar los niveles de voltaje y los niveles de corriente de un circuito eléctrico de corriente alterna, sin que se varíe su potencia ni su frecuencia eléctrica. La condición de transformación se fundamenta en el fenómeno de la inducción electromagnética, cuyo principio de funcionamiento está establecida en la inducción electromagnética, que expresa que cuando se aplica un voltaje alterno en la bobina primaria entonces una corriente alterna circula a través de esta bobina y se produce un campo magnético alrededor de ella. Este campo magnético induce un voltaje en el devanado secundario que es donde se aplica la carga (Electricity-magnetism, 2024).

El transformador de potencia es un aparato eléctrico y magnético de gran importancia en el sistema eléctrico que tiene como componentes básicos el núcleo magnético, los arrollamientos, la cuba y el aislamiento (Margalló, 2012).

Este dispositivo cambia la potencia eléctrica de corriente alterna de entrada y con un nivel de voltaje a una potencia eléctrica de corriente alterna con otro nivel de voltaje a su salida mediante la acción de un campo magnético (Ramírez y Antonio, 2018).

Los transformadores de potencia están destinados a transferir potencia, están alimentados por una tensión alterna y frecuencias fijas. Son el 90% de los transformadores que se diseñan y construyen y sus potencias oscilan entre los VA y los MVA (Rueda, 2014).

El transformador se construye con dos bobinas acopladas magnéticamente y colocadas de manera que el flujo variable desarrollado por una bobina enlazará a la otra, está la capacidad de transformación está basada en el fenómeno de la inducción electromagnética que consiste en aplicar una tensión alterna en la bobina primaria por donde entra la corriente, causando un flujo magnético alterno en el núcleo magnético que viajará

desde el devanado primario hasta el secundario, generándose la inducción de un voltaje en la bobina secundaria por donde sale la corriente, el devanado primario es la bobina donde se aplica la fuente alterna y la bobina secundaria en donde se aplica la carga se denomina devanado secundario. Este dispositivo eléctrico permite modificar los niveles de voltaje y corriente de un circuito eléctrico alterno sin variar su frecuencia ni su potencia (Rodríguez, 2012)

Las componentes más importantes de un transformador de potencia son clasificados en cuatro grandes grupos que son los siguientes (Pérez, 2008):

- Circuito magnético (núcleo)
- Circuito eléctrico (bobinas del devanado principal y secundario)
- Sistema de aislamiento (medio refrigerante)
- Tanque herrajes y accesorios

En la Figura 1, se muestra el transformador en estudio.

**Figura 1.** Transformador de potencia de la Subestación Villa Club



**Nota:** Tomado por Cnel, 2023

## 2.4 Características del transformador

En la presente investigación se realizó el estudio y evaluación del transformador de potencia sumergido en aceite marca TEKSA de capacidad 24-30 MVA, serie T130201-1 usado en el sistema de distribución de energía eléctrica de la Subestación Villa Club de CNEL EP, equipo que cuenta con las siguientes características técnicas indicadas en la Tabla 1 (Cnel, 2023).

**Tabla 1.** *Datos técnicos del transformador de potencia de la S/E Villa Club*

Marca	Zhe Jiang (Teksa)
Tipo	SF11-30000-69
Número de serie	T130201-1
Año de fabricación	01/04/2013
Montaje	Exterior
Norma de fabricación	IEC60076
B.I.L AT/MT	LI350AC140/LI110AC38
Altitud de operación	2 000 msnm
Potencia ONAM/ONAF	24 000/30 000 KVA
Relación de transformación	69+2x2.5 % / 13.8 KV
Conexión y desfaseamiento	Dyn 1
Frecuencia	60 Hz
Número de fases	3
Enfriamiento	ONAM/ONAF
Impedancia	8.07 %
Corriente en vacío (Un 100 %)	0.15 %
Pérdidas en vacío (Un 100 %)	25.685 KW
Pérdidas con carga (24 MVA)	75.577 KW
Peso de tanque y accesorios	14 000 kg
Peso aceite	9 500 kg
Peso parte activa	21 500 kg
Peso transporte	28 500 kg
Peso total	45 000 kg

**Nota:** Datos de placa del transformador de Villa Club de CNEL EP.

## 2.5 Conexión del transformador de potencia TEKSA 24-30 MVA

El transformador de Potencia de una Subestación de Distribución, es un transformador reductor donde el devanado de alta tensión es el de mayor voltaje y el devanado de baja tensión es el de menor voltaje,

consecuentemente el lado de alta tensión (A.T) estará ubicado en el primario y la baja tensión (B.T) en el secundario, en la Tabla 2 se indica las conexiones de (A.T) y (B.T) del transformador que está bajo análisis (Cnel, 2023):

**Tabla 2.** *Conexión de AT y BT*

<i>Lado de Alta Tensión</i>				
Posición TAP	Conmutaciones	Voltaje (V)	Corriente (A)	
			24 MVA	30 MVA
1	2-3	72 450	191.3	239.1
2	3-4	70 725	195.9	244.9
3	4-5	69 000	200.8	251.0
4	5-6	67 278	206.0	257.5
5	6-7	65 550	211.4	264.2
<i>Lado de Media Tensión</i>				
Voltaje (V)		Corriente (A)		
13 800		24 MVA	30 MVA	
		1 004.1	1 255.1	

**Nota:** Datos de placa del transformador, tomados por El Autor de Cnel

Todos los elementos y dispositivos que conforman el transformador de potencia, tanto en la parte externa como interna, tienen un grado de incidencia en la vida útil del mismo, por ello se hace necesario conocer los principios de operación de la subestación y los conceptos básicos del transformador de potencia (Albarado, 2017).

## **2.6 Principales elementos de la Subestación**

Una subestación cuenta con una gran cantidad de equipos y componentes que ayudan a controlar y mejorar el suministro de energía eléctrica de los consumidores. Los principales elementos de una subestación se clasifican en las siguientes categorías (Albarado, 2017):

- Equipo de patio
- Equipo de tablero
- Servicios auxiliares



**Figura 2.** Subestación Villa Club Patio de 69 kV y 13.8kV



**Nota:** Tomado por Cnel, 2023

Dentro de los equipos de patio tenemos los elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados y conectados sobre las estructuras metálicas de la subestación. Se ubican generalmente en la intemperie. se destacan los siguientes: Transformador de Potencial (TP), Transformador de Corriente (TC), Interruptor (I), Seccionador (S), Pararrayos (PQ), Estructuras y barrajes, La Figura 2 ilustra algunos de los equipos que se pueden encontrar en el patio de la subestación. (Berrio y Riaño, 2007)

### **2.6.1 Transformador de potencial.**

Un transformador de potencial (TP) es un tipo de transformador de instrumento utilizado para reducir el voltaje de un circuito eléctrico de alta tensión a un nivel más bajo que pueda ser medido con seguridad con un instrumento de baja tensión, como un voltímetro o un medidor de vatios. Su función es transformar proporcionalmente una señal de alta tensión en una señal de baja tensión. Estos transformadores se utilizan en su mayoría en aplicaciones de medición y protección en sistemas eléctricos de alta tensión en las subestaciones eléctricas. (Itepeyac, 2023).

### **2.6.2 Transformador de corriente.**

El transformador de corriente (TC) es un tipo de transformador que se utiliza para medir corrientes eléctricas de alta intensidad en un circuito eléctrico y poder reducirlas a un nivel más seguro y manejable que pueda ser utilizado por instrumentos de medición y equipos de protección. Produce una corriente en el devanado secundario proporcional a la corriente del primario y se utiliza comúnmente para la medición de corriente en sistemas de alta tensión en la industria eléctrica y en aplicaciones de distribución de energía eléctrica como son las subestaciones eléctricas. La función principal del (TC) es reducir la corriente de alta tensión que circula por la línea a valores manejables para los instrumentos de medición y protección, ver Figura 3 (Itepeyac, 2023).

**Figura 3.** Transformadores de corriente.



**Nota:** Tomado por Cnel, 2023

### **2.6.3 Interruptor de potencia de alta tensión.**

El interruptor de potencia es un equipo eléctrico utilizado para abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo condiciones normales o de falla, son los primeros en desconectar o conectar los circuitos eléctricos bajo carga en una subestación. Este interruptor no tiene la capacidad de operar por sí mismo, por el contrario, sobre él operan las unidades de protección y de control,

para este fin cuenta con juegos de entradas y salidas para las señales de protección y control (Albarado, 2017).

Para que este conmutador pueda maniobrar con carga, requiere mantener una cámara de extinción del arco eléctrico, mismo que se forma mientras sus terminales móviles se comienzan a separar. La extinción del arco eléctrico se efectúa de dos formas, una es con el aceite mineral que contienen algunos conmutadores en su interior que permite disipar la energía liberada y la segunda es con el gas de hexafluoruro de Azufre (SF6) que tienen otros conmutadores y que permite extinguir el arco. En algunos casos los interruptores con capacidad de ruptura de corrientes altas, tiene varias cámaras utilizadas para debilitar el arco eléctrico en diferentes puntos y de esta manera lograr su rápida extinción, ver Figura 4 (Albarado, 2017).

**Figura 4.** *Interruptor de potencia 69 kV de la S/E.*



**Nota:** Tomado por Cnel, 2023

#### **2.6.4 Seccionador.**

Es un dispositivo electromecánico que de manera mecánica permite efectuar el corte de la energía entre la alimentación y la instalación eléctrica del sistema. Una de las características más importantes que diferencian el

interruptor del seccionador, es que el seccionador no tiene mecanismo de supresión del arco eléctrico y por lo tanto carece de poder de corte, debe maniobrase sin carga. En caso contrario, se pueden producir daños severos en el seccionador por la formación del arco eléctrico (Cruz, 2018).

#### **2.6.5 Pararrayos.**

Es un dispositivo utilizado para la protección de todos los componentes de un sistema eléctrico contra las altas tensiones transitorias producidas por descargas atmosféricas o altas tensiones producto de las maniobras en el sistema durante fallas. Es un elemento necesario en una subestación eléctrica porque lleva las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o de otro origen a tierra, interceptando los rayos antes de que impacten directamente en la instalación eléctrica. Este se compone de un elemento metálico resistente la corrosión en su núcleo y va forrado con un material aislante, que puede ser vidrio, cerámico, porcelana o polimérico. El pararrayos se conecta en paralelo con el equipo que protege (Albarado, 2017).

#### **2.6.6 Sala de Control.**

En las subestaciones tenemos una sala de control en donde se encuentran celdas y gabinetes, en las que podemos observar diferentes elementos que sirven para medir, controlar, monitorear, operar y proteger los circuitos eléctricos, que en caso de una falla eléctrica se manifiestan como alarmas sonoras o indicadores luminosos (Albarado, 2017).

Los indicadores más importantes se instalan de forma visible en el tablero de control de cada celda con la finalidad de dar facilidad al personal operador de subestación que pueda tomar datos de la lectura de energía, voltajes, corrientes, así como realizar maniobras y supervisión de las condiciones del transformador de potencia y la subestación, ver Figura 5 (Cnel, 2023).

**Figura 5.** Sala de control de la Subestación Villa Club



**Nota:** Tomado por Cnel, 2023

### **2.6.7 Servicios Auxiliares.**

Los servicios auxiliares de las subestaciones están conformados por un equipo eléctrico de transformación, así como el transformador de poder, pero de menor potencia, se conecta en el lado secundario del transformador de potencia de la subestación. Los servicios auxiliares están formados por dos grupos, uno de corriente alterna y uno de corriente continua, el primero se compone principalmente de un transformador auxiliar que pasa la energía eléctrica de media tensión a baja tensión, ver figura 6 (Albarado, 2017).

