

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



**INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE PRUEBAS EN  
MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA PREVENIR  
FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

PRESENTADO POR:

**RODRIGO ALEJANDRO RIVAS GIL**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA

AGOSTO DE 2022

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

RECTOR:

**MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO**

SECRETARIO GENERAL:

**ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

DECANO:

**PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA**

SECRETARIO:

**ING. JULIO ALBERTO PORTILLO**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DIRECTOR:

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

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

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

Título :

**INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE PRUEBAS EN  
MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA PREVENIR  
FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Presentado por:

**RODRIGO ALEJANDRO RIVAS GIL**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

SAN SALVADOR, AGOSTO DE 2022

Trabajo de Graduación Aprobado por:


Docente Asesor:


**ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ**


## NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 21 de julio de 2022, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón  
Director

  
Firma

Por:   
Firma



2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia  
Secretario

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

- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ  
(Docente Asesor)

  
Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

  
Firma

- ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

  
Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

INTERPRETACION DE RESULTADOS DE PRUEBAS EN MANTENIMIENTO PREDICTIVO  
PARA PREVENIR FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

A cargo del Bachiller:

- RIVAS GIL RODRIGO ALEJANDRO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 7.3

( SIETE PUNTO TRES )

A MI FAMILIA...

1-V

### *Agradecimientos.*

En primer lugar, me gustaría agradecer a mis padres por apoyarme en todo momento y darme esos ánimos de no rendirme nunca y salir adelante en mi carrera.

Un agradecimiento especial a la Sra. Reina Vides por su apoyo, sin duda uno de mis grandes soportes en la carrera, le agradezco por todo su apoyo en los momentos más difíciles. Muchas Gracias Reinita.

Agradecido asimismo con una de las personas de las que recibí mucho apoyo Karen Agreda, estoy muy agradecido por apoyarme siempre.

Mi gratitud también a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a los docentes que fueron mi fuente de conocimiento.

Al Ing. Armando Calderón por todo su apoyo durante todo el proceso de proyecto y tesis, muchas gracias.

Al Ing. Roberto Chevez, mi asesor por todo el apoyo y paciencia, muchas gracias.

Al personal Administrativo; al Sr. Posada, Sr. Juan, que siempre brindaron un brazo amigo durante la carrera.

A la ASEIE, la Rama Estudiantil IEEE UES que fueron una gran experiencia y compañerismo.

A mis amigos Los Romos, mi primera familia en la universidad y que siempre llevare en mi mente.

A mis amigos de la EIE que siempre me brindaron su amistad y su apoyo, vivimos momentos grandiosos y difíciles, pero siempre nos apoyamos. (Javier, Marvin, Guidos, Vladimir, Preza, Amaru, Silva, Fidel, Marco, Job, Hércules, Chafoya, Adonis, Aldair, Belloso, Team WZ...)

A todos, muchas gracias.

## Índice General.

AGRADECIMIENTOS.....	1-VI
ÍNDICE GENERAL.....	I
LISTA DE FIGURAS.....	III
LISTA DE TABLAS.....	IV
RESUMEN.....	VI
<b>1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....</b>	<b>7</b>
1.1 EL TRANSFORMADOR.....	7
1.1.1. Tipos de transformadores según número de fases.....	8
1.2. LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	8
1.2.1. Tipos principales de transformadores de potencia.....	11
1.2.2. Partes del transformador de potencia.....	13
1.3. ESCENARIO GLOBAL.....	21
1.4. PRINCIPALES FALLAS DE LOS TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE.....	22
1.4.1. Fallas OLTC.....	24
1.4.2. Fallas de bobinados.....	24
1.4.3. Fallas de Bushing.....	25
1.5. ELEMENTOS MÁS IMPORTANTES EN LAS ESTADÍSTICAS DE FALLAS.....	27
1.5.1. Devanados.....	27
1.5.2. Cambiadores de Tap.....	28
1.5.3. Tanque y Aceite.....	29
1.5.4. Aislador Pasatapas.....	30
1.5.5. Núcleo.....	31
1.6. EL MANTENIMIENTO.....	32
1.6.1. Objetivos del mantenimiento.....	32
1.6.2. Tipos de mantenimiento.....	33



<b>2. MÉTODOS .....</b>	<b>37</b>
2.1. ADQUISICIÓN DE DATOS.....	37
2.1.1. Datos estadísticos globales.....	38
2.1.2. Datos estadísticos de falla nacionales.....	44
2.2. MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	47
2.3. PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	48
2.3.1. Pruebas de inspección de rutina.....	48
2.3.2. Prueba de aislamiento, factor de potencia (ASTM D-924).....	54
2.3.3. Prueba de resistencia de aislamiento. (Aislamiento/Tanque principal).....	55
2.3.4. Prueba de relación de transformación. (Bobinado).....	56
2.3.5. Prueba de corriente de excitación (Bobinado y núcleo/Tanque principal).....	57
2.3.6. Análisis de gases disueltos (Taqué principal).....	58
2.3.7. Análisis de Furanos y grado de polimerización. (Papel aislante/Tanque Principal).....	69
2.3.8. Factor de potencia en bushing.(Aisladores).....	70
2.3.9. Determinación de color (ASTM D-1500).....	71
2.3.10. Prueba de resistencia óhmica del núcleo.....	72
2.3.11. Recomendación de plan de pruebas.....	73
<b>3. CONCLUSIONES.....</b>	<b>74</b>

*Lista de Figuras.*

*Figura 1 Transformador de Potencia* ..... 9

*Figura 2 Circuito equivalente monofásico del transformador de potencia* ..... 10

Figura 3 Progreso en las clasificaciones de voltaje y potencia (capacidad del banco) de los transformadores sumergidos en aceite durante cinco décadas. (Ibrahim, A., 2011)..... 12

Figura 4 Potencia nominal global y demandas de cobre en billones (tera o T) de voltios-amperios y tera toneladas durante una década y hasta 2012 (Ibrahim, A., 2011)..... 22

Figura 5 OLTC para autotransformador de 400 kV, 500 MVA. (Ibrahim, A., 2011)..... 24

Figura 6 Tipos de mantenimiento. .... 36

Figura 7 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (CIGRE, 2012). .... 38

Figura 8 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Hossein, S., 2017). .... 39

Figura 9 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (A. J. Marques, 1998)..... 40

Figura 10 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Ibrahim, A., 2011). .... 41

Figura 11 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (CIGRE, Ref. no. 88, 1983) ..... 42

Figura 12 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Jawad F. 2014). .... 43

Figura 13 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Diaz M., 2021). .... 44

Figura 14 Gases de falla (Antillón F., 2015)..... 59

Figura 15 Gases de falla (Antillón F., 2015)..... 59

Figura 16 Grafica de relación de los gases. (Antillón F., 2015) ..... 65

Figura 17 Triangulo de duval (Antillón F., 2015)..... 67

Figura 18 Ecuaciones para encontrar las particiones de cada gas (Antillón F., 2015)..... 68

Figura 19 Clasificación del color del aceite partiendo de su descomposición (Antillón F., 2015)72

### *Lista de Tablas.*

Tabla 1 Simbología de tipos de refrigerante a utilizar. ....	16
Tabla 2 Composición de las siglas que nombra cada tipo de refrigeración. ....	16
Tabla 3 Interpretación de las siglas para cada uno de los tipos de sistemas de refrigeración. ....	17
Tabla 4 Concentración del mercado mundial de transformadores en 2002, 2007 y 2012 (Ibrahim, A., 2011). ....	22
Tabla 5 Componentes y fallas en devanados. (IEEE std C57-125, 2015). ....	27
Tabla 6 Componentes y fallas en cambiador de taps. (IEEE std C57-125, 2015). ....	28
Tabla 7 Componentes y fallas en tanque y aceite. (IEEE std C57-125, 2015). ....	29
Tabla 8 Componentes y fallas en aislador pasatapas. (IEEE std C57-125, 2015). ....	30
Tabla 9 Componentes y fallas en nucleo. (IEEE std C57-125, 2015).....	31
Tabla 10 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (CIGRE 2012).....	38
Tabla 11 Estadísticas de falla en transformadores de potencia (Hossein, S., 2017) .....	39
Tabla 12 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (A. J. Marques, 1998) .....	40
Tabla 13 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Ibrahim, A., 2011).....	41
Tabla 14 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (CIGRE, Ref. no. 88, 1983) .....	42
Tabla 15 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Jawad F. 2010).....	43
Tabla 16 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Diaz M. et al 2021). ....	44
Tabla 17 Comparativo de porcentaje de fallas en transformadores de potencia. ....	45
Tabla 18 Listado de elementos del transformador con orden descendente por criterio de frecuencia de falla en El Salvador.....	47