**Figura 6.** Servicios Auxiliares de la S/E Villa Club



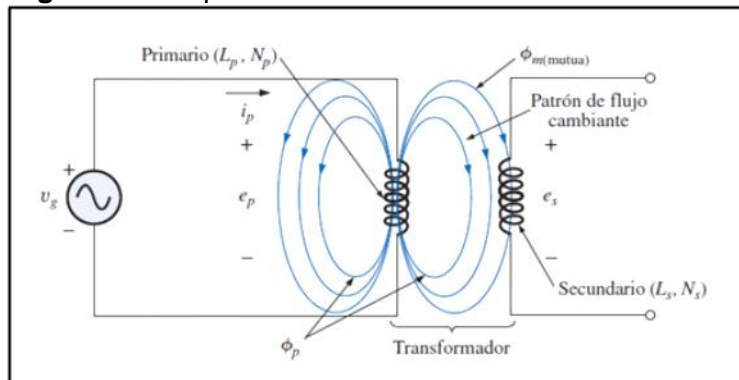
**Nota:** Tomado por Cnel, 2023

## 2.7 Análisis de la inductancia mutua del transformador

Un transformador de potencia es un dispositivo eléctrico y magnético que se construye con dos bobinas acopladas magnéticamente y colocadas de manera que el flujo variable desarrollado por una bobina enlazará a la otra, lo que resultará en un voltaje inducido en cada bobina (Boylestad, 2004).

Para distinguir entre las bobinas, designaremos la convención de transformadores acerca de que el devanado primario es la bobina donde se aplica la fuente alterna y la bobina secundaria en donde se aplica la carga se denomina devanado secundario (Boylestad, 2004).

**Figura 7.** Componentes de un transformador



**Nota:** Tomado de Boylestad, Análisis de circuitos (2004).

$e_p$  : Voltaje inducido primario

$i_p$  : Corriente primaria

$N_p$  : Número de vueltas de bobina primaria

$L_p$  : Inductancia bobina primaria

$e_s$  : Voltaje inducido secundario

$N_s$  : Número de vueltas de bobina secundaria

$L_s$  : Inductancia bobina secundaria

$Z_p$  : Impedancia del circuito primario

$Z_L$  : Impedancia de la carga

Para el primario del transformador de la Figura 7., una aplicación de la Ley de Faraday resultara la siguiente ecuación:

$$e_p = N_p \frac{d\Phi_p}{dt} \quad (\text{volts})$$

El voltaje inducido del lado primario está directamente relacionado con el número de vueltas y con la razón de cambio del flujo magnético que lo enlaza resultando la siguiente ecuación:

$$e_p = L_p \frac{di_p}{dt} \quad (\text{volts})$$

el voltaje inducido en el lado primario igualmente está directamente relacionado con la autoinductancia de éste y con la razón de cambio de la corriente a través del devanado primario. La magnitud de  $e_s$ , el voltaje inducido en el lado secundario, se determina mediante la ecuación (Boylestad, 2004):

$$e_s = N_s \frac{d\Phi_m}{dt} \quad (\text{volts})$$

En el que  $N_s$  es el número de vueltas en el devanado secundario y  $\Phi_m$  es la parte del flujo magnético primario  $\Phi_p$  que envuelve magnéticamente al lado secundario, consecuentemente si el flujo primario enlaza al lado secundario, se tiene que  $\Phi_m = \Phi_p$ , entonces tenemos la siguiente ecuación :

$$e_s = N_s \frac{d\Phi_p}{dt}$$

El coeficiente de acoplamiento (k) entre las dos bobinas del transformador está expresado por:

$$k = \frac{\Phi_m}{\Phi_p} \quad (k \text{ no puede ser } > a 1)$$

En el lado secundario tenemos (Boylestad, 2004):

$$e_s = N_s \frac{d\Phi_m}{dt} = N_s \frac{dk\Phi_p}{dt} = kN_s \frac{d\Phi_p}{dt} \quad (\text{volts})$$

La inductancia mutua entre las dos bobinas está determinada por la letra mayúscula (M):

$$M = N_s \frac{d\Phi_m}{di_p} \quad (\text{henrys})$$

La inductancia mutua entre las dos bobinas es directamente proporcional al cambio instantáneo en el flujo magnético que enlaza una bobina debido a un cambio instantáneo en la corriente de la otra bobina, quedando expresada:

$$M = N_p \frac{d\Phi_p}{di_s} \quad (\text{henrys})$$

La inductancia mutua también puede ser expresada en función de la inductancia de cada bobina y del coeficiente de acoplamiento ( $k$ ), de la siguiente manera (Boylestad, 2004):

$$M = k\sqrt{L_p L_s} \quad (\text{henrys})$$

El voltaje secundario  $e_s$  también puede expresarse:

$$e_s = N_s \left( \frac{d\Phi_m}{di_p} \right) \cdot \left( \frac{di_p}{dt} \right)$$

Donde la inductancia mutua está dado por:

$$M = N_s \left( \frac{d\Phi_m}{di_p} \right)$$

El voltaje secundario también puede estar expresado en términos de ( $M$ ), de igual manera el voltaje primario (Boylestad, 2004):

$$e_s = M \left( \frac{di_p}{dt} \right) \quad (\text{volts})$$

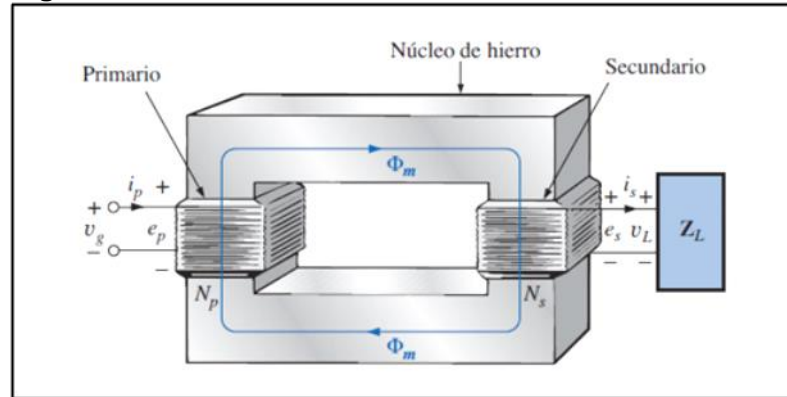
$$e_p = M \left( \frac{di_s}{dt} \right) \quad (\text{volts})$$

## 2.8 Circuito equivalente del transformador con núcleo de hierro

En la Figura 8 se observa un transformador con núcleo de hierro con un voltaje aplicado al lado primario y condiciones de carga en el lado secundario. El objetivo del material ferromagnético es incrementar el coeficiente de acoplamiento de las dos bobinas aumentando el flujo mutuo  $\Phi_m$ . En este análisis supondremos que todo el flujo magnético que enlaza a la bobina primaria también enlaza en su totalidad a la bobina secundaria. Si asumimos un transformador ideal sin pérdidas en las bobinas por su resistencia, y sin pérdidas por histéresis y corrientes parásitas, entonces el coeficiente de acoplamiento tiene una magnitud máxima de 1, y  $\Phi_m = \Phi_p = \Phi_s$  (Boylestad, 2004).



**Figura 8.** Transformador con núcleo de hierro



**Nota:** Tomado de Boylestad (2004).

$$i_p = \sqrt{2} I_p \text{sen } \omega t$$

$$\Phi_m = \Phi_m \text{sen } \omega t$$

Aplicando la Ley de Faraday podemos determinar el voltaje inducido en el lado primario del transformador:

$$e_p = N_p \frac{d\Phi_p}{dt} = N_p \frac{d\Phi_m}{dt}$$

Reemplazando  $\Phi_m$  tenemos:

$$e_p = N_p \frac{d}{dt} (\Phi_m \text{sen } \omega t)$$

Resolviendo matemáticamente la derivación tenemos:

$$e_p = \omega N_p \Phi_m \text{cos } \omega t$$

El voltaje inducido  $e_p$  adelanta a la corriente en la bobina del lado primario por 90 grados.

$$e_p = \omega N_p \Phi_m \text{sen}(\omega t + 90)$$

El valor efectivo rms de  $e_p$  es:

$$E_p = \frac{\omega N_p \Phi_m}{\sqrt{2}}$$

$$E_p = \frac{2\pi f N_p \Phi_m}{\sqrt{2}}$$

$$E_p = 4.44 f N_p \Phi_m$$

El valor efectivo rms de  $e_s$  es:

$$E_s = \frac{\omega N_s \Phi_m}{\sqrt{2}}$$

$$E_s = \frac{2\pi f N_s \Phi_m}{\sqrt{2}}$$

$$E_s = 4.44 f N_p \Phi_m$$

Dividiendo la ecuación tenemos:

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{4.44 f N_p \Phi_m}{4.44 f N_s \Phi_m}$$

Relación de transformación de Voltajes:

$$\frac{N_p}{N_s} = \alpha = \frac{E_p}{E_s}$$

La división de las magnitudes de los voltajes inducidos efectivos del lado primario y secundario es igual a la división del número de vueltas de las bobinas primaria y secundaria. (Boylestad, 2004).

Con respecto a los valores instantáneos tenemos:

$$e_p = N_p \frac{d\Phi_m}{dt}$$

y

$$e_s = N_s \frac{d\Phi_m}{dt}$$

$$\frac{e_p}{e_s} = \frac{N_p \left( \frac{d\Phi_m}{dt} \right)}{N_s \left( \frac{d\Phi_m}{dt} \right)}$$

$$\frac{e_p}{e_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

La división de las magnitudes de los voltajes inducidos instantáneos del lado primario y secundario es igual a la división del número de vueltas de las bobinas primaria y secundaria, donde los voltajes inducidos están en fase. (Boylestad, 2004).

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

Considerando que  $V_g = E_p$  y  $V_L = E_s$

$$\frac{V_g}{V_L} = \frac{N_p}{N_s}$$

La razón  $\frac{N_p}{N_s}$  se denomina razón de transformación, que la representamos con la letra  $a$

$$a = \frac{N_p}{N_s}$$

En nuestro caso  $a > 1$  pues es un transformador reductor ya que  $E_s < E_p$

$$E_p = aE_s$$

Considerando que es un transformador de disminución de voltaje, tenemos:

$$E_p > E_s$$

$$N_p i_p = N_s i_s$$

$$N_p I_p = N_s I_s$$

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p}$$

Relación de transformación de corrientes:

$$\frac{N_p}{N_s} = a = \frac{I_s}{I_p}$$

En el análisis inicial encontramos que:

$$\frac{V_g}{V_L} = \frac{N_p}{N_s} = a$$

Y que:

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p} = \frac{1}{a}$$

La razón de los voltajes sobre la corriente está determinada por:

$$\frac{\frac{V_g}{V_L}}{\frac{I_p}{I_s}} = \frac{a}{\frac{1}{a}}$$

Que también se puede expresar matemáticamente como:

$$\frac{\frac{V_g}{V_L}}{\frac{I_p}{I_s}} = a^2$$

Despejando tenemos:

$$\frac{V_g}{I_p} = a^2 \frac{V_L}{I_s}$$

$$Z_p = \frac{V_g}{I_p}$$

$$Z_L = \frac{V_L}{I_s}$$

Entonces:

$$Z_p = a^2 Z_L$$

La impedancia del circuito primario ( $Z_p$ ) de un transformador ideal es la razón de transformación al cuadrado multiplicada por la impedancia de la carga ( $Z_L$ ). (Boylestad, 2004)

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{I_s}{I_p} = a$$

$$E_p = aE_s \text{ y } I_s = aI_p$$

Por lo que:

$$E_p I_p = E_s I_s$$

En condiciones ideales la Potencia de entrada es igual a la Potencia de salida del transformador. (Boylestad, 2004).

$$P_{\text{entrada}} = P_{\text{salida}}$$

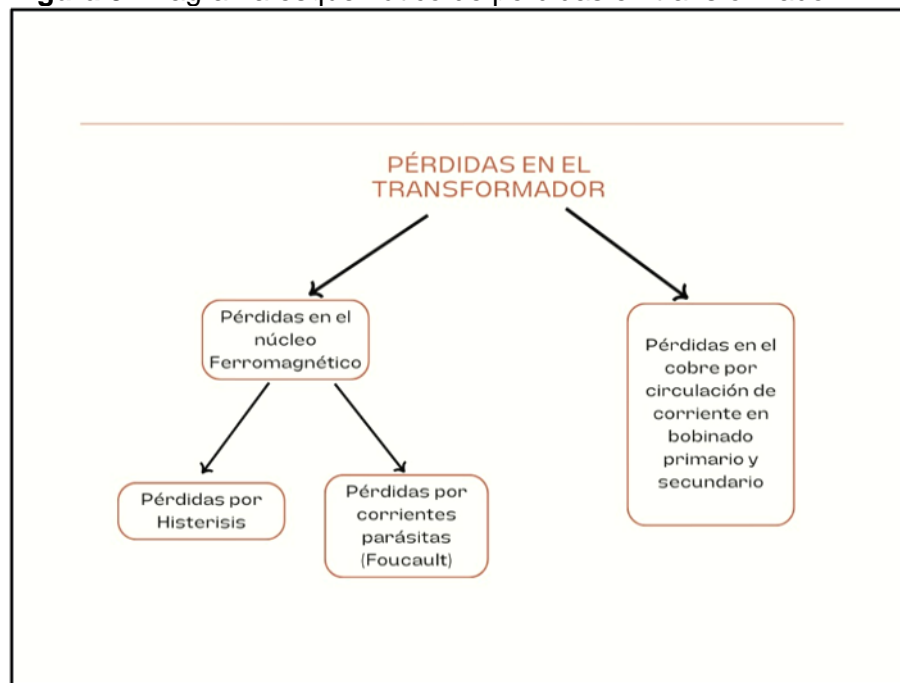
## 2.9 Eficiencia y pérdidas de energía en los transformadores

Los transformadores son dispositivos eléctricos altamente eficientes, sin embargo, no están exentos de tener pérdidas de energía en su funcionamiento, estas pérdidas se dividen en dos grupos que se detallan a continuación (Electricity – magnetism, 2024):

- **Pérdidas en el Hierro:** Se presentan en el núcleo ferromagnético como calor y suceden debido a la histéresis y por calentamiento resistivo en el núcleo del transformador por las corrientes parásitas (Foucault).
- **Pérdidas en el Devanado:** Se presentan como calor y suceden debido a la resistencia del alambre utilizado en las bobinas.

Un diagrama esquemático más detallado de las pérdidas en el transformador se muestra en la Figura 9.

**Figura 9.** Diagrama esquemático de pérdidas en transformador



**Nota:** Tomado de Juárez, Larín y Vásquez, adaptado por El Autor

### 2.9.1 Pérdidas en el hierro.

Las pérdidas de energía en el Hierro se presentan cuando el núcleo ferromagnético está sometido a la acción de corriente alterna. Se distinguen las pérdidas por histéresis ( $P_h$ ) y las pérdidas por corrientes de Foucault ( $P_f$ ). Las pérdidas por histéresis son debidas al efecto de saturación y remanencia magnética del hierro, su magnitud depende del tipo de hierro, su ecuación se demuestra a continuación (Juárez, Larín y Vásquez, 2018) :

$$P_h = K_h f B_{max}$$

En la que:

$P_h$  : Pérdida por histéresis ( $W$ )

$K_h$  : Constante de proporcionalidad del hierro

$f$  : Frecuencia nominal de operación (Hertz)

$B_{max}$  : Densidad de flujo máximo eficaz ( $\frac{\text{Maxwell}}{\text{cm}^2}$ )

Las pérdidas totales están dadas por la suma de las pérdidas en el hierro y las pérdidas generadas por las corrientes de Foucault, como se indica a continuación:

$$P_T = P_h + P_f$$

### 2.9.2 Pérdidas en el cobre.

Las pérdidas en el cobre de los devanados se consideran como una potencia consumida de la red por el transformador de potencia de distribución, potencia que no es aprovechable en el devanado secundario que alimenta el circuito de carga, cuando menores sean esta pérdida mayor será el rendimiento del transformador. Las pérdidas en el cobre son debidas al efecto Joule por la circulación de corrientes a través de los bobinados primarios y secundarios y se pueden calcular si se conocen las resistencias óhmicas de los devanados y la corriente de carga, utilizando la siguiente ecuación (Juárez, Larín y Vásquez, 2018):

$$P_c = I^2 R \text{ (Watts)}$$

En la que:

$P_c$  : Pérdidas de potencia en el cobre

$R$  : Resistencia de los devanados

$I$  : Valor eficaz de la corriente

### 2.10 Rendimiento del transformador.

De acuerdo a tal autor el rendimiento del transformador se mide con la siguiente fórmula (Juárez, Larín y Vásquez, 2018)

$$n = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} * 100\%$$

$$P_{salida} = KVA * \cos(\theta) = KVA * fp$$

**Dónde:**

$KVA$  : Potencia de carga entregada por el transformador

$\cos(\theta)$  : Factor de potencia de la carga

$$P_{\text{entrada}} = P_{\text{salida}} + P_{\text{pérdidas}}$$

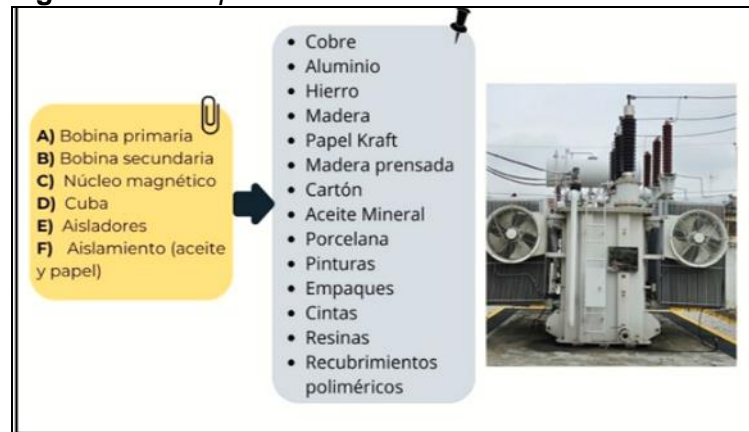
$$P_{\text{pérdidas}} = P_c + P_T = I^2 R + Ph + Pf \text{ (KW)}$$

$$n = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} = \frac{KVA * \cos(\theta)}{KVA * \cos(\theta) * (P_c + P_T)} * 100\%$$

## 2.11 Componentes internos de un transformador de potencia

El transformador consta de las siguientes componentes principales: devanados, sistema de refrigeración y aisladores pasantes se salida, ver Figura 10 (Agreda y Sánchez, 2014)

**Figura 10.** Componentes de un transformador



**Nota:** Tomado por Cnel, (2023) adaptado por El Autor

## 2.12 Sistema de aislamiento de los transformadores de potencia

El sistema de aislamiento es un componente esencial en un equipo eléctrico de grandes potencias, ya que es lo que garantiza que las diferentes partes de los equipos eléctricos se encuentre a diferente potencial. Por esta razón el buen estado del aislamiento es fundamental para determinar la fiabilidad del transformador de potencia (Margalló, 2012).

Los parámetros óptimos relacionados con los devanados y el sistema aislante que son las partes del transformador donde ocurren las fallas más destructivas, son: la temperatura, los gases disueltos en el aceite, la corriente de carga y la tensión, los cuales están ligados al proceso físico-químico que se desarrolla a partir de un aumento de la carga, que conlleva al aumento de temperatura que puede producir la generación de gases debido

a la desintegración de los materiales aislantes presentes en el transformador de potencia (Pérez, R., Ramírez, O. y Fernández, S, 2001)

Los transformadores están constituidos principalmente por dos sistemas de aislamiento; el sólido y el líquido. El líquido es un aislamiento de fácil mantenimiento, se puede dar un tratamiento que permita recuperar sus propiedades y si está deteriorado se podrá cambiarlo por un costo moderado. Este aislante líquido actúa como refrigerante conduciendo el calor desde la parte activa, hacia el exterior. El aislamiento sólido es el encargado de recubrir el cobre en el interior del transformador, por lo que se puede darle tratamiento o sustituir el mismo por su dificultad (Calderón, Pérez, Pérez, Sánchez y Martínez, 2023).

El aislamiento líquido en la mayoría de los casos de transformadores de potencia, suele ser aceite mineral, quien debe asegurar la rigidez dieléctrica básica, separando los arrollamientos e impregnando el papel que rodea los conductores (Margalló, 2012)

La refrigeración del transformador de potencia es primordial para mantener su temperatura en valores moderados. Por esta situación en los transformadores de grandes potencias que son los que tienen mayores problemas de refrigeración, se busca que el agente aislante cumpla también las misiones de refrigerante. (Margalló, 2012)

La no dificultad de poder acceder al aislamiento sólido del transformador de potencia hace que sea complicado el diagnóstico del estado del papel, consecuentemente dicho diagnóstico se efectúa por medio de ensayos al aceite. La vida útil de un transformador de potencia es de vital importancia para poder planificar a futuro su reemplazo. Si el transformador de potencia se retira de su operación antes de tiempo se estaría desperdiciando esta máquina, lo que sería un desperdicio de recursos. Por el contrario, por el contrario, si no fuese retirado de operación un transformador que está al final de su vida útil se correría el riesgo de fallas lo



que acarrearía en perjuicios económicos (Calderón, Pérez, Pérez, Sánchez y Martínez, 2023).

### **2.13 Aceite aislante del transformador**

El aceite es un elemento fundamental en la operación del transformador de potencia, pues tiene excelentes características eléctricas, físicas y químicas que permite podamos utilizarlo con fines aislantes y refrigerantes para el transformador de potencia (Tenajas, 2009)

Para potencias altas se han utilizado los transformadores bañados en aceite aislante, dispositivos conformados en su parte activa por el núcleo y los devanados los que se encuentran en el interior de una cuba llena de aceite. El aceite realiza una doble función de aislante y refrigerante (Iquise, 2018).

Los aceites utilizados en los transformadores son aceites de origen mineral con propiedades dieléctricas obtenidos de un derivado secundario del petróleo, cuya composición predominante son los hidrocarburos naftenicos de donde se obtienen los aceites dieléctricos de origen mineral más comunes (Rodríguez y Silva, 2017).

El aceite aislante del transformador es un buen refrigerante porque tiene una viscosidad reducida, misma que disminuye al aumentar la temperatura, además al tiene un elevado calor específico lo que ayuda a que la temperatura no suba de una manera rápida en situaciones en que el calor generado sea elevado (Margalló, 2012).

En importante conservar el aceite en buen estado ya que, si no, no podemos asegurar el buen funcionamiento y operación del transformador debido a que al degradarse el aceite aumentan las posibilidades de fallas en el transformador (Margalló, 2012).

### 2.13.1 Funciones del aceite aislante.

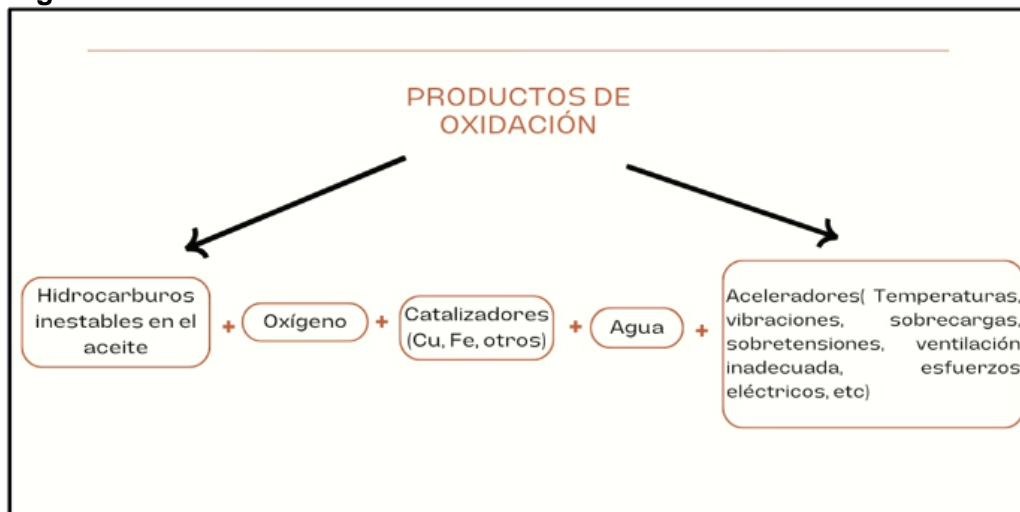
El aceite aislante utilizado en los transformadores eléctricos cumple múltiples funciones, una de ellas es mejorar el aislamiento entre los componentes que conforman el transformador, otra función es mantener la homogenización de la temperatura interna y la refrigeración del transformador (Avalos, 2008).