Tabla 19 Sistema de sensores por elemento para transformadores de potencia. (Gonçalves J., 2014).....	52
Tabla 20 Sistema de sensores para transformadores de potencia. (IEEE std C57-125, 2015). ....	53
Tabla 21 Análisis de prueba de factor de potencia. (IEEE 62-1995).....	55
Tabla 22 Análisis de prueba de resistencia de aislamiento. (IEEE.C57.12.00-2010).....	56
Tabla 23 Análisis de prueba de relación de transformación. (IEEE 62-1995).....	56
Tabla 24 Análisis de prueba de corriente de excitación. (IEEE.C57.12.00-2010).....	58
Tabla 25 Métodos de análisis de gases disueltos. (Antillón F., 2015) .....	61
Tabla 26 Concentraciones de gases disueltos extraída de (IEEE std C7.104-1991).....	62
Tabla 27 Clasificación de estado basado en TDCG extraída de (IEEE std C7.104-1991) .....	63
Tabla 28 Gases claves, datos basados en la (IEEE std C7.104-1991) .....	64
Tabla 29 Concentración de gas disuelto extraída de (IEEE std C7.104-1991).....	65
Tabla 30 Concentración de gas disuelto extraída de (IEEE std C7.104-1991).....	66
Tabla 31 Resumen de algunos de los problemas que pueden producirse en un transformador junto con los gases característicos generados internamente. (Antillón F., 2015).....	68
Tabla 32 Análisis de resultado de datos obtenidos. (Zorrilla J., 2020)).....	70
Tabla 33 Análisis de prueba de factor de potencia de aisladores pasatapas. (IEEE 62-1995).....	71
Tabla 34 Condición del aceite partiendo del color que presenta. (Antillón F., 2015).....	72
Tabla 35 Propuesta de plan de monitoreo de transformador.....	73

## *RESUMEN.*

El sistema eléctrico está compuesto de un conjunto de subsistemas que garantizan que la energía llegue desde su generación hasta el usuario final; estos son Generación, Transmisión, Subtransmisión y Distribución.

El elemento que está presente en cada una de estas etapas es el transformador, el cual, podría decirse que es parte de la columna vertebral del sistema de transmisión y distribución del país, ya que está presente desde la etapa de la generación de energía eléctrica hasta el momento de entregar dicha energía a los usuarios. Es primordial el mantener este elemento en buen estado para evitar su salida de operación y afectar al usuario final, lo que representa un gran impacto.

En el presente trabajo de investigación se pretende realizar una recopilación de datos estadísticos de frecuencia de fallas, así como de pruebas realizadas a transformadores de potencia inmersos en aceite que forman parte de la población de transformadores en operación y que pertenecen a las empresas distribuidoras de nuestro país, El Salvador.

A partir de la interpretación y análisis de estos resultados partimos hacia nuestro objetivo principal, el cual, es crear una guía de mantenimiento predictivo para transformadores de potencia que nos ayude a evitar daños de carácter destructivo que pongan en peligro la operación de nuestro equipo, dándole mayor importancia a los elementos que, según los datos estadísticos, fallan con mayor frecuencia en nuestra región.

**Palabras Claves: Transformador, Operación, Mantenimiento, Frecuencia de falla.**

## **1. Introducción General.**

### *1.1 El transformador.*

El transformador eléctrico, o simplemente conocido como transformador, es un dispositivo electromagnético utilizado para aumentar o disminuir una fuerza electromotriz (potencia eléctrica, tensión eléctrica o corriente eléctrica). Los transformadores basan su funcionamiento en dos principios fundamentales de la teoría del electromagnetismo: la ley de Ampere y ley de inducción de Faraday. Este dispositivo está conformado por dos o más devanados aislados, de cierta resistencia y autoinductancia, que se encuentran acoplados por inducción mutua ( $M$ ), es decir, mediante flujos magnéticos mutuos, los cuales, deben ser variables en el tiempo para que exista una acción electromotriz (f.e.m.).

### *1.1.1. Tipos de transformadores según número de fases.*

#### ***Transformadores monofásicos.***

Los transformadores monofásicos están conformados por dos embobinados: uno de alta y otro de baja; además, poseen dos polos: el neutro y la fase. Comúnmente, se realizan arreglos de transformadores monofásicos para formar sistemas bifásicos y trifásicos.

#### ***Transformadores bifásicos.***

Los transformadores bifásicos poseen un neutro y dos polos; por lo tanto, cuentan con cuatro embobinados: dos de alta y dos de baja.

#### ***Transformadores trifásicos.***

Los transformadores trifásicos están formados por seis embobinados: tres de alta y tres de baja y, como su nombre lo indica, poseen tres fases.

### *1.2. Los Transformadores de Potencia.*

Uno de los dispositivos eléctricos y magnéticos más importantes en el sistema eléctrico es el transformador de potencia como se observa en la *Figura 1*, el cual se define como un dispositivo que incluye bobinas acopladas magnéticamente, cuyo funcionamiento se basa en el principio de la inducción electromagnética, partiendo de una tensión conectada a su entrada que por lo general se le denomina  $H$ , se obtiene otra tensión alterna mayor o menor que la anterior a la salida del

transformador (Juárez et al, 2018). Las partes esenciales que conforman un transformador de potencia son; devanados, boquillas terminales, tanque o cubierta, medio refrigerante y aparatos de refrigeración.

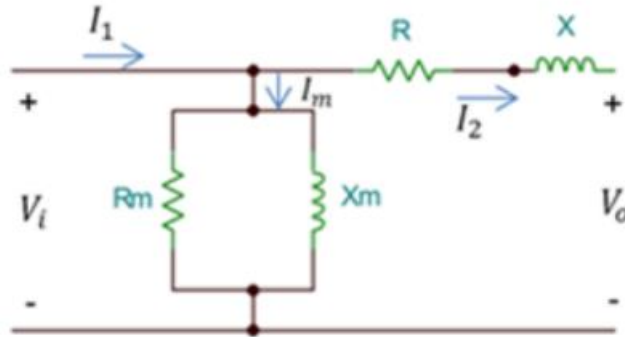


*Figura 1 Transformador de Potencia (Juárez et al, 2018)*

Uno de los conceptos fundamentales para conocer el principio de funcionamiento del transformador de potencia es mediante su circuito equivalente monofásico que, por lo general para tener una mejor comprensión del mismo, este puede estar referenciado al lado del primario o



secundario y es válido tanto para un régimen permanente como para procesos transitorios, su circuito se observa en la *Figura 2*



*Figura 2 Circuito equivalente monofásico del transformador de potencia (Juárez et al, 2018)*

Donde:

$I_1$  = Corriente de entrada [A]

$V_i$  = Tensión de entrada [V]

$R_m$  = Resistencia de derivación [ $\Omega$ ], asociada al entrehierro.

$I_m$  = Corriente de magnetización [A]

$X_m$  = Reactancia de derivación [ $\Omega$ ]

$R$  = Resistencia equivalente referida al primario [ $\Omega$ ] asociada con el cobre

$I_2$  = Corriente de salida [A]

$X$  = Reactancia equivalente referida al primario [ $\Omega$ ]

$V_0$  = Tensión de salida [V]

El transformador de potencia es uno de los activos más importantes de la cadena de suministro de energía eléctrica. Este equipo es muy costoso y puede alcanzar hasta el 60% del total de la inversión de una subestación; además, es fundamental para operación de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica (Naderian et al, 2009). Por tanto, es necesario desarrollar técnicas fiables y eficaces para evaluar la condición del transformador y que faciliten la toma de decisiones que inciden en la operación y el mantenimiento del transformador (Ashkezari et al., 2013; Romero et al, 2012). Existen métodos para determinar el índice de salud, los cuales, han sido propuestos para la evaluación del estado del transformador de potencia. Tales métodos, son herramientas útiles para combinar la información técnica disponible de un transformador con el fin de proporcionar un único índice cuantitativo que representa su estado general de salud. Mientras que el índice de salud resultante no refleja el estado de cualquier parte en particular de un transformador con respecto a la reparación, sino, representa el nivel de degradación a largo plazo, una condición no determinada fácilmente mediante inspección rutinaria (Abu Elanien et al., 2012). En la actualidad hay más de 100.000 transformadores de potencia que operan en los Estados Unidos y más de 400.000 en todo el mundo (Energy D., 2014).