Las funciones principales de los aislantes líquidos dieléctricos son las de aislar, refrigerar y extinguir eventuales arcos. (Álvarez y Pozo, 2007)

### 2.13.2 Factores básicos de la degradación del aceite aislante.

El aceite mineral aislante está compuesto de tres bases fundamentales de hidrocarburos (nafténica, isoparafínica y aromática), los que en presencia del oxígeno y en combinación con otros catalizadores como el agua, cobre, hierro, más otros aceleradores como el calor, como resultado producen los famosos productos de Oxidación del aceite, ver Figura 11 (Gallo, 2010).

Figura 11. Factores de Oxidación del aceite aislante.



Nota: Tomado de Gallo, Diagnostico de transformadores, adaptado por El Autor

### 2.13.3 Rigidez dieléctrica del aceite aislante.

Es la capacidad que tiene el aceite aislante para soportar una tensión eléctrica sin fallar y antes de que se produzca el arco eléctrico. Para probar

la rigidez dieléctrica del aceite se emplea gradualmente una tensión a dos electrodos de material de bronce, separados y sumergidos en aceite a ensayar según la norma que apliquemos (Gallo, 2010).

#### **2.13.4 Vida útil del aceite aislante.**

La vida útil del aceite aislante no se puede medir con respecto al tiempo de su uso, pues su degradación obedece a las circunstancias de operación, de su régimen de demanda del transformador que puede llevar a un aumento de temperatura cuando se superan las condiciones de carga permitida del equipo, también depende de su diseño, de la composición del aceite aislante, de su contenido de inhibidos naturales y/o sintéticos (Bastidas, Maquilon y Chávez, 2022).

El aceite envejece y se degrada por diferentes factores, como el agua que disminuye la rigidez dieléctrica de forma rápida, el oxígeno que produce la oxidación del aceite generando lodos y el aumento de temperatura que activa las reacciones de oxidación. Los principales productos que se generan como resultado del envejecimiento del aceite son ácidos, peróxidos y lodos (Margalló, 2012).

#### **2.14 El papel aislante**

El papel aislante y el cartón son uno de los materiales de aislamiento básicos e importantes utilizados en los transformadores eléctricos sumergidos en aceite. Las buenas propiedades eléctricas y térmicas son unas de las principales ventajas. El papel aislante es regularmente utilizado para envolver los conductores del bobinado y se encuentra impregnado y envuelto en aceite. (Fernández, 2022).

El papel aislante utilizado en la fabricación de estos equipos, posee características técnicas bastantes específicas, sin embargo, cuando es sometido a un proceso de falla por distintas causas es significativo evaluar el cambio en algunas de sus propiedades entra las cuales se encuentra la “resistencia a la tensión”, que consiste en una prueba de estiramiento del

papel que sirve de muestra, cuya probeta ha sido preparada previamente (Mago, Vallés, Olaya y Zequera, 2011).

Tanto el papel aislante como el cartón prensado están conformados por celulosa. Las fuentes más comunes de celulosa para uso industrial son la pulpa de madera y la fibra de algodón. EL contenido de la madera en base seca en peso es de 40-55% de celulosa, 15-35% de lignina, y 25-40% de hemicelulosa. En la fabricación del papel y cartón prensado empleados en el aislamiento eléctrico, se utiliza principalmente pulpa Kraft de madera blanda sin blanquear porque es más flexible y fuerte que la madera dura, En el proceso de fabricación de la pulpa, la lignina y la hemicelulosa son eliminadas parcialmente (Fernández, 2022).

#### **2.14.1 Funciones del papel aislante.**

El papel aislante desempeña uno de los roles más significativos dentro de un transformador cumple con cuatro funciones (García y Gaspar, 2010):

- Resistencia eléctrica
- Resistencia mecánica a la tracción
- Resistencia térmica
- Capacidad para conservar sus características

#### **2.14.2 Composición del papel aislante.**

El papel aislante se compone de fibras embutidas de celulosa. Las fibras pueden ser de origen natural como la celulosa o de origen sintético como el nylon. La celulosa para la producción del papel aislante se obtiene de la madera, ésta contiene aproximadamente entre un 50% y 56% de celulosa alpha (1 200 unidades de glucosa en una cadena), entre 15% y el 25% de hemicelulosa (por debajo de las 200 unidades de glucosa en una cadena) y entre 27% y 29% de lignina que es un cemento químico que une entre si las fibras. En el proceso de fabricación de la celulosa, en la etapa final la hemicelulosa y lignina son parcialmente eliminados (Margalló, 2012).

### **2.14.3 Envejecimiento del papel aislante.**

El envejecimiento del aislamiento en los transformadores de potencia está determinado por el deterioro y disminución de la resistencia mecánica del aislamiento del papel. Es muy importante determinar el grado de deterioro del papel aislante en el punto más caliente de los transformadores, punto en el que el papel se encuentra más envejecido (Margalló, 2012).

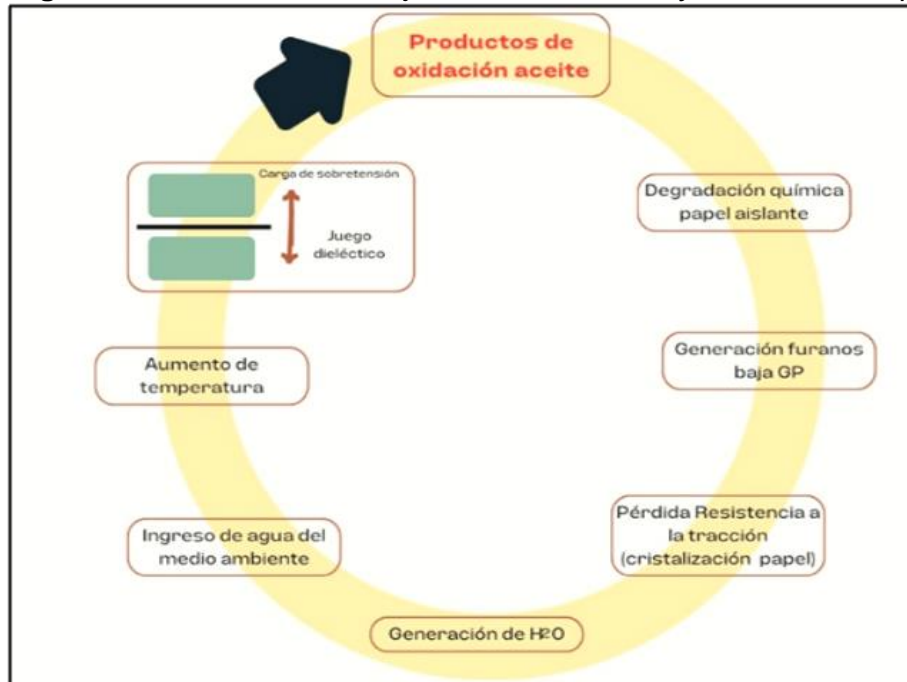
El fin de la vida de un transformador ocurre por el envejecimiento de su aislamiento sólido, asociado principalmente al papel celulósico, que se utiliza en forma de cintas para la elaboración de las bobinas que constituyen los arrollamientos del transformador. EL proceso de envejecimiento del papel en transformadores está sujeta principalmente a las reacciones por hidrólisis, por la degradación, por temperatura durante su tiempo en servicio y por la afectación de procesos de oxidación. Por tanto, es de esperar que la degradación del papel este asociado a una mezcla de procesos de hidrólisis, pirolisis y oxidación. (Urquiza, 2017).

A altas temperaturas las fibras celulósicas se oxidan y llegan a carbonizarse quedando zonas expuestas sin aislante, generando gases y agua que contaminan el aceite dieléctrico del transformador (Álvarez y Pozo, 2007).

La degradación de la celulosa se debe al hidrólisis la que produce agua, CO, CO<sub>2</sub>, ácidos y furanos que son los principales productos que originan el envejecimiento del papel y no del aceite (Crespo, Cabrera, Padrón y García, 2020).

En la Figura 12 se muestra el proceso de envejecimiento del papel (celulosa) y los agentes que intervienen en el mismo, lo que suficiente razón para justificar los diagnósticos periódicos que se debe realizar al transformador de potencia (Gallo, 2010).

**Figura 12.** *Productos de envejecimiento del aceite y su efecto en el papel*



**Nota:** Tomado de Diagnóstico y Mantenimiento Transformadores, E. Gallo.

El tiempo de vida útil del transformador de potencia depende del envejecimiento del aislamiento sólido, el que sucede por la degradación térmica del papel, esto se da por la ruptura de las cadenas moleculares del papel, el mismo que puede cuantificarse a partir del grado de polimerización. (Crespo, Cabrera, Padrón y García, 2020)

La prueba de análisis de gases disueltos en el aceite, tiene la finalidad de analizar los gases ocasionados por fallas eléctricas recibidas en el transformador sumergido en aceite. A medida que el transformador se ve sometido a estos esfuerzos eléctricos y mecánicos producto de estas fallas, se van generando gases que son resultado de la descomposición de los materiales aislantes (aceite y papel). Las diferentes combinaciones entre gases permiten deducir dificultades de tipo térmico o eléctrico en el transformador. (Zorrilla, J., Céspedes, A. y García, D. 2020).

El análisis de gases disueltos en el líquido aislante, se realiza utilizando un equipo de laboratorio llamado cromatógrafo de gases y en el cual se toma en consideración el método de prueba ASTM D-3612 (Multipuebas, 2023).

El envejecimiento del papel empieza cuando los vínculos entre las cadenas de celulosa comienzan a romperse, es decir comienza un proceso de despolimerización y con esto el DP decae al igual que la resistencia mecánica. Al culminar el proceso de fabricación el papel terminado presenta un DP de 1 200, valor que disminuye luego del secado a un valor final que fluctúa entre los 800 – 1 000 y este contiene un 0.5 % de agua, además la resistencia a la tracción se ve reducida un 20 % de su valor inicial. La resistencia de tracción del papel depende del grado de polimerización (DP) de la celulosa. Dentro de los valores de la tabla de polimerización, si el papel presenta un DP de 200 o inferior se indica que el papel se encuentra en su punto final de sus capacidades de aislamiento, si el DP está entre 150 a 200 la rigidez mecánica del papel aislante decae directamente proporcional al DP, entre, y entre un DP de 150 a 200 se comienza a perder completamente la rigidez mecánica del papel aislante, con un DP >900 se dice que no hay degradación en el papel del transformador (Juárez, Larín y Vásquez 2018)

**Tabla 3.** Estado del papel según grado de polimerización (DP).

Rango polimerización (dp)	Descripción De La Prueba
<200	La prueba indica una degradación excesiva del papel por exceder el punto crítico. Se recomienda que el transformador se saque del servicio de inmediato para inspección técnica.
200-250	La prueba indica que el papel está cerca de un estado crítico. Se sugiere que el transformador se retire del servicio tan pronto como sea posible para inspección técnica. Una vez abierto se pueden tomar muestras de papel para pruebas directas de DP.
260-350	La prueba indica que el papel se está aproximando a la condición crítica, se recomienda reevaluar la condición en 1 año.
360-450	La prueba indica deterioro del papel y que se está empezando a aproximar punto crítico, se recomienda reevaluar en 2 años.
460-600	La prueba indica deterioro significativo del papel, pero aún está lejos de punto crítico.
610-900	La prueba indica que el envejecimiento del papel es mínimo.
>900	La prueba indica que no se detecta degradación en el papel.

**Nota:** Tomado de Juárez, Larín y Vásquez, estudio de la vida útil del transformador de potencia., 2018, adaptado por El Autor.