### *1.2.1. Tipos principales de transformadores de potencia.*

Los transformadores sumergidos en aceite son los más utilizados por su menor costo económico y debido a que tienen una amplia gama de valores nominales de voltaje y potencia, como se muestran en la Fig. 1, es decir, desde niveles de distribución hasta niveles de transmisión o, desde aplicaciones de Media Tensión a Ultra Alta Tensión utilizan devanados envueltos en papel sumergidos en aceite mineral, que sirve como medio de aislamiento y refrigeración. Si bien estos

transformadores son económicos y se usan ampliamente, no son deseables en edificios altos y áreas urbanas densamente pobladas debido a los altos riesgos de incendio que acompañan al uso de aceite para transformadores (Ibrahim, A., 2011). Los transformadores con aislamiento de gas utilizan una película de tereftalato de polietileno (PET) para aislar los devanados, que se colocan en un tanque sellado lleno de gas SF<sub>6</sub> que enfría los devanados y los protege de la humedad y el polvo. A diferencia del aceite de transformador, el gas SF<sub>6</sub> es extremadamente seguro (Ibrahim, A., 2011).

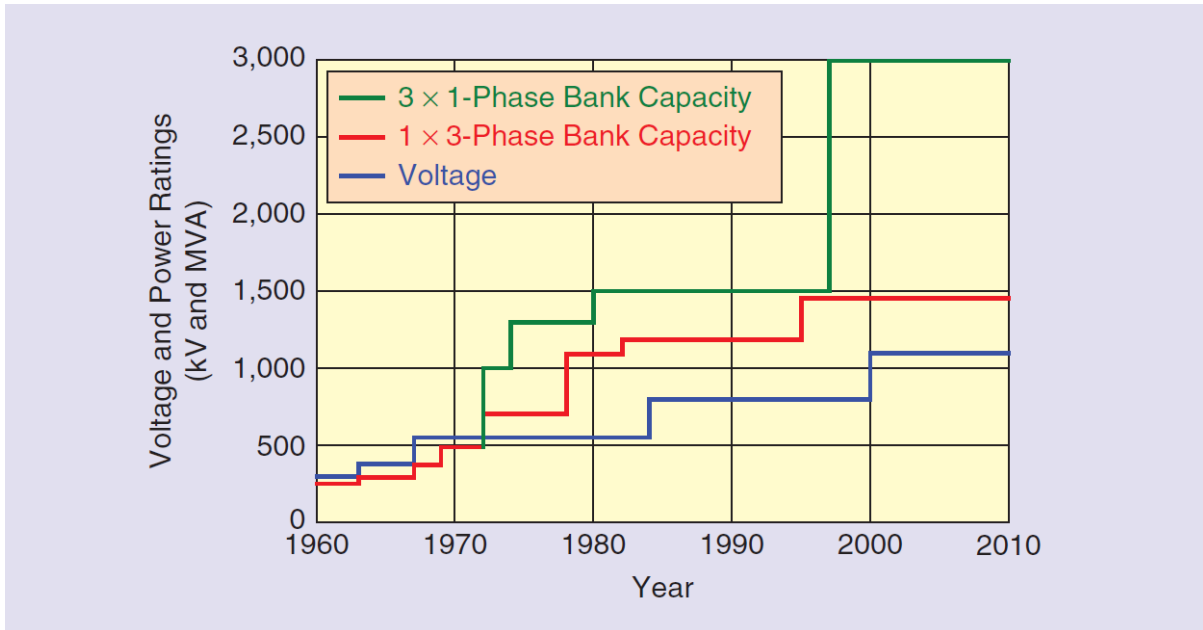


Figura 3 Progreso en las clasificaciones de voltaje y potencia (capacidad del banco) de los transformadores sumergidos en aceite durante cinco décadas. (Ibrahim, A., 2011)

Los transformadores de tipo seco pueden tener sus devanados aislados de varias formas. Un método básico es precalentar las bobinas conductoras y luego sumergirlas en barniz a alta temperatura. Luego, las bobinas se hornean para curar el barniz. Este proceso es un método de

herida abierta y ayuda a asegurar la penetración del barniz. Los conductos de refrigeración en los devanados proporcionan una forma eficiente y económica de eliminar el calor producido por las pérdidas eléctricas del transformador al permitir que el aire fluya a través de las aberturas de los conductos. Este sistema de aislamiento de tipo seco funciona satisfactoriamente en la mayoría de las condiciones ambientales ya que también está sellado con una mezcla de resina epoxi.

### *1.2.2. Partes del transformador de potencia.*

#### ***Devanados.***

Los devanados o bobinados, están formados por hilos de cobre esmaltado que se colocan alrededor del núcleo para generar el fenómeno de inducción que reduce o aumenta, según la aplicación, el nivel de tensión por medio de una relación de transformación, la cual, es generada por la relación de vueltas que se colocan tanto para el devanado primario como para el devanado secundario. El nombre de primario y secundario es totalmente simbólico. Por definición, el devanado en donde se aplica la tensión de entrada será el devanado primario y donde se obtenga la tensión de salida será el devanado secundario.

Podemos tener dos tipos de bobinado: tipo Cilíndrico y tipo Plano. La elección de uno de estos dos tipos de bobinados depende directamente del tipo de núcleo con el cual fue construido el transformador.

#### ***Núcleo.***

Este se construye utilizando una serie de chapas de acero aleadas con silicio. Las láminas son sometidas a un tratamiento para crear aislamiento entre sí y, luego de realizado el tratamiento de aislamiento, estas se apilan formando el núcleo.

Existen 2 tipos de núcleos para la construcción de transformadores; sin embargo, únicamente mencionaremos los de tipo acorazado, dado que los transformadores de potencia son el objeto de esta investigación.

En este tipo de transformadores podemos observar un único devanado; asimismo, está formado por al menos dos grupos de circuitos magnéticos en paralelo. Este tipo de núcleo es comúnmente utilizado para construir transformadores con un valor de potencia igual o mayor a 50 kVA.

### ***Cuba.***

La cuba es un recipiente, en el cual, se alberga el ensamblaje completo del transformador sirviendo como un medio para transferir, al medio adyacente, todo el calor generado por la operación del transformador. Este tanque debe ser hermético para evitar fugas de aceite y que el aire húmedo proveniente del exterior no entre al interior del tanque, ya que estos factores dañan las propiedades del aceite dieléctrico. Otra característica importante es el color de la cuba, que por lo general, debe ser gris oscuro como color patrón, debido a la gran disipación de calor que este brinda.

Existen 2 tipos de cubas, estas son las siguientes:

- Tanque sellado.
- Tanque Conservador.

### ***Aceite.***

El aceite utilizado en los transformadores desempeña, básicamente, cuatro funciones:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.

- Prevenir de la acumulación de lodo en el transformador.
- Proteger al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.

Los dos tipos de aceite que se utilizan en los transformadores son: el aceite mineral y aceite vegetal. Actualmente, en El Salvador, se utiliza en su mayoría el aceite mineral. Esto se debe a que, en comparación con el aceite vegetal, el aceite mineral tiene un costo considerablemente menor.

#### ***Aislamiento sólido (Celulosa).***

El elemento utilizado en este caso es el papel Kraft y su uso tiene el propósito de aislar las bobinas de un transformador. Este debe desempeñar de la mejor manera 3 funciones específicas:

- Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por las tensiones eléctricas en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador.
- Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a una falla de cortocircuito.
- Prevenir la acumulación excesiva de calor. Esto lo realiza el papel kraft gracias a sus componentes vegetales, los cuales, están formados por varias unidades de celulosa.

#### ***Sistema de Enfriamiento.***

Los sistemas de refrigeración en transformadores cumplen con la función de disipar el calor generado por las pérdidas en el núcleo y arrollamientos debido al flujo de magnetización y flujo de dispersión. Los transformadores son máquinas de alto rendimiento, pero la exposición de estos a temperaturas elevadas puede ocasionar la disminución tanto del rendimiento como de la vida útil

de ellos. Debido a este fenómeno, es de suma importancia que estos sistemas de enfriamiento se instalen de manera adecuada para mantener las temperaturas a los niveles aceptables y establecidos para que el transformador desarrolle su función de manera eficiente.

El desarrollo de este estudio está enfocado únicamente en el análisis de transformadores de potencia sumergidos en aceite; por lo que, solo se mencionarán métodos de enfriamiento para este tipo de dispositivos.

La normativa que se tomará como base para describir los métodos de enfriamiento aplicables a transformadores de potencia será la IEC 60076-2. La simbología y esquemas utilizados en este estudio se basan en la normativa mencionada anteriormente.

*Tabla 1 Simbología de tipos de refrigerante a utilizar.*

Tipo de Refrigerante	Símbolo
Aceite mineral, vegetal o líquido sintético inflamable	O
Líquido sintético no inflamable	L
Gas	G
Agua	W
Aire	A
Natural	N
Ventilación forzada	F
Circulación Dirigida	D

*Tabla 2 Composición de las siglas que nombra cada tipo de refrigeración.*

Primera Sigla	Segunda Sigla	Tercera Sigla	Cuarta Sigla
Medio de refrigeración interno en contacto con los arrollamientos	Modo de circulación del medio de refrigeración interno	Medio de refrigeración externo	Modo de circulación del fluido externo
Las primeras dos siglas indican el medio de refrigeración que está en contacto con los arrollamientos.		Las últimas dos siglas indican el medio de refrigeración que está en contacto con el sistema de refrigeración exterior.	