#### **2.14.4 Peso aproximado del papel aislante.**

En todo transformador que cuenta con un sistema de aislamiento aceite-papel, este tiene suficiente papel (celulosa) para retener hasta 10 % del volumen total del aceite, para calcular el peso aproximado se utiliza la siguiente formula (Maquilón, Bastidas y Chávez, 2022):

$$W = \frac{VOL \times 10\% \times 231 \times 62.5 \times 1.4}{1728}$$

Dónde el valor de W esta dado por peso del papel en libras, VOL es la cantidad de galones del aceite según los datos de placa del transformador, el 10% es el porcentaje de aceite que logra retener el papel aislante, el valor de 231 son las pulgadas cubicas que hay en un galón de aceite aislante, 1728 es el valor de las pulgadas cúbicas que hay en un pie cúbico de aceite, 62.5 es el peso en libras que tiene un pie cúbico de agua, 1.4 es el valor de la gravedad especifica del papel aislante, con estos valores se tiene:

$$W = 1.17 \text{ vol.gals.}$$

**Fuente:** (Revista Ingenio: Maquilón, Bastidas y Chávez, 2022)



### **3 MARCO METODOLÓGICO**

La detección de fallas es muy importante ya que reduce las interrupciones del servicio eléctrico y reducen los costos y tiempos de reparación, a más de prolongar la vida útil del transformador de potencia. Las fallas en el transformador de potencia suceden debido a fallas en el sistema de aislamiento, envejecimiento del aislamiento o contaminación del aceite.

#### **3.1 Lugar de la investigación**

El trabajo de Titulación se desarrolló en la Urbanización Villa Club, Daule, Prov. del Guayas, en la Subestación de CNEL EP que presta servicio de distribución de energía eléctrica para los clientes del área circundante.

#### **3.2 Materiales y equipos**

En el desarrollo del capítulo se dan a conocer los equipos de ensayo que se utilizan en las diferentes pruebas.

#### **3.3 Ensayos de laboratorio**

Dentro del estudio específico del aislante líquido, existe una serie de pruebas eléctricas y físicas-químicas que se realizan al aceite dieléctrico que se detallan a continuación, es necesario mencionar que las pruebas se realizaron en un Laboratorio especializado para la determinación específica:

El primer análisis de laboratorio que realizamos es el Físico-Químico que nos proporciona información de la calidad del aceite aislante, advirtiendo sobre sus condiciones químicas-mecánicas y las propiedades que puede ir perdiendo, también nos indica sobre la presencia de agua y productos de oxidación en que se encuentran en dicho aislamiento. El conjunto de estos análisis se basa en los estándares internacionales ASTM D 1816, ASTM D-1533, ASTM D-974, ASTM D-971, ASTM 1500, ASTM D 924, ASTM 974, ASTM D-1524.

El segundo análisis es el de Cromatografía de aceite (DGA) bajo la norma ASTM D-3612, se evalúa el estado del transformador mediante el

estudio y ensayos de los gases disueltos en el aceite, los gases analizados son: Oxígeno, Hidrógeno (H<sub>2</sub>), Nitrógeno (N<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>), Monóxido de carbono (CO), Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) y Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>).

El tercer ensayo de laboratorio es el de análisis de Furano del aceite, que tiene que ver con la determinación de la degradación de materiales celulósicos del papel.

### **3.3.1 Prueba de rigidez dieléctrica.**

La prueba de Rigidez Dieléctrica también conocida como tensión de ruptura eléctrica del aceite aislante, es una medida de la capacidad que tiene este líquido aislante para resistir un esfuerzo eléctrico antes de su ruptura.

Existen dos métodos para realizar los ensayos de rigidez dieléctrica, el establecido por la norma ASTM D-877 y la ASTM D-1816.

#### **3.3.1.1 Prueba de rigidez dieléctrica ASTM D-877.**

El equipo que se emplea para realizar el ensayo de rigidez dieléctrica de líquidos con el método ASTM D-877 está integrado por un transformador elevador, un regulador de tensión, un interruptor, un voltímetro y una copa de prueba.

El regulador de tensión se utiliza para aumentar el voltaje de manera gradual y automática, el transformador sirve para obtener el volteje necesario que provoque el arco eléctrico en el aceite y el divisor de voltaje se utiliza para disminuir el voltaje de alta tensión a valores tolerables por un voltímetro de baja tensión que nos permita medir la tensión cuando se produce el arco eléctrico. La copa tiene integrados un par de electrodos en forma de disco que se separan por una distancia de 2.5 mm con las caras perfectamente paralelas a los cuales se le aplica el voltaje de alta tensión. Para esta Norma la velocidad de inyección del voltaje es de 3000 V por segundo.

Las recomendaciones para realizar la prueba ASTM D-877 son:

Para efectuar las pruebas de ruptura del aceite se deben seguir las indicaciones que se describen a continuación:

- Previo al inicio de los ensayos se deben inspeccionar los electrodos de la copa, certificando que no existan escoriaciones causadas por el arco eléctrico o acumulación de contaminantes de pruebas anteriores, posteriormente debe calibrarse la distancia entre los electrodos.
- Para eliminar una posible condensación del interior de la copa, esta se debe calentar ligeramente para evaporar la humedad antes de utilizarla, posteriormente los electrodos y la copa deben lavarse con el aceite aislante que se va a investigar, debemos evitar manipular de los electrodos y el calibrador con las manos.
- La copa se debe llenar con el aceite aislante hasta sobrepasar con 20 mm la parte superior de los dos electrodos, con objeto de permitir que escape el aire, dejar reposar el aceite durante un tiempo mínimo de dos minutos y no mayor a 3 minutos antes de aplicar el voltaje, seguidamente aplicar el voltaje gradualmente a una velocidad aproximada de 3 kV por segundo, hasta que se produzca el arco eléctrico (tensión de ruptura) entre los dos electrodos, finalmente el especialista lee el voltímetro y registra la lectura del valor del voltaje al cual se produjo el arco en el formato de prueba.
- La prueba se efectúa a dos muestras diferentes, si como resultado tenemos que los dos valores obtenidos son mayores al valor establecido de 30 kV, no se requerirán pruebas posteriores y el promedio de las dos lecturas se reportará como la rigidez dieléctrica de la muestra. Si cualquiera de los valores es inferior a 30 kV, deberá efectuarse un tercer ensayo y promediar estos resultados. Si el valor promedio de la rigidez dieléctrica es superior a 30 kV, se considera

que el aceite aislante pasa la prueba, caso contrario la muestra de aceite debe ser rechazada.

- La temperatura del aceite al realizar la prueba de ruptura deberá ser a la temperatura ambiente, en ningún caso deberá efectuar este ensayo con temperaturas inferiores a 20 °C.
- No se debe efectuar el ensayo si la humedad relativa es mayor al 75 %.

### **3.3.1.2 Prueba de rigidez dieléctrica Norma ASTM D-1816.**

El método ASTM D-1816 es similar a norma ASTM D-877, la diferencia radica en que los dos electrodos que aplicamos en esta norma tienen formas semiesféricas, los que están separados a un 1 mm de distancia, este método de ensayo lo hace más representativo de las condiciones a las que opera el aceite. El transformador se utiliza para generar el voltaje de alta tensión necesario para inducir el arco eléctrico en el aceite, su tensión de salida está en el rango de 0 a 60000 V y la velocidad con la que se debe incrementa el voltaje es de 5000 V por segundo.

Para este método se cuenta con un equipo portátil con las siguientes características:

- Rango de tensión de 0-60 kV
- Electrodo intercambiables
- El incremento de voltaje debe ser automático y contar con dos velocidades de incremento de tensión como lo establecen las normas.

Para efectuar el ensayo de ruptura del aceite con la norma ASTM D-1816 se deben seguir el mismo procedimiento es el mismo que se realizó en

la norma ASTM D-877, la diferencia es que en este caso se aplica el voltaje gradualmente a una velocidad de 500 voltios por segundo.

### **3.3.2 Contenido de humedad en el transformador ASTM-1533.**

Uno de los principales factores que ocasionan el envejecimiento de los materiales aislante de los transformadores de potencia es la humedad. Este contenido de agua en el transformador va de la mano de la rigidez dieléctrica, si el contenido de agua es mayor, menor será la rigidez dieléctrica.

A lo largo de su vida útil los transformadores acumulan agua dentro de su interior, esta presencia de humedad en el aislamiento del aceite y el papel de un transformador de potencia puede afectar su rendimiento de varias formas:

- Provocando descargas eléctricas parciales
- Generando burbujas de aire
- Disminuyendo su rigidez dieléctrica
- Envejecimiento prematuro del aislamiento

Los tres primeros pueden afectar a un transformador en buen estado provocando fallas graves en su operación, el último efecto podría acortar la vida útil del aislamiento.

El contenido de humedad de un transformador depende del diseño, de su construcción y voltaje de servicio, para transformadores con voltaje inferiores a 69 000 V la humedad es menor al 1 % del peso total del aislamiento seco, para transformadores con voltajes superiores a 230 000 V la humedad contenida es del 0.5 %.

La presencia de humedad puede ser determinada por métodos de análisis físicos-químicos que permiten determinar la cantidad de agua total y la cantidad de agua disuelta en el aceite aislante, en la tabla 3.1. se muestran los valores recomendados para el porcentaje de saturación según la tensión de operación del equipo.

**Tabla 4.** Valores máximos de % de saturación

Nivel de tensión	Valor máximo de % Saturación de agua en el aceite
3	15
> 69 a 230 kV	8
≥ 230 kV	5

**Nota:** Tomado de Norma IEEE Std. C57.106-2002.

Cuando un transformador alcanza un porcentaje de nivel de humedad inaceptable, se hace urgente realizar el mantenimiento preventivo para extraer esa humedad del aislamiento.

### 3.3.3 Número de neutralización ASTM D-974, D-664.

La acidez del aceite es el proceso de degradación química que se va desarrollando en el aceite por efecto del trabajo, tensiones eléctricas y fallas eléctricas al que está sometido y condiciones térmicas por altas temperaturas ocasionadas por la gran demanda del sistema eléctrico de potencia y las condiciones climáticas, proceso de degradación que se acelera si hay presencia de agua y oxígeno, y otros catalizadores como residuos de cobre, el hierro y la celulosa.

Para determinar el número de acidez del aceite se realiza el ensayo según la norma (ASTM D-974/D 664). El número de neutralización es la cantidad de miligramos de hidróxido de Potasio (KOH) necesarios para neutralizar el ácido contenido en una muestra un gramo de aceite aislante.

El interés para desarrollar esta prueba es porque su valor nos permite establecer la cantidad de compuestos ácidos presente en el aceite, mismo que nos permite determinar el momento exacto para reemplazar el aceite.

### **3.3.4 Análisis de gases disueltos en aceite ASTM D-3612.**

El uso del ensayo de análisis de gases disueltos se fundamenta en el quebrantamiento de las moléculas de hidrocarburos que se dan en el aceite y en el papel debido a la presencia de alguna falla de tipo térmico o eléctrico que experimento el transformador de potencia.

Los gases producidos por este rompimiento pueden ser fácilmente colectados en una muestra de aceite y ser analizadas por método de la Norma ASTM D- 3612. En base a lo anterior los principales objetivos del uso de esta técnica se centran en:

- Monitorear los transformadores de potencia en operación y conseguir un aviso anticipado de alguna posible falla.
- Indicar la naturaleza y localización de la posible falla del transformador.
- Asegurarnos que un transformador adquirido recientemente al fabricante, no presente ninguna falla durante el tiempo de garantía técnica.

El propósito del ensayo (ASTM D-3612) es conocer precisamente las diferentes sustancias que componen los gases disueltos en la muestra de aceite aislante extraído del transformador.

Mientras el transformador se encuentra operando en condiciones normales, los materiales aislantes como el aceite y papel que se encuentran dentro del transformador se empieza a descomponer y degradar con el tiempo, esto por la naturaleza de su composición hace que se pierdan las propiedades dieléctricas por el propio efecto del envejecimiento y el efecto de la degradación.

A medida que pasan los años el aceite dieléctrico y el papel aislante se empiezan a degradar y descomponer en pequeñas moléculas que se empiezan a mezclar entre ellas en el interior del transformador, dicha mezcla hace que se generen gases combustibles que se mueven libremente dentro del aceite aislante, el problema se hace mucho mayor cuando este equipo de potencia experimenta esfuerzos eléctricos y térmicos anormales. Los gases combustibles más significativos que se generan producto de fallas del transformador son, ver Tabla 5.