*Tabla 3 Interpretación de las siglas para cada uno de los tipos de sistemas de refrigeración.*

Sistema de Refrigeración	Designación IEC
Transformador con circulación natural de aceite y aire	ONAN
Transformador con circulación natural de aceite y ventilación forzada por aire	ONAF
Transformador con circulación forzada de aceite y agua	OFW
Transformador con circulación forzada de aceite y aire	OFAF
Transformador con circulación dirigida de aceite y ventilación forzada	ODAF

De forma general, los elementos instalados para el sistema de refrigeración de aire ejercen la función de refrigerante externo, mientras que el aceite ejerce la función de refrigerante interno.

Para transformadores sumergidos en aceite tenemos los siguientes sistemas de refrigeración:

- **ONAN:** Está formado por el aceite contenido dentro de la cuba, los radiadores con circulación por termosifón y el aire exterior con circulación natural.
- **ONAF:** Junto con la cuba y los radiadores agregamos un equipo de ventiladores en el exterior para forzar la circulación del aire.
- **OFAF:** A los elementos vistos en el punto anterior se agregan motobombas para realizar circulación forzada del aceite.
- **ODAF:** Este tipo de refrigeración tiene, además de todos los elementos mencionados anteriormente, una serie de conductos donde circula aceite y alcanza todos los puntos de los arrollamientos.
- **OFW:** En este sistema de refrigeración, el refrigerante externo deja de ser aire y se hace uso del agua. En este caso, se instala una serie de conductos al interior de toda la cuba y puede agregarse equipos para enfriamiento del agua o motobombas para circulación forzada.



***Relé Detector de gas (Buchholz).***

El relé de Buchholz tiene dos cámaras con flotadores y relés dispuestos verticalmente uno sobre el otro. Si se producen altas corrientes, sobrecalentamiento local o descargas parciales dentro del tanque, las burbujas del gas resultante suben a la parte superior del tanque. Estas burbujas se elevan a través de la tubería entre el tanque y el conservador. A medida que las burbujas de gas migran a lo largo de la tubería, ingresan al relé de Buchholz y suben a la cámara superior y, a la vez que el gas se acumula dentro de la cámara, este desplaza el aceite provocando la disminución en el nivel. El flotador superior desciende con el nivel del aceite hasta que pasa por un interruptor magnético que activa una alarma. El flotador inferior y relé no pueden ser activados por la acumulación de gas adicional. El flotador está ubicado ligeramente por debajo de la parte superior de la tubería, de modo que, una vez que se llena la cámara superior, el gas adicional ingresa a la tubería y posteriormente al conservador. Normalmente, se proporcionan ventanas de inspección para que la cantidad de gas y el funcionamiento del relé se puedan ver durante la prueba.

Si el nivel de aceite es lo suficientemente bajo (conservador vacío), los contactos del interruptor en la cámara inferior son activados por el flotador inferior. Este relé también cumple una tercera función, similar al relé de presión repentina.

***Válvula de Presión.***

El dispositivo contra sobrepresiones es un equipo de protección que permite verificar la presión interna del tanque del transformador, es decir, este dispositivo tiene la función de aliviar la presión interna del tanque cuando esta excede un valor determinado. Este dispositivo es normalmente encontrado en transformadores de tipo sellado.

### ***Indicador de Nivel de Líquido.***

Este tipo de medidor, como su nombre lo dice, censa el nivel del líquido aislante contenido en la cuba principal del transformador o en compartimentos asociados. En los transformadores que cuentan con tanque de expansión, este medidor está instalado a un costado de él. Por otra parte, en los transformadores de cuba sellada se instala a un lado de la cuba principal, justo a la altura del nivel del aceite.

### ***Medidor de Temperatura.***

La finalidad de los medidores de temperatura es alertar y mantener informado al personal de mantenimiento y operación sobre la temperatura del líquido aislante y los devanados. Los fabricantes de transformadores instalan estos medidores de temperatura en el tanque.

### ***Sílica Gel.***

Este sistema es utilizado en transformadores que cuentan con tanque de tipo conservador. La función que desarrolla este elemento es la de aislar la humedad del aire que circula hacia el interior del transformador, la cual, puede ocasionar daños en el aislamiento.

El respirador está formado por un depósito con 2 cilindros de cristal que contienen la sustancia Sílica-gel en un cilindro y aceite en el otro. La sílica, en su estado normal, mantiene un color azul, que al presentar un nivel alto de absorción se torna de color rosa. Este es un indicador para saber que el transformador se encuentra saturado de humedad y es necesario darle mantenimiento o sustituirlo.

### ***Cambiador de Tap.***

El Cambiador de Tap o cambiador de derivaciones es uno de los componentes más importantes del transformador de potencia. Es un dispositivo que permite mantener un nivel de tensión constante y el valor adecuado de la misma en los terminales secundarios del transformador. La razón de cambio en estas derivaciones es un pequeño porcentaje de 2.5 % de la tensión nominal y se utilizan en aquellos casos en que la red presente caídas de tensión o sobretensiones.

Existen 2 tipos de cambiadores de tap que se detallan a continuación:

#### ***Cambiador de Tap en Vacío.***

El cambiador de derivación en vacío es un dispositivo que se acciona desde el exterior del transformador de forma manual. Este permite seleccionar la derivación de un devanado cuando el transformador se encuentra sin corriente y desenergizado.

#### ***Cambiador de Tap Bajo Carga.***

Es utilizado cuando la regulación de tensión tiene que llevarse a cabo sin desenergizar el transformador, manteniendo de forma continua el suministro de energía eléctrica y el valor de tensión en el secundario a una magnitud constante.

### ***Aisladores Pasatapas.***

Este tipo de aisladores tienen como función la de transportar los conductores de los devanados a través del tanque hacia la superficie de la cuba del transformador de manera segura. Están diseñados para soportar valores de tensión nominal, tensiones anormales, esfuerzos mecánicos altos y aislamiento de la humedad hacia el interior del transformador.

Estos se fabrican con distintos tipos de materiales y su diseño físico es con forma cilíndrica. A continuación, mostraremos un listado de materiales con los cuales están hechos estos aisladores y el nivel de tensión para el que han sido diseñados.

- Porcelana (tensiones hasta 25 kV).
- Porcelana – aceite (tensiones entre 25 y 69 kV).
- Porcelana – compuesto epóxico.
- Porcelana – resina sintética (tensiones 34,5 a 115 kV).
- Porcelana – papel impregnado de aceite (tensiones mayores a 275 kV).

### *1.3. Escenario Global.*

Se prevé que la demanda mundial de electricidad se duplique entre 2000 y 2030 a una tasa de crecimiento anual del 2,4 %, como se muestra en la Figura 4. Esto es más rápido que cualquier otra fuente de energía final. La participación de la electricidad en el consumo total de energía final aumenta del 18% en 2000 al 22% en 2030 (Ibrahim, A., 2011). El crecimiento de la demanda de electricidad tiene la tendencia más fuerte en los países en desarrollo, donde la demanda aumentará más del 4 % por año durante el período de proyección, es decir, se triplicará para 2030. En consecuencia, la participación de los países en desarrollo en la demanda mundial de electricidad salta del 27 % en 2000 al 43 % en 2030. Es por eso que la concentración del mercado mundial de transformadores en 2002 y 2007 fue alta en China e India, como se muestra en la Tabla 4.

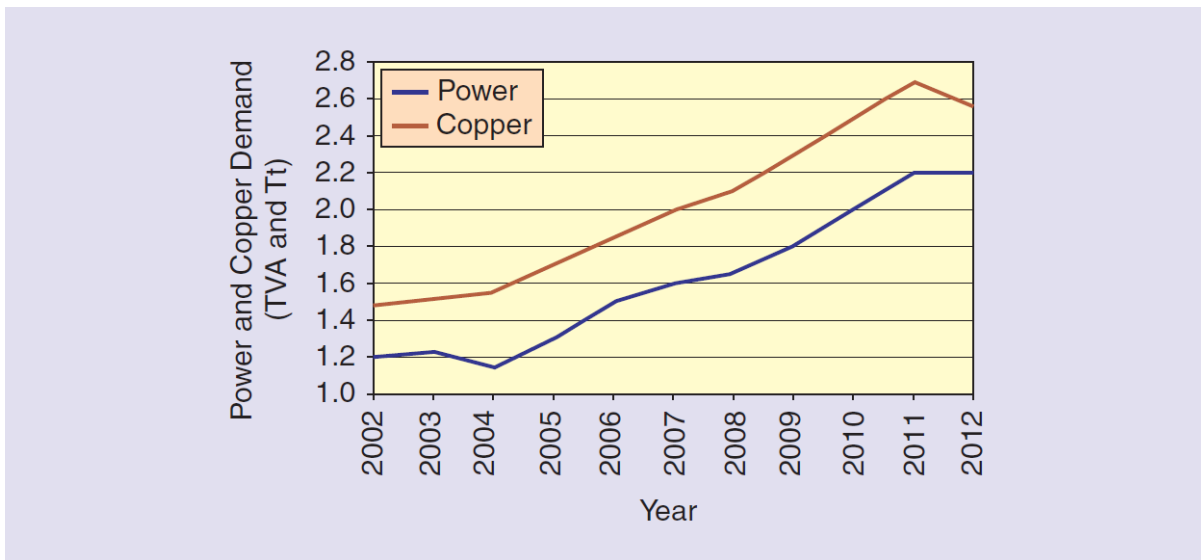


Figura 4 Potencia nominal global y demandas de cobre en billones (tera o T) de voltios-amperios y tera toneladas durante una década y hasta 2012 (Ibrahim, A., 2011).

Tabla 4 Concentración del mercado mundial de transformadores en 2002, 2007 y 2012 (Ibrahim, A., 2011).

País / Año	2002	2007	2012
China	21.82%	26.22%	26.20%
Estados Unidos	32.02%	18.47%	16.51%
India	6.29%	7.65%	8.69%
Japón	5.45%	5.41%	4.95%
Rusia	2.43%	4.99%	5.41%
Canadá	1.71%	2.04%	1.80%
Alemania	2.28%	1.91%	2.14%
Corea del Sur	1.18%	1.66%	2.04%
Brasil	1.40%	1.49%	1.29%
Reino Unido	1.74%	1.46%	1.28%
Resto del Mundo	23.68%	28.70%	29.69%
Toral	100.00%	100.00%	100.00%

#### 1.4. Principales fallas de los transformadores sumergidos en aceite.

Los transformadores de potencia son los componentes más caros y estratégicos de cualquier sistema de potencia. La ruptura del aislamiento es una falla grave de los grandes transformadores

de potencia que puede generar costos sustanciales de reparación y pérdidas financieras debido a apagones involuntarios. Por lo tanto, las empresas de servicios públicos tienen incentivos para evaluar la condición de sus transformadores, en particular, la condición del sistema de aislamiento de alta tensión, con el objetivo de minimizar el riesgo de fallas y evitar interrupciones forzadas de unidades estratégicamente importantes. El crecimiento de las cargas y el aumento de las transacciones de energía a granel aceleran el proceso de envejecimiento físico de los transformadores como resultado del aumento de las tensiones operativas. Este fenómeno de “cuadro de envejecimiento” ha sido difícil de medir y analizar, ya que los efectos de las condiciones de operación en un transformador varían según su familia, marca, modelo, edad y aplicación. Por lo tanto, es importante comprender completamente la condición de una flota de transformadores y administrar su vida útil restante para evitar interrupciones no planificadas y fallas catastróficas. Puede estar en buenas condiciones físicas y puede durar décadas más.

#### 1.4.1. Fallas OLTC.

Los cambiadores de tomas en carga (OLTC) se utilizan para cambiar la conexión de toma de los devanados del transformador mientras el transformador está energizado. El OLTC se puede diseñar como una sola unidad para aplicaciones monofásicas y trifásicas con un punto neutro común, como se muestra en la Figura 5. El cambio de una posición a otra debe realizarse a través de una impedancia para evitar un cortocircuito entre dos pasos del devanado de regulación.



Figura 5 OLTC para autotransformador de 400 kV, 500 MVA. (Ibrahim, A., 2011).

#### 1.4.2. Fallas de bobinados.

El envejecimiento del sistema de aislamiento reduce la resistencia mecánica y dieléctrica del transformador. A medida que el transformador envejece, este está sujeto a fallas que resultan en

altas fuerzas radiales y de compresión. Cuando la carga aumenta con el crecimiento del sistema, las tensiones operativas también aumentan. En una falla de un transformador envejecido, el aislamiento del conductor generalmente se debilita hasta el punto en que ya no puede soportar las tensiones mecánicas de una falla. El aislamiento de vuelta a vuelta sufre una falla dieléctrica. Alternativamente, una falla provoca una disminución de la presión de sujeción del devanado, lo que reduce la capacidad del transformador para soportar futuras fuerzas de cortocircuito. Las fallas de los devanados se rigen por el envejecimiento/debilidad del sistema de aislamiento sólido. El envejecimiento del aceite del transformador puede verse afectado por las siguientes descargas parciales (DP) y degradación térmica:

1) Signos y efectos de la EP

- La evolución del gas parte del petróleo.
- Estos gases son H<sub>2</sub>, Hidrocarburos.
- El estrés eléctrico de las bolsas de gas será muy alto debido a la diferencia de permitividades del gas y del sólido.

2) Signos y efectos de la degradación térmica:

- Un aumento de 7 °C aproximadamente duplica la tasa de degradación.
- La alta temperatura aumenta la tasa de oxidación
- Altos esfuerzos térmicos descomponen el aceite.

*1.4.3. Fallas de Bushing.*

Un aislador eléctrico se puede definir de acuerdo con [ANSI/IEEE Std. C57.19.00](#) como “una estructura aislante, que incluye un conductor pasante o proporciona un pasaje central para dicho



conductor, con provisión para montar una barrera, conductora o de otro tipo, con el fin de aislar el conductor de la barrera y conducir la corriente desde un lado de la barrera al otro.” Como explicación menos formal, el propósito de un aislador eléctrico es simplemente transmitir energía eléctrica dentro o fuera de los recintos, es decir, barreras, de un aparato eléctrico como transformadores, disyuntores, reactores de derivación y condensadores de potencia. El conductor del aislador puede tomar la forma de un conductor construido directamente como parte del aislador o, alternativamente, como un conductor separado que se pasa, generalmente a través del centro del aislador. El aislamiento de papel de aceite se usa ampliamente en los aisladores de los transformadores de potencia y es uno de los mejores aislamientos con buenas propiedades eléctricas y de transferencia de calor; sin embargo, la exposición prolongada a tensiones eléctricas, térmicas, mecánicas y ambientales extremas puede deteriorar sus propiedades más importantes y romper los enlaces de celulosa del papel. Esto conduce a los siguientes subproductos: agua, monóxido de carbono, dióxido de carbono, cantidades menores de hidrocarburos y furano. Las DP se pueden formar en presencia de burbujas de gas y pueden carbonizar el aislamiento, lo que conduce a pistas conductoras que eventualmente pueden provocar un cortocircuito en una o más capas del aislador. Una falta local de resistencia mecánica también puede provocar una falta de continuidad de las capas conductoras de los casquillos y puede provocar la formación de arcos o el seguimiento. Con un aumento del contenido de humedad en el papel del 0,3 % al 2 %, la tasa de envejecimiento se acelera entre 6 y 16 veces. Los registros operativos muestran que alrededor del 90 % de todas las fallas prevenibles de los aisladores son causadas por la entrada de humedad en los aisladores a través de juntas con fugas u otras aberturas. La mayoría de las interrupciones debido a fallas en los bujes se pueden prevenir mediante una inspección periódica minuciosa para

encontrar fugas y realizar reparaciones cuando sea necesario. Tal inspección externa requiere poco tiempo y gastos, y bien vale la pena el esfuerzo. Si se permite que los aisladores de Alta Tensión se deterioren, pueden explotar violentamente y causar grandes daños a los equipos adyacentes. Los flashovers pueden ser causados por depósitos de suciedad en los casquillos, particularmente en áreas donde hay contaminantes como sales o polvo conductor en el aire. Estos depósitos deben eliminarse mediante limpieza/lavado periódicos. Todos los aisladores de Alta Tensión deben inspeccionarse periódicamente a intervalos de 3 a 5 años. Los casquillos que muestren signos de deterioro deben probarse a intervalos de seis meses a un año y retirarse del servicio si las pruebas muestran una condición peligrosa.

### *1.5.Elementos más importantes en las estadísticas de fallas.*

#### *1.5.1. Devanados.*

*Tabla 5 Componentes y fallas en devanados. (IEEE std C57-125, 2015).*

<b>Componente</b>	<b>Subcomponente</b>	<b>Falla</b>	<b>Efectos</b>
Devanados y Núcleo	▪ Devanados,	Falla entre vuelta y vuelta	▪ Pérdidas de energía.
	Conductores.	Falla entre bobina y	▪ Aumento en las
	▪ Sistema de bobina		corrientes de fuga.
	sujeción de	Falla entre bobina y tierra	▪ Formación de gases
	devanado.	Falla entre terminal y	disueltos.
	▪ Aislamiento.	terminal	

Componente	Subcomponente	Falla	Efectos
		Falla entre terminal y tierra	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Descomposición de aislamiento sólido.</li> </ul>
		Deformación de devanado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Chisporroteo a lo largo de grandes superficies.</li> </ul>
		Integridad del aislamiento de bobinas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pueden Iniciarse descargas o una falla.</li> <li>▪ Deterioro del papel en la zona superficial en contacto con el aceite.</li> <li>▪ Corto circuito entre espiras.</li> </ul>

### 1.5.2. *Cambiadores de Tap.*

Tabla 6 Componentes y fallas en cambiador de taps. (IEEE std C57-125, 2015).