Oxígeno (O<sub>2</sub>), Hidrogeno (H<sub>2</sub>), Nitrógeno (N<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>), Monóxido de carbono (CO), Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>).

**Tabla 5.** Gases producidos por descomposición de aislantes.

<b>GAS</b>	<b>COMPOSICION QUÍMICA</b>	<b>GAS CAUSADO</b>
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	Por descomposición del aceite
Metano	CH <sub>4</sub>	Por descomposición del aceite
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Por descomposición del aceite
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Por descomposición del aceite
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Por descomposición del aceite
Monóxido de carbono	CO	Por descomposición del papel
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	Por descomposición del papel
Oxígeno	O <sub>2</sub>	Por ambas descomposiciones
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	Por ambas descomposiciones

**Nota:** Cuadro resumen adaptado por el Autor

### **3.3.5 Análisis de furanos ASTM D-5837.**

Entre las pruebas experimentales de diagnóstico que hoy se realizan tenemos el análisis de compuestos furanos, que es un análisis técnico que determina el grado de envejecimiento y degradación de los aislamientos sólidos (papel aislante), su determinación se realiza a través de muestras de aceite aislante extraídas del transformador.

Este análisis ha tomado notabilidad pues por medio de este podemos detectar el deterioro térmico, hidrolítico y oxidativo del papel aislante, debido



a los diferentes procesos de operación que ocurren dentro del transformador y principalmente por la degradación térmica en la que se ve afectado el papel aislante, las cadenas cíclicas de la glucosa se fragmentan y se degradan formando los compuestos furanos. La cantidad de derivados furánicos disueltos en el aceite aislante es muy reducida y su concentración se mide en partes por billón (ug/kg). Los niveles de contenido de furanos se muestran en la siguiente Tabla 6.

**Tabla 6 . Niveles de análisis de compuestos furánicos**

<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>
<100 ppb	Transformador saludable
100 ppb	Pérdida del 10 % de vida útil del transformador
>250 ppb	Pérdida del 25 % de vida útil del transformador

**Nota:** Tomado de Juárez, et al. (2018) adaptado por El Autor

La degradación térmica del papel aislante produce diferentes tipos de derivados furanos, sin embargo el furano que se presenta con mayor concentración en los transformadores es el 2-Furaldehído con el que podemos determinar el grado de polimerización y vida útil del dispositivo. Estos compuestos son medidos cuantitativamente por cromatografía líquida de alta eficiencia basándose en la norma ASTM-D5837-15.

### **3.4 Pruebas en campo**

El transformador de potencia que está en estudio y valoración es el TEKSA 24-30 MVA, Serie: T130201-1, ubicado en la S/E Villa Club de CNEL EP.

Este capítulo se basa en la recopilación de resultados por parte de la entidad que realizó el ensayo al transformador TEKSA 24-30 MVA, Serie: T130201-1, ubicado en la S/E Villa Club de CNEL EP, con la finalidad de obtener la mayor cantidad de información relacionada al diagnóstico que ellos realizaron y así poder determinar y comparar en el capítulo posterior la vida útil de transformador de potencia.

### **3.5 Mantenimiento y ensayos de muestras del transformador**

El personal del departamento de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas de Cnel Ep U. N. Guayas Los Ríos viene realizando mantenimiento predictivos y preventivos con inspecciones anuales a los transformadores de potencia de las subestaciones, sin embargo, se ha tomado como referencia el análisis físico-químico, cromatografía de gases y furanos del transformador de potencia de la S/E Villa Club 24-30 MV, considerando las recomendaciones de los laboratorios que realizan este tipo de servicio.

Estas pruebas se basan en datos históricos de resultados de pruebas eléctricas y análisis físico-químico realizados en los transformadores de potencia los cuales constan en la base de datos del departamento de Mantenimiento de Subestaciones.

El mantenimiento predictivo del transformador de Potencia Teksa, consiste en determinar condiciones técnicas (eléctricas y mecánicas) del transformador de potencia mientras este se encuentra en operación, por lo que se hace necesario llevar un programa sistemático de mediciones con muestras del aceite para observar problemas de humedad, gases combustibles y productos de oxidación, entre otros.

Estas pruebas nos ayudan a diagnosticar el estado funcional del transformador de potencia, considerando los datos obtenidos y apoyándonos con los límites que están definidas en las diversas normas internaciones ASTM, IEEE y ANSI.

### **3.6 Normas para el análisis del transformador de potencia**

Para realizar la valoración se utilizó la norma IEEE C-57.104-2008, parámetros de medición y la Norma IEC 60599. El conjunto de pruebas eléctricas, físicas y químicas que se realizaron al transformador de potencia son las indicadas en la Tabla 7.

**Tabla 7.** Parámetros y métodos de análisis de pruebas eléctricas y físicas-químicas

<b>Norma</b>	<b>Prueba</b>	<b>Unidad</b>
ASTM D-1533-12	Contenido de Agua	Mg/kg (ppm)
ASTM D-1816-12	Rigidez Dieléctrica 2mm	kV
ASTM D-1298-12B	Densidad relativa (15 °C / 15 °C)	Adimensional
ASTM D-971-12	Tensión interfacial	mN/m
ASTM D-974-14 E2	Número Neutralización (ácido)	MgKOH/g
ASTM D-1500-12	Color	Unidades de color
ASTM D-924-15	Factor potencia al aceite a 25 °C	%
ASTM D-924-15	Factor de Potencia al aceite a 100 °C	%
ASTM D-1275-15	Azufre corrosivo	Adimensional
ASTM D-1524-15	Inspección visual	Adimensional

Nota: Tomado de Revista ingenio A. Bastidas, J. Maquilón y C. Chávez

Con la finalidad de garantizar la vida útil de los transformadores que tienen más de 5 años en Operación, los fabricantes sugieren se desarrollen programas de mantenimiento predictivos para la realización de análisis generales y físicos-químicos, del aceite mínimo dos veces al año, de furanos cada dos años, de gas disuelto una vez al año.

Los fabricantes de transformadores recomiendan que se desarrollen programas de mantenimiento predictivos para la realización de análisis técnicos generales y análisis físicos-químicos, del aceite mínimo dos veces al año, de furanos mínimo cada dos años, de gas disuelto mínimo una vez al año, que permitan diagnosticar la calidad del aceite.

### **3.7 Procedimientos realizados**

#### **3.7.1 Análisis Físico-Químico.**

Una vez realizada la inspección en campo se procede a la extracción de la muestra de aceite en el transformador de potencia, muestras que son trasladadas para análisis Físico-Químico en el Laboratorio en donde se realizarán las pruebas físico-químicas de: Rigidez dieléctrica (ASTM D877/D1816), contenido de agua (ASTM D1533), Índice de Neutralización (ASTM D974), Tensión Interfacial (ASTM D971), Color (ASTM D1500), Factor de potencia a 25 °C, Factor de Potencia a 100 °C, Condición visual ASTM D1524.

El análisis físico-químico que se realiza al aceite aislante es uno de los ensayos más importantes pues su resultado es determinante a la hora de realizar el diagnóstico de la calidad del aceite.

### **3.7.2 Ensayo del análisis dieléctrico ASTM D-1816-12**

El primer análisis que se realizó es el dieléctrico según la norma ASTM D-877/D-1816 para medir la capacidad que tiene el aceite aislante para soportar un esfuerzo eléctrico sin producir un arco. Como primer paso para este ensayo es inspeccionar los electrodos de la copa, certificando que no existan acumulación de contaminantes de pruebas anteriores, posteriormente se procedió a calibrar la distancia entre los electrodos con la ayuda de un instrumento de medida.

Se llenar la copa con el aceite aislante hasta sobrepasar con 20 mm la parte superior de los dos electrodos, seguidamente aplico una tensión de salida de 0 a 60 kV con una velocidad de incremento de voltaje de 0.5 kV por segundo, finalmente se lee el voltímetro y registra la lectura del valor del voltaje al cual se produjo el arco en el formato de prueba.

La prueba se efectuó a seis muestras diferentes teniéndose un promedio de 53, como resultado tenemos que el valor medido de 53 kV es mayor que 30 kV por lo que la prueba es aceptable por encontrarse dentro del intervalo de aceptabilidad.

### **3.7.3 Análisis físico-químico (ADFQ).**

El análisis físico-químico (ADFQ) tiene como objetivo diagnosticar el estado del papel aislante (celulosa) en lo referente al contenido de agua y el grado de impregnación de productos de oxidación.

### **3.7.4 Análisis cuantitativo de PCB's disueltos en aceite aislante.**

Mediante los ensayos de cromatografía de gases también podemos constatar el análisis cuantitativo de PCB's disueltos en el aceite aislante.

Este análisis cuantitativo de PCB's por el método ASTM D-4059, mediante la cromatografía de gases nos permitió identificar y determinar el contenido de PCB en parte por millón (ppm) en el aceite del transformador que se encuentra en investigación.

#### **3.7.4 Análisis de furanos.**

Para el análisis de furanos, se empleó el ensayo de laboratorio mediante la norma ASTM D-5837, la que determino la concentración de furanos ppb.

#### **3.7.5 Análisis de cromatografía ASTM D-3612.**

Para determinar los gases disueltos derivados por el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos del aceite y el papel aislante, se tomó una muestra de aceite para realizar el ensayo del análisis de cromatografía de gases disueltos en el aceite, diagnóstico en que se utilizó la Norma IEEE C57-104-2008, con toma de muestras según Norma ASTM D-923-15 y con ensayo ASTM D-3612 método C.

## 4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1 Resultado de análisis físico-químicos

En la Tabla 8 se detalla los reportes de laboratorio que se obtuvieron del análisis físico-químicos realizado al aceite mineral aislante del transformador de potencia. Los resultados fueron: Contenido de agua Norma ASTM D-1533 = 7 ppm, valor que es menor a 35 por lo que su resultado es aceptable, Rigidez dieléctrica 2 mm Norma ASTM D-1816 = 52 kV valor que es mayor a 30 por lo que su resultado es aceptable.

**Tabla 8.** Reporte de análisis físico químico del aceite

MÉTODO DE PRUEBA	UNIDAD	EQUIPOS DE PRUEBA	VALOR MEDIDO	CRITERIOS DE EVALUACIÓN
Contenido de agua ASTM D 1533-12	ppm	CLM-02	7	Aceptable $\leq 35$ ; Cuestionable 30-34,9 Inaceptable $> 35$
Rigidez dieléctrica ASTM D 1816-12	kV	CH-02	52	Aceptable $\geq 30$ ; Cuestionable =25-30; Inaceptable $< 25$
Densidad relativa (15 °C/15 °C) Norma ASTM D 1298-12B (2017)	Adimensional	DS-10	0.8466	Aceptable 0,84-0,91; Cuestionable $< 0,84$ ; Inaceptable $\geq 0,91$
Tensión Interfacial ASTM D 974-12	mN/m	TF-01	40.6	Aceptable $\geq 25$ ; Inaceptable $< 25$
Número Ácido ASTM D-974-14 E2	mgKOH/g	BR-01	0.01	Aceptable $\leq 0,2$ ; Inaceptable $> 0,2$
Color - Norma ASTM D-1500-12	Unidad Color ASTM	CL-01	0.5	Aceptable $\leq 3,5$ ; Inaceptable $> 3,5$
Factor de potencia al aceite a 25 °C Norma ASTM D-924-15	%	FP-01	0.048	Aceptable $\leq 0,500$ ; Inaceptable $> 0,500$
Factor de potencia al aceite a 100 °C Norma ASTM D-924-15	%	FP-01	0.15	Aceptable $\leq 5,00$ ; Inaceptable $> 5,00$
Azufre Corrosivo ASTM D-1275-15	Adimensional	EST-01	2	Las lecturas iguales o mayores a 4 son corrosivas
Examinación visual ASTM D 1524-15	Adimensional	Visual	Claro y Brillante	Claro = aceptable

Nota: Tomado de Revista ingenio A. Bastidas, J. Maquilón y C. Chávez y datos históricos de pruebas del departamento de Mantenimiento de CNEL EP.

La densidad relativa Norma ASTM D 1298 = 0.8466 valor aceptable según los rangos de criterios de evaluación. Tensión interfacial 40.6 valor aceptable según los rangos de criterios de evaluación.

Los resultados del Número Ácido Norma ASTM D-974 = 0.01 valor inferior a 0.2 por lo que su resultado es aceptable, Color Norma ASTM D-1500 = 0.5 que es menor a 3.5 por lo que su valor es aceptable según el intervalo de aceptabilidad.

La toma de muestras se realizó según la Norma ASTM D-923-15, con la aplicación de la Norma IEEE C57-106 (2015) con límites sugeridos para aceites en operación, intervalo de tensión  $\leq 69$  kV, con condiciones de tensión interfacial con temperatura de agua de 20 °C y densidad de 0.995.

#### **4.2 Resultado de análisis de PCB's**

En el mismo ensayo de cromatografía de gases también podemos constatar el análisis cuantitativo de PCB's disuelto en el aceite aislante.

Los parámetros de análisis que se consideraron en este ensayo fueron los indicados en la tabla 9 donde se muestran los resultados de análisis cuantitativos de PCB's disueltos en el aceite aislante.

El método ASTM D-4059 con criterios de calificación según resolución 0222 de 2011 y PCB'S Totales en mezcla de 1.0 ug/g y el Límite de Cuantificación para Arocloro 1 254 en mezcla de 2.0 ug/g.

Los resultados de los ensayos son los siguientes: Concentración de PCB's < 1 por lo que de acuerdo a los criterios de calificación pertenece al Grupo 4: Aceite no contaminado del transformador de la S/E Villa Club.

**Tabla 9. Parámetros cuantitativos de PBC's disueltos en el aceite**

PARÁMETROS	Concentración ug/g (ppm)	CRITERIOS DE CALIFICACION SEGÚN RESOLUCIÓN 0222 DE 2011
PCB'S arocloro 1221	< 1	Grupo 1 PCB'S Puro $\geq$ 100000 ppm
PCB'S arocloro 1232	< 1	Grupo 2 PCB'S Aceite Contaminado < 100000 ppm y $\geq$ 500 ppm
PCB'S arocloro 1242	< 1	Grupo 3 PCB'S Aceite Contaminado < 500 ppm y $\geq$ 50 ppm
PCB'S arocloro 1248	< 1	Grupo 4 PCB'S Aceite No Contaminado < a 50 ppm
PCB'S arocloro 1254	< 2	
PCB'S arocloro 1260	< 1	
PCB'S Totales en Mezcla (Arocloros: 1221, 1232, 1242, 1248, 1254, y 1260)	< 1	CALIFICACIÓN GRUPO 4: ACEITE NO CONTAMINADO

Nota: Tomado de Bastidas, Maquilon y Chávez, revista Ingenio, adaptado por El Autor.

### 4.3 Resultado de análisis de furanos

Para el análisis de furanos, se empleó el ensayo de laboratorio mediante la norma ASTM D-5837, la que determino la concentración de furanos ppb. Los resultados de la prueba se indican en la tabla 10.

**Tabla 10. Análisis de la concentración de furanos**

Tipo de furano	Concentración de furano (ppb)
HMF	< 10
FURFUROL	< 10
2-FURFURALDEHÍDO	30
AC. FURN/FMK	< 10
METHYFAL	< 10

Nota: Tomado de Bastidas, Maquilon y Chávez, revista Ingenio, adaptado por El Autor.

Como resultado de esta prueba en base al grado de polimerización, se obtuvo un tiempo de vida útil del transformador de potencia del 80 %, ver Tabla 11.



**Tabla 11. Análisis de la concentración de furanos**

Diagnóstico de ensayo de furano	
Grado de Polimerización según Chendong	Tiempo de Vida Útil Remanente (%)
> 638	80

Nota: Tomado Datos históricos de pruebas de Mantenimiento de Subestaciones

#### 4.4 Resultado de análisis de cromatografía

Para determinar la cantidad de gases disueltos derivados por el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos del aceite y el papel aislante, se tomaron muestras de aceite para realizar el ensayo del análisis de cromatografía.

En la Tabla 12 se detalla el reporte del análisis de cromatografía de gases disueltos en el aceite aislante según la aplicación de la norma ASTM D-3612 método C, los resultados

**Tabla 12. Resultados análisis cromatografía de gases disueltos en aceite ASTM D-3612-202**

GASES DISUELTOS EN ACEITE	Concentración (µL/L (ppm))	% TDGC	LÍMITES CONCENTRACIÓN GASES DISUELTOS (µL/L(ppm))				
			C1	C2	C3	C4	Condición
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	3 187		2500	2501-4000	4001-10.000	>10000	C2
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	< 0.3	0	1	2 - 9	10 - 35	>35	C1
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	3.2	0.3	50	51 - 100	101 - 200	>200	C1
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	1.8	0.2	65	66 -100	101 - 150	>150	C1
Metano (CH <sub>4</sub> )	15.3	1.5	120	121 - 400	401 - 1000	>1000	C1
Monóxido de carbono (CO)	1 015	97	350	351 - 570	571 - 1400	>1400	C3
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	10.9	1	100	101 - 700	701 - 1800	>1800	C1
Subtotal Gases Combustibles	1 046	1	720	721-1920	1921-4630	>4630	C2
Oxígeno	6 715.9						
Nitrógeno	28 937.2						
Total Gases	39 841.15						

Nota: Tomado de Datos históricos de pruebas de departamento de Mantenimiento de Subestaciones de CNEL EP.

El reporte de análisis de cromatografía de gases disueltos en el aceite aislante con una concentración de  $\mu\text{L/L}$  (ppm) dio como resultado los valores registrados en la Tabla 12, dando un total de gases de 39 886.5.

Para analizar los datos del análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite aislante del transformador, se utilizó la Norma IEEE C-57-104-2008: que se basa en la guía IEEE para la interpretación gases generados en transformadores sumergidos en aceite en su numeral 6.5 referente a la evaluación de la condición del transformador usando concentraciones individuales y el total de gases combustibles.

Estos resultados se compararon con los límites de concentración de gases disueltos de la Norma IEEE C57-104-2008, en la que se utilizó además la toma de muestras según Norma ASTM D-923-15 y norma del ensayo ASTM D-3612 método C.

## **5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **5.1 Conclusiones**

Una vez analizadas las diferentes pruebas eléctricas, físico-químicas, análisis cromatógrafo y la prueba de furanos, realizadas al sistema de aislamiento del transformador en aceite del transformador Teksa, se puede concluir que, esta prueba constituye en una herramienta eficaz para determinar el estado y vida útil del transformador de potencia.

Luego de analizar las pruebas dieléctricas y físico químicas, como los muestran las figuras 5.1, 5.2., del capítulo V, se concluye que los resultados obtenidos son estables y coherentes con los intervalos de aceptabilidad del transformador en estudio.

Luego de analizar los ensayos de furano como se observa en la figura 5.3 y 5.4., en la que se aplicó la Norma ASTM D-5837-2015, dio como resultado una concentración de furano óptima, teniendo el transformador de potencia una proyección de tiempo de vida útil del 82 %.

La estimación de la vida útil de los transformadores de potencia hasta la actualidad sigue siendo un análisis complejo que demanda de muchas suposiciones, esto se debe a la gran cantidad de elementos y dispositivos que influyen directa e indirectamente en la degradación de las características eléctricas y mecánicas del equipo, sin embargo, con los estudios y análisis de laboratorio de los materiales aislantes se puede tener una proyección del tiempo de vida útil del transformador de potencia.

### **5.2 Recomendaciones**

Se recomienda mantener un plan de mantenimiento anual predictivo y preventivo con estudios y ensayos de laboratorio pruebas físico químicas, análisis de gases disueltos y pruebas de contenido de furano, considerando que estas pruebas nos arrojan gran cantidad de contenido de información de las condiciones del aislamiento y vida útil del transformador de potencia.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Agreda, B. y Sánchez, C (2014). El transformador, [https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/64307348/469382966-TransformAdores-libre.pdf?1598745487=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DEL\\_TRANSFORAMADOR.pdf&Expires=1707232592&Signature=KanWJ3qf4mpaHexfevn1HRkve2Yu-JblyEX39w07Ry2FLewsLHMJ5zxQTPgsDUY4IBDNym7U0CSyEcBeS~LyfKM0~4FUDEjm3Mtk1zQfM-M~X53ppprc55MqFCeP6LrHCPVpLvCh3luA3xQFT66S0huCqNdXmxWO7GJLCwjauY5P-K~HD43iJ7SO~49pLAGjQk4T-S1i9VzLNymqpcxXKVLt6g54OOht9WS-kMeLuwWAidqaZdZCW313GTpithUOSLZWXG357YMg9Zrxkh6L4Dw7PpAVe8PYVufJdV3KpL66qttHHibhoWDJU8ZsYAFqdGJ-Eo0e3JMzT61~CiPiA\\_\\_&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA](https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/64307348/469382966-TransformAdores-libre.pdf?1598745487=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DEL_TRANSFORAMADOR.pdf&Expires=1707232592&Signature=KanWJ3qf4mpaHexfevn1HRkve2Yu-JblyEX39w07Ry2FLewsLHMJ5zxQTPgsDUY4IBDNym7U0CSyEcBeS~LyfKM0~4FUDEjm3Mtk1zQfM-M~X53ppprc55MqFCeP6LrHCPVpLvCh3luA3xQFT66S0huCqNdXmxWO7GJLCwjauY5P-K~HD43iJ7SO~49pLAGjQk4T-S1i9VzLNymqpcxXKVLt6g54OOht9WS-kMeLuwWAidqaZdZCW313GTpithUOSLZWXG357YMg9Zrxkh6L4Dw7PpAVe8PYVufJdV3KpL66qttHHibhoWDJU8ZsYAFqdGJ-Eo0e3JMzT61~CiPiA__&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA)
- Alvarado D. (2017). Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo de los equipos críticos de las principales subestaciones de la empresa de energía de Boyacá S. A. E. S. P., aplicada por la empresa Asistencia Técnica industrial LTDA., tesis, Universidad Pedagógica y Tecnológica, [:https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/2722/1/TGT\\_1317.pdf](https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/2722/1/TGT_1317.pdf)
- Alvarez, R. y Pozo, M. (2007). Mantenimiento de transformadores de potencia. [https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/36793/Documento\\_completo.04\\_Alvarez.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/36793/Documento_completo.04_Alvarez.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Álvarez, R. y Pozo, M. (2007). Mantenimiento de transformadores de potencia, [https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/36793/Documento\\_completo.04\\_Alvarez.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/36793/Documento_completo.04_Alvarez.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Avalos, F. (2008). Diagnóstico de estado y control del mantenimiento de los transformadores de la Subestación 19 de Cotocollao, <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/697/2/CD-1643%282008-07-28-11-30-38%29.pdf>

- Berrio, A. y Riaño, J. (2007). Estado del arte de los centros de transformación de media tensión, <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/3477/0043219.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Boylestad (2004). Introducción al análisis de circuitos. [https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as\\_sdt=0%2C5&q=An%C3%A1lisis+de+circuitos+de+boylestad&btnG=](https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=An%C3%A1lisis+de+circuitos+de+boylestad&btnG=)
- Calderón, A., Pérez, J., Pérez, R. Sánchez, K y Martínez, A. (2023). Análisis comparativo del uso de aceite mineral y aceite vegetal en transformadores de distribución, <https://minerva.sic.ues.edu.sv/Minerva/article/view/242/233>
- CNEL EP, (2023). Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad. Correo electrónico leonel.sanchez@cnel.gob.ec, Jefe de Operaciones.
- Crespo, G. (2016). Diagnóstico de transformadores de potencia a partir de compuestos de furanos, Scielo, Available: <http://scielo.sld.cu/pdf/rtq/v36n2/rtq10216.pdf>
- Crespo, G., Cabrera, J., Padrón, A. y García, Z. (2020). Estimación del tiempo de vida útil restante en transformadores de fuerza a partir de la despolimerización de la celulosa del aislamiento, <https://www.redalyc.org/journal/4455/445562743009/html/>
- Crespo, G., Cabrera, L., Padrón, A. y García, Z. (2020). Estimación del tiempo de vida útil restante en transformadores de fuerza a partir de la despolimerización de la celulosa del aislamiento. [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2224-61852020000100118&lng=es&tlng=pt](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2224-61852020000100118&lng=es&tlng=pt).
- Cruz, R. (2018). Utilización de diagramas unifilares de los circuitos AAA-COP-GIA de media tensión del área foránea, <http://repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/1416/MDRPIECA2017018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Fernández, C. (2022). Caracterización de la degradación de materiales dieléctricos sólidos en transformadores de potencia. <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/25117/Tesis%20CFD.pdf?sequence=1>