Componente	Subcomponente	Falla	Efectos
Cambiador de Tap bajo carga.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aceite dieléctrico.</li> <li>▪ Cuba.</li> <li>▪ Selector.</li> </ul>	<p>Disminución de las propiedades de aislamiento en el aceite</p> <p>Desgaste en los contactos</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aparición de sobrecalentamiento.</li> <li>▪ Degradación del aceite generando</li> </ul>

Componente	Subcomponente	Falla	Efectos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Preselector.</li> <li>▪ Mando motor.</li> <li>▪ Control de flujo del conmutador.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desgaste mecánico en partes móviles</li> <li>Fuga de líquido aislante</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>subproductos que se acumulan sobre la superficie de los componentes y contactos ubicados en el interior.</li> </ul>

### 1.5.3. Tanque y Aceite.

Tabla 7 Componentes y fallas en tanque y aceite. (IEEE std C57-125, 2015).

Componente	Subcomponente	Falla	Efectos
Tanque y Aceite	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Empaques de la cuba.</li> <li>▪ Tubería.</li> <li>▪ Acero estructural.</li> <li>▪ Aceite Dieléctrico.</li> <li>▪ Conservador.</li> <li>▪ Tuberías.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pérdida de contención de fluidos</li> <li>Pérdida de contención de fluidos</li> <li>Falla estructural</li> <li>Por flujo de calor</li> <li>Ingreso de humedad</li> <li>Oxidación</li> <li>Falla de válvulas y sellos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Formación de lodo el cual limita las capacidades de refrigeración, aislamiento y protección.</li> <li>▪ Presencia de fugas de aceite en las cabeceras del</li> </ul>

Componente	Subcomponente	Falla	Efectos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Control de nivel de aceite.</li> </ul>	Contaminación de aceite por fallas en sellos.	radiador y de las partes soldadas del panel o del tubo.

#### 1.5.4. Aislador Pasatapas.

Tabla 8 Componentes y fallas en aislador pasatapas. (IEEE std C57-125, 2015).

Componente	Subcomponente	Falla	Efectos
Aislador Pasatapas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aislador pasatapa capacitivo.</li> <li>▪ Líquido aislante.</li> <li>▪ Tapa del aislador.</li> </ul>	Ingreso de humedad. Deterioro del empaque. Sobretensiones. Perdida de aislamiento. Rotura de porcelana. Contaminación del aceite.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aparición de puntos calientes que acelera el envejecimiento de los empaques y sellos.</li> <li>▪ Depósito de impurezas en el canal de separación entre el cuerpo capacitivo y la porcelana como subproducto del deterioro del aceite mismo.</li> </ul>

Componente	Subcomponente	Falla	Efectos
			<ul style="list-style-type: none"> <li>Generación de gases, especialmente nitrógeno, en el interior del aislador.</li> </ul>

### 1.5.5. Núcleo.

Tabla 9 Componentes y fallas en núcleo. (IEEE std C57-125, 2015).

Componente	Subcomponente	Falla	Efectos
Núcleo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Núcleo de Acero.</li> <li>Aislamiento.</li> </ul>	<p>de Integridad del aislamiento entre láminas.</p> <p>Soldaduras abiertas en el núcleo.</p> <p>Integridad de aislamiento</p> <p>Aterrizaje del núcleo</p> <p>Calentamiento excesivo del núcleo.</p> <p>Corriente de cortocircuito parcial.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Deterioro del aceite y de los materiales de aislamiento</li> <li>Rompimiento de los terminales de los devanados.</li> </ul>

### *1.6. El mantenimiento.*

El mantenimiento se define como la función empresarial, en la cual, se supervisa el control del estado de las instalaciones de todo tipo como las productivas, las auxiliares y las de servicios. En ese sentido, se puede entender como mantenimiento al conjunto de acciones técnicas y administrativas necesarias para conservar o restablecer un sistema en un estado que permita garantizar su funcionamiento a un coste mínimo y prevenir su degradación.

Conforme con la definición anterior, se deducen distintas actividades:

1. Prevenir y/o corregir averías.
2. Cuantificar y/o evaluar el estado de las instalaciones.
3. Aspecto económico (costos).

(Navarro Diaz, 2004)

#### *1.6.1. Objetivos del mantenimiento.*

Tanto la información y datos recabados en los mantenimientos realizados con anterioridad, como la planificación de los futuros mantenimientos a realizarse, deben tener como propósito la permanente consecución de los siguientes objetivos:

1. Optimización de la disponibilidad del equipo productivo.
2. Disminución de los costos de mantenimiento.
3. Optimización de los recursos humanos.
4. Maximización de la vida de la máquina.

(Stronconi P. 2010)

### *1.6.2. Tipos de mantenimiento*

#### ***Mantenimiento preventivo.***

Este tipo de mantenimiento, también denominado “mantenimiento planificado”, tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería y se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema, con el objetivo de garantizar un buen funcionamiento y fiabilidad, así como alargar la vida útil de los equipos. Este se realiza con base en la experiencia y pericia del personal a cargo, quien es el encargado de determinar el momento idóneo para llevar a cabo dicho procedimiento; sin embargo, el fabricante también puede estipular el momento adecuado para llevar a cabo un mantenimiento a través de los manuales técnicos de sus equipos o maquinaria.

El mantenimiento preventivo presenta las siguientes características:

- Se realiza en aquellos momentos en que no se está produciendo u operando, por lo que, se aprovechan las horas ociosas de la planta.
- Se lleva a cabo siguiendo un programa previamente elaborado donde se detallan las actividades a realizar y el procedimiento para cada una de estas con el fin de determinar las herramientas y elementos necesarios, para contar con estos al momento de la ejecución del mantenimiento.
- Cuenta con una fecha programada, además de una hora de inicio y de terminación, las cuales, han sido previamente establecidas y aprobadas por la directiva de la empresa o la autoridad competente.
- Está destinado a un área en particular y a ciertos equipos en específico; pero, este puede llevarse a cabo bajo un mantenimiento generalizado de todos los componentes, equipos y maquinaria de la planta.



- Permite a la empresa contar con un registro del total de los equipos; además, brinda la posibilidad de actualizar la información técnica y el estado de estos.
- Permite elaborar un presupuesto para que este sea aprobado por la directiva de la empresa o la autoridad competente.
- Ayuda a disminuir la necesidad de llevar a cabo un mantenimiento correctivo.

***Mantenimiento correctivo.***

Este tipo de mantenimiento también es denominado “mantenimiento reactivo” y se lleva a cabo posterior a que ocurra una falla o avería, es decir, solo se realiza cuando se presenta un error en el sistema. Al momento de presentarse un desperfecto, se realizará el mantenimiento correctivo con el objetivo de restaurar el equipo afectado, de manera que este pueda seguir operando correctamente.

Las características de este tipo de mantenimiento se detallan a continuación:

- Provoca paradas no previstas en el proceso productivo, ocasionando la disminución de las horas operativas de la planta o del área afectada.
- Afecta las cadenas productivas, es decir, que los ciclos productivos posteriores se verán parados a la espera de la corrección de la etapa anterior.
- Presenta costos por reparaciones y repuestos no presupuestados, ocasionando que, a falta de contar con los elementos necesarios o los recursos económicos para adquirirlos, se verá pospuesto el restablecimiento del equipo dañado.

- No es posible predecir el tiempo que un equipo se encontrará fuera de operación y en consecuencia, tampoco podrá planificarse el tiempo de no producción en el área o la planta afectada.
- Puede ocasionar daños en materia prima, debido al cese de la operación de la planta.

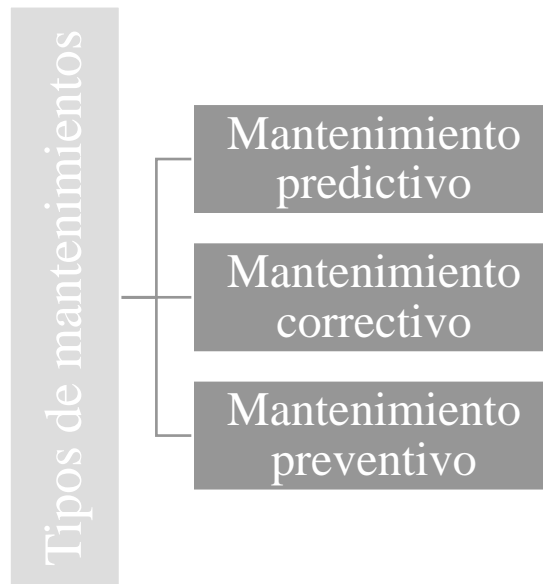
### ***Mantenimiento predictivo.***

Cuando se quiere tener una idea de la probabilidad de fallar que tiene un equipo, se utilizan técnicas predictivas que consisten en llevar un registro de las inspecciones y los datos de las pruebas realizadas a cada equipo en particular. Estos datos se analizan haciendo uso de métodos estadísticos, tomando en cuenta la periodicidad de los mantenimientos ejecutados para lograr predecir una posible futura falla.

Las técnicas predictivas que se utilizan en el campo de subestaciones eléctricas suelen ser las mediciones termográficas y mediciones de ultrasonido, registrando los resultados obtenidos de estas para posteriormente ser analizados.

El mantenimiento predictivo permite alargar la vida útil de un equipo o elemento hasta su punto máximo, a partir del cual, se establece un tiempo pertinente para realizar un mantenimiento preventivo antes de que este falle, por ejemplo: en una primera inspección se realiza una medición termográfica y como resultado se encuentra una temperatura levemente alta en un conector; en una segunda medición termográfica, tomada tres meses después, se registra nuevamente un aumento en la temperatura del conector y así sucesivamente en cada inspección que se realice; tomando en consideración estos resultados, el ingeniero a cargo de las inspecciones analiza todos

los valores registrados estadísticamente e intenta predecir, mediante una gráfica, cuando el elemento bajo análisis podría llegar a fallar. Con base en los resultados obtenidos del análisis anteriormente descrito, se planifica el momento oportuno para realizar la corrección de la falla detectada con anterioridad. De esta forma se alarga la vida útil del elemento, reduciendo las paradas en la operación o producción de la planta y los costos, a futuro, de intervenciones o trabajos correctivos en un plan de mantenimiento.



*Figura 6 Tipos de mantenimiento.*

## **2. Métodos**

### *2.1. Adquisición de datos.*

Los transformadores juegan un papel vital en el sistema de transmisión y distribución de energía. Es de suma importancia el monitoreo y buen manejo del mantenimiento para lograr evitar que se genere una falla destructiva en alguno de los elementos que lo conforman.

En ese sentido, nuestro análisis partirá de la obtención de información que nos pueda dar un panorama de los datos históricos de daño y frecuencia de falla. Analizando estos datos podemos focalizar nuestra atención hacia estas fallas y el elemento que podría verse afectado. Debido a ello hemos recopilado datos de frecuencia de falla por elemento, tanto de fuentes internacionales como nacionales.

Estos datos fueron obtenidos de documentos técnicos y publicaciones de investigación. Algunas de las fuentes de estos datos son las siguientes:

- El Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE).
- American Journal of Electrical and Electronic Engineering,
- Failures, monitoring, and new trends of power Transformers.

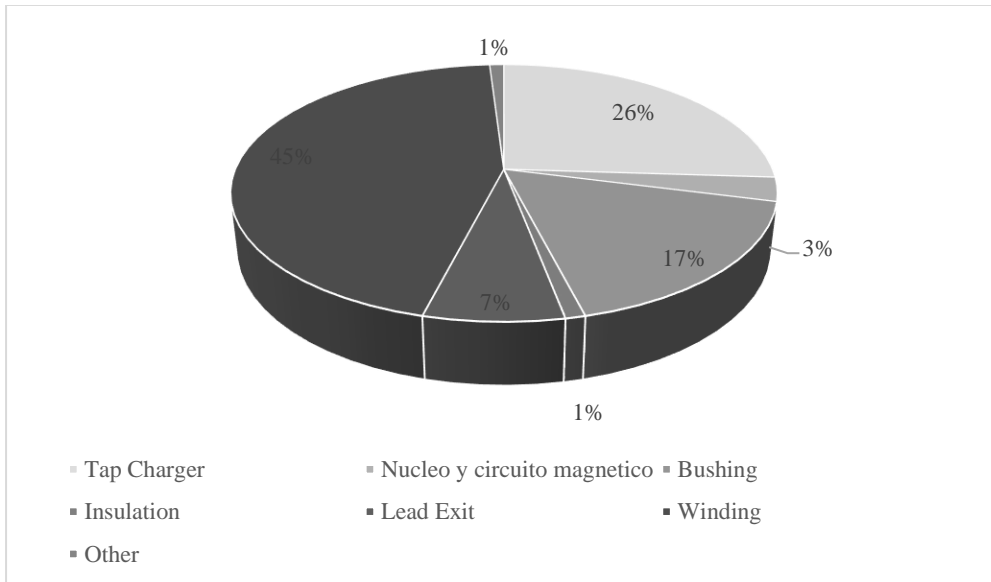
2.1.1. *Datos estadísticos globales.*

Presentamos datos estadísticos obtenidos de documentos técnicos con un alcance global de diferentes fuentes.

***CIGRE 2012, Transformer Reliability Survey: Interim Report***

*Tabla 10 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (CIGRE 2012).*

<b>Tipo de Falla</b>	<b>Porcentaje</b>
Tap Charger	26%
Core and magnetic circuit	3%
Bushing	17%
Insulation	1%
Lead Exit	7%
Winding	45%
Other	1%

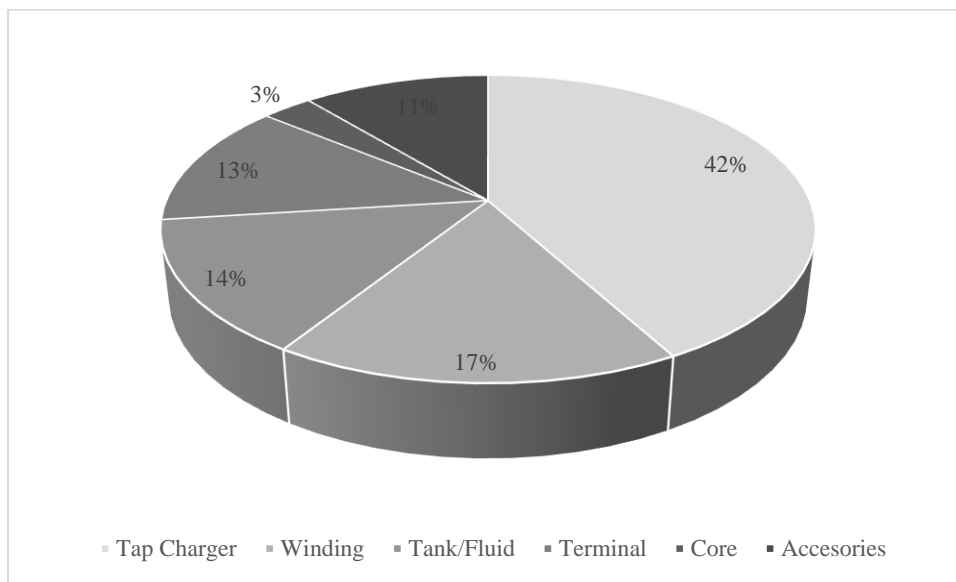


*Figura 7 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (CIGRE, 2012).*

*American Journal of Electrical and Electronic Engineering, 2017.*

*Tabla 11 Estadísticas de falla en transformadores de potencia (Hossein, S., 2017)*

<b>Tipo de Falla</b>	<b>Porcentaje</b>
Tap Charger	42%
Winding	17%
Tank/Fluid	14%
Terminal	13%
Core	3%
Accesories	11%

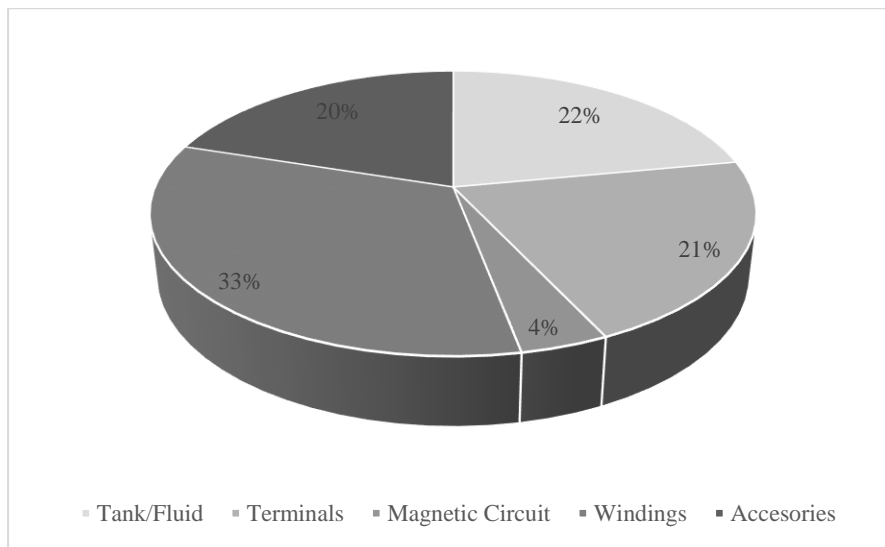


*Figura 8 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Hossein, S., 2017).*