- Fernández, C. (2022). Caracterización de la degradación de materiales dieléctricos sólidos en transformadores de potencia. <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/25117/Tesis%20CFD.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Gallo, E. Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. Transequipos. (2010). [https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as\\_sdt=0%2C5&q=E.+Gallo%2C+Diagnostico+y+mantenimiento+de+transformadores+en+campo%2C+Bogot%C3%A1%2C+2005.&btnG=#d=gs\\_cit&t=1706502116047&u=%2Fscholar%3Fq%3Dinfo%3A6EPWhRI2qVUJ%3Ascholar.google.com%2F%26output%3Dcite%26scirp%3D0%26hl%3Des](https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=E.+Gallo%2C+Diagnostico+y+mantenimiento+de+transformadores+en+campo%2C+Bogot%C3%A1%2C+2005.&btnG=#d=gs_cit&t=1706502116047&u=%2Fscholar%3Fq%3Dinfo%3A6EPWhRI2qVUJ%3Ascholar.google.com%2F%26output%3Dcite%26scirp%3D0%26hl%3Des)
- García, E. y Gaspar, C. (2010). Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (aplicado a un transformador de 160 MVA, 13,8 KV / 138 KV de la central térmica Trinitaria, tesis, UPS, <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2109>
- Gutiérrez, B. y Montes, G, (2021). Determinación de fallas en transformadores de potencia inmersos en aceite mineral aislante basándose exclusivamente en el DGA y mediante la evaluación del NEI. <https://recit.uabc.mx/index.php/revista/article/view/138>
- Iquise, F. (2018). Variación del circuito de alimentación de las protecciones de control del transformador de 4160/480 VAC, [https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/4969/1/I\\_V\\_FIN\\_109\\_TI\\_Iquise\\_Gonza\\_2018.pdf](https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/4969/1/I_V_FIN_109_TI_Iquise_Gonza_2018.pdf)
- Juárez, A., Larin, V. y Vásquez, N. (2018). Estudios de la vida útil de los transformadores de potencia en servicio: ensayos de laboratorio y evaluación térmica :<https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/19333/1/Estudio%20de%20la%20vida%20útil%20de%20los%20transformadores%20de%20potencia%20en%20servicio%20Ensayos%20de%20laboratorio%20y%20evaluación%20térmica.pdf>
- Mago, M. Valles, L. Olaya, J. y Zequera, M. (2011). Análisis de fallas en transformadores de distribución, utilizando ensayos no destructivos y

- pruebas de tensión mecánica», Redalyc.org, vol. 18, pp. 15-26.  
<https://www.redalyc.org/pdf/707/70723254003.pdf>
- Maquilón, J., Bastidas, A., & Chávez, C. (2022). Evaluación del Estado de Funciones de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite en las Subestaciones Eléctricas.  
<https://revistadigital.uce.edu.ec/index.php/INGENIO/article/view/3608>
- Margalló, I. (2012). Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos,  
<https://core.ac.uk/download/pdf/29404147.pdf>
- Méndez, A. (2014). Realización del manual de procedimiento de mantenimiento de la caldera de biomasa de TRADEMA en la parada de verano, <https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/12882/TFGP-168.pdf;jsessionid=5EEFAAA5CEFC36EA4D7F5B1786C5947F?sequence=1>
- Montané, J., Dorrbercker, S. y Orestes, A. (2011). El mantenimiento a los transformadores de potencia; su análisis en caso de una central termoeléctrica cubana, Ingeniería Energética, Vol. XXXII,  
[https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as\\_sdt=0%2C5&q=J.+Montan%C3%A9%2C+S.+Dorrbercker+y+A.+Orestes%2C+%E2%80%9CEI+mantenimiento+a+los+transformadores+de+potencia%3B+su+an%C3%A1lisis+en+caso+de+una+central+termoel%C3%A9ctrica+cubana%E2%80%9D%2C+Ingenier%C3%ADa+Energ%C3%A9tica%2C+Vol.+XXXII%2C+N.%C2%AE%2C+pp.+5664%2C2011.&btnG=](https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=J.+Montan%C3%A9%2C+S.+Dorrbercker+y+A.+Orestes%2C+%E2%80%9CEI+mantenimiento+a+los+transformadores+de+potencia%3B+su+an%C3%A1lisis+en+caso+de+una+central+termoel%C3%A9ctrica+cubana%E2%80%9D%2C+Ingenier%C3%ADa+Energ%C3%A9tica%2C+Vol.+XXXII%2C+N.%C2%AE%2C+pp.+5664%2C2011.&btnG=Multipruebas.)
- Multipruebas. (2018) Pruebas iniciales y mantenimiento eléctrico con personal capacitado y equipo calibrado.  
<https://www.multipruebas.mx/cromatografia-de-gases-disueltos-en-el-aceite.html>
- Pérez, P. (2008). Transformadores de distribución, teoría, cálculo, construcción y pruebas,  
<https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=kF8OEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP5&dq=Las+partes+m%C3%A1s+importantes+de+un+transformador+de+potencia+son+los+siguientes:+N%C3%BAcleo+magn%C3%A9tico,+devanados+principal+y+secundario,+tanque,+aparatos+de+>

refrigeraci%C3%B3n,+medio+refrigerante+y+boquillas+terminales,+e  
n+la+Figura+1,+se+muestra+el+transformador+en+estudio.&ots=Ts8  
Yf1cPXh&sig=UGkU4KILGmZD4v4pOFIBlvKWZdk#v=onepage&q&f=f  
alse

Pérez, R. Ramírez, O. y Fernández, S. (2001) Métodos modernos de diagnóstico para grandes transformadores en tiempo real, Energética. [https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as\\_sdt=0%2C5&q=P%C3%A9rez%2C+R.+Ram%C3%ADrez%2C+O.+y+Fern%C3%A1ndez%2C+S.+%282001%29+M%C3%A9todos+modernos+de+diagn%C3%B3stico+para+grandes+transformadores+en+tiempo+real%2C+Energ%C3%A9tica.+&btnG=](https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=P%C3%A9rez%2C+R.+Ram%C3%ADrez%2C+O.+y+Fern%C3%A1ndez%2C+S.+%282001%29+M%C3%A9todos+modernos+de+diagn%C3%B3stico+para+grandes+transformadores+en+tiempo+real%2C+Energ%C3%A9tica.+&btnG=)

Ramírez, E. y Antonio, J. (2018). Diseño de un transformador de distribución capaz de regular la tensión con un sistema de transformación asistido por electrónica de potencia, <http://repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/2186/MDRPIECA2018055.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Revista Electricity – Magnetismo (2013), <https://www.electricity-magnetism.org/es/cual-es-el-principio-de-funcionamiento-de-un-transformador/>

Revista Itepeyac. (2023). Transformadores de instrumentos: tipos y usos. [https://itepeyac.com/blog/f/transformadores-de-instrumento-tipos-y-usos#:~:text=Un%20transformador%20de%20potencial%20\(TP%20o%20PT%2C%20por%20sus%20siglas,o%20un%20medidor%20de%20Ovatis.](https://itepeyac.com/blog/f/transformadores-de-instrumento-tipos-y-usos#:~:text=Un%20transformador%20de%20potencial%20(TP%20o%20PT%2C%20por%20sus%20siglas,o%20un%20medidor%20de%20Ovatis.)

Rodríguez, J. y Silva, D. (2017). Obtención de un aceite dieléctrico a partir de la pulpa de la fruta aguaje (Mauritia Flexuosa) para sustituir aceites minerales en los transformadores eléctricos, <https://repositorio.ug.edu.ec/server/api/core/bitstreams/440fb553-b694-47c1-9aa2-d09461ac30b3/content>

Rodríguez, M. (2012). Transformadores, <https://personales.unican.es/rodrigma/pdfs/trafos.pdf>

Rondón, I. Calanche, V, y Rojas, F. (2013). Metodología para estimar la vida útil del autotransformador at-4, 700 mva de la subestación guayana “B” debido a sobrecargas. *Universidad, Ciencia y Tecnología*, 17(67),



57-67. Recuperado en 27 de enero de 2024, de [http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1316-48212013000200001&lng=es&tlng=es](http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212013000200001&lng=es&tlng=es).

Rueda, L. (2014). Guía de curso de máquinas eléctricas, <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/9895/GUIA%20DE%20CURSO%20Máquinas%20Eléctricas.pdf?sequence=1>

Tenajas, R. (2009). Análisis del envejecimiento del aceite de un transformador mediante espectroscopia dieléctrica medida en baja frecuencia.

[https://scholar.google.es/scholar?start=10&q=degradacion+del+aceite+del+transformador+de+potencia+&hl=es&as\\_sdt=0,5](https://scholar.google.es/scholar?start=10&q=degradacion+del+aceite+del+transformador+de+potencia+&hl=es&as_sdt=0,5)

Urquiza, D. (2017). Aportaciones al diagnóstico de transformadores de potencia mediante el análisis de compuestos furánicos en el aceite. <http://hdl.handle.net/10016/25874>

Zorilla, J., Céspedes, A. y García, D. (2020). Técnicas para el diagnóstico de transformadores de potencia. [https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-33052020000200184&script=sci\\_arttext&tlng=pt](https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-33052020000200184&script=sci_arttext&tlng=pt)

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, Sánchez Mejía Wilfrido Leonel, con C.C: 090970829-9 autor del Trabajo de Titulación: Análisis e interpretación de las pruebas eléctricas y vida útil del transformador de poder de la subestación Villa Club de Cnel Ep GLR, previo a la obtención del título de Ingeniero en Electricidad en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 15 de febrero de 2024

---

Sánchez Mejía Wilfrido Leonel  
C.C: 090970829-9

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TEMA Y SUBTEMA:	Análisis e interpretación de las pruebas eléctricas y vida útil del transformador de poder de la subestación Villa Club de Cnel Ep GLR		
AUTOR(ES)	Sánchez Mejía Wilfrido Leonel		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, M.Sc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Electricidad		
TITULO OBTENIDO:	Ingeniero en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	15 de febrero de 2024	No. DE PÁGINAS:	60
ÁREAS TEMÁTICAS:	Electricidad		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Transformador de potencia, aislamiento, pruebas eléctricas, aceite mineral, papel aislante.		
<b>RESUMEN:</b>			
<p>El transformador es un dispositivo eléctrico diseñado para lograr una vida útil superior a los 25 años, pero éstos pueden operar por muchos años más, dependiendo de la planificación anual de mantenimientos predictivos y preventivos y pruebas eléctricas que permitan establecer el estado de sus elementos internos (aceite y papel aislante). Se hace necesario que las empresas eléctricas realicen pruebas periódicas a sus transformadores para evaluar su condición. La vida útil del transformador está determinada por el estado del sistema de aislamiento de sus componentes, si bien es cierto que con el aceite se puede realizar pruebas, no podemos realizar pruebas con el papel por tanto debemos estimar indirectamente a través de algunas propiedades medidas en el aceite. En esta tesis se detalla las pruebas eléctricas, análisis físico-químicos, cromatógrafo de gases en el aceite y furano en el aceite, para conocer el estado operativo de los transformadores de potencia sumergidos en aceite que están instalados en las subestaciones eléctricas de CNEL EP.</p>			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593997479664	E-mail: miguel.heras@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: Ing. Ricardo Xavier Ubilla Gonzales, M. Sc.		
	Teléfono: +593999528515		
	E-mail: <a href="mailto:ricardo.ubilla@cu.ucsg.edu.ec">ricardo.ubilla@cu.ucsg.edu.ec</a>		
<b>SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA</b>			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			