*Congress and Exhibition on Condition Monitoring and Diagnostic Engineering Management (COMADEM'98).*

*Tabla 12 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (A. J. Marques, 1998)*

<b>Tipo de Falla</b>	<b>Porcentaje</b>
Tank/Fluid	22%
Terminals	21%
Magnetic Circuit	4%
Windings	33%
Accesories	20%

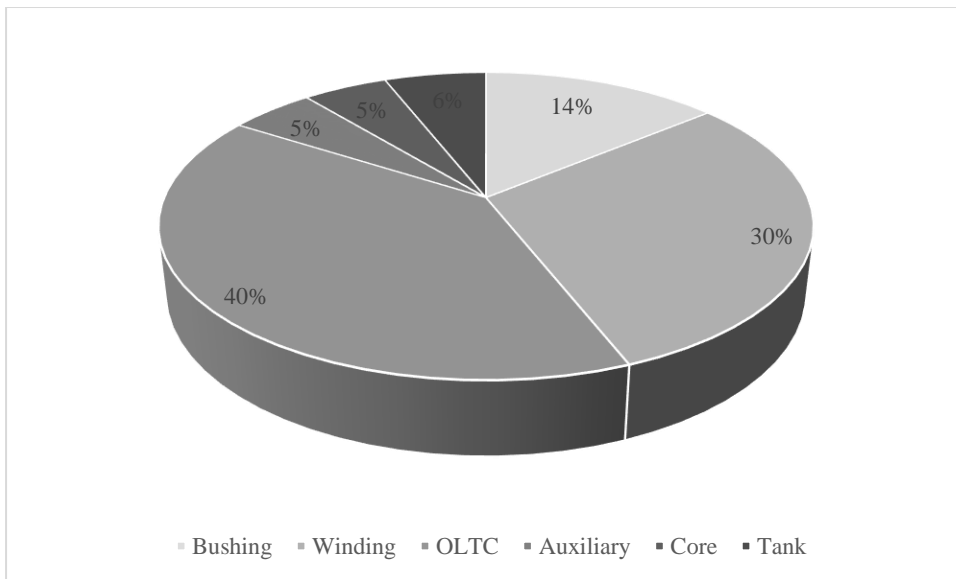


*Figura 9 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (A. J. Marques, 1998).*

**IEEE POTENTIALS, 2011.**

*Tabla 13 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Ibrahim, A., 2011).*

<b>Tipo de Falla</b>	<b>Porcentaje</b>
Bushing	14%
Winding	30%
OLTC	40%
Auxiliary	5%
Core	5%
Tank	6%



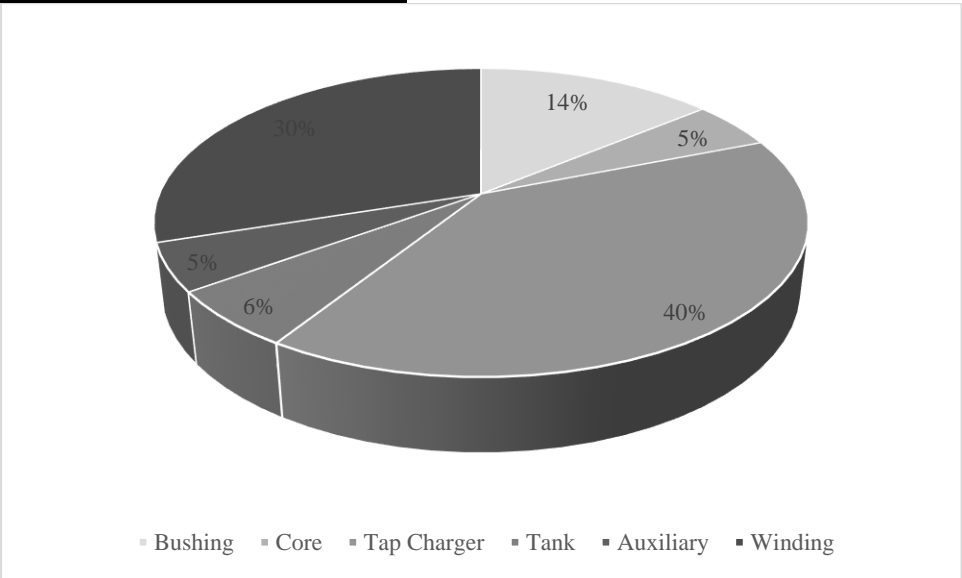
*Figura 10 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Ibrahim, A., 2011).*



**CIGRE, 1983.**

*Tabla 14 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (CIGRE, Ref. no. 88, 1983)*

<b>Tipo de Falla</b>	<b>Porcentaje</b>
Bushing	14%
Core	5%
Tap Charger	40%
Tank	6%
Auxiliary	5%
Winding	30%



*Figura 11 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (CIGRE, Ref. no. 88, 1983)*

*IEEE ICSET, Shanghai, 2010.*

Tabla 15 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Jawad F. 2010).

Tipo de Falla	Porcentaje
Core	3%
Accesories	12%
Terminals	12%
Tank/Fluid	13%
Winding	19%
OLTC	41%

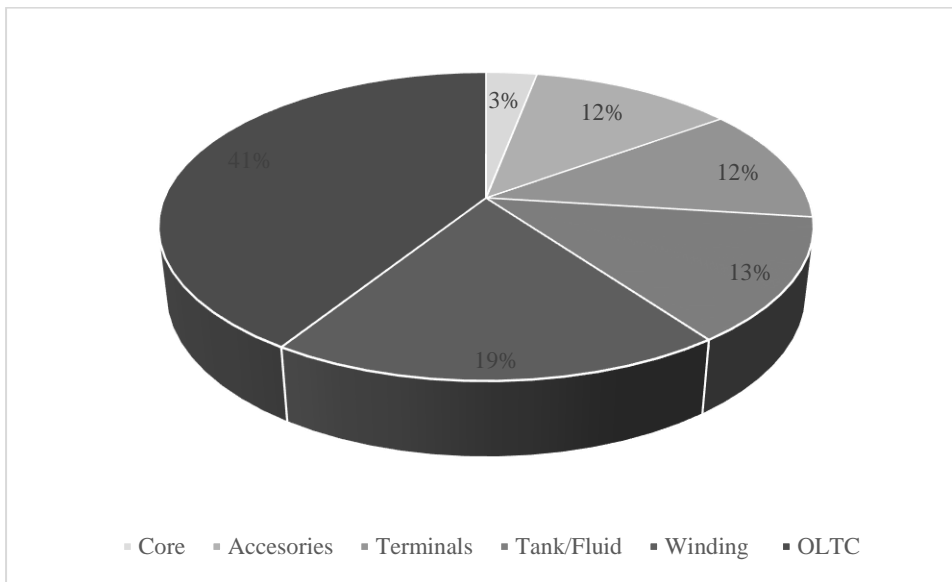


Figura 12 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Jawad F. 2014).

Luego de obtenidos estos datos podemos observar que, dependiendo de cada autor, tenemos diferentes criterios para tomar en cuenta los elementos a analizar; además, tenemos componentes que, en algunas fuentes se observan de manera independiente y en otras se ha realizado agrupaciones con otros elementos, así mismo podemos observar ciertos elementos que destacan por los demás en estas estadísticas. Tomaremos en cuenta estos elementos como objeto de estudio. Para el desarrollo de un análisis más adecuado expresaremos estas estadísticas para cada fuente con ciertas agrupaciones de elementos. Decidí para este objetivo utilizar el criterio del Estándar

IEEE std C57.152, el cual, nombra como principales a cuatro elementos del transformador. Estos son: Tanque principal, Bushing, Cambiador de TAP, Equipo Auxiliar. Agregado a esto considere conveniente tomar el bobinado como un elemento independiente por lo que tendríamos 5 elementos principales para este análisis.

2.1.2. *Datos estadísticos de fallas nacionales.*

**EIE 2021.**

Tabla 16 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Diaz M. et al 2021).

Tipo de Falla	Porcentaje
Equipo Auxiliar	45.00%
Devanados, conductores, sujeción de devanados	23.75%
Aceite y sistemas de preservación de líquidos	15.00%
Aislador Pasatapas	8.25%
Cambiador de TAP	4.25%
Núcleo	3.00%
Tanque(Cuba)	0.75%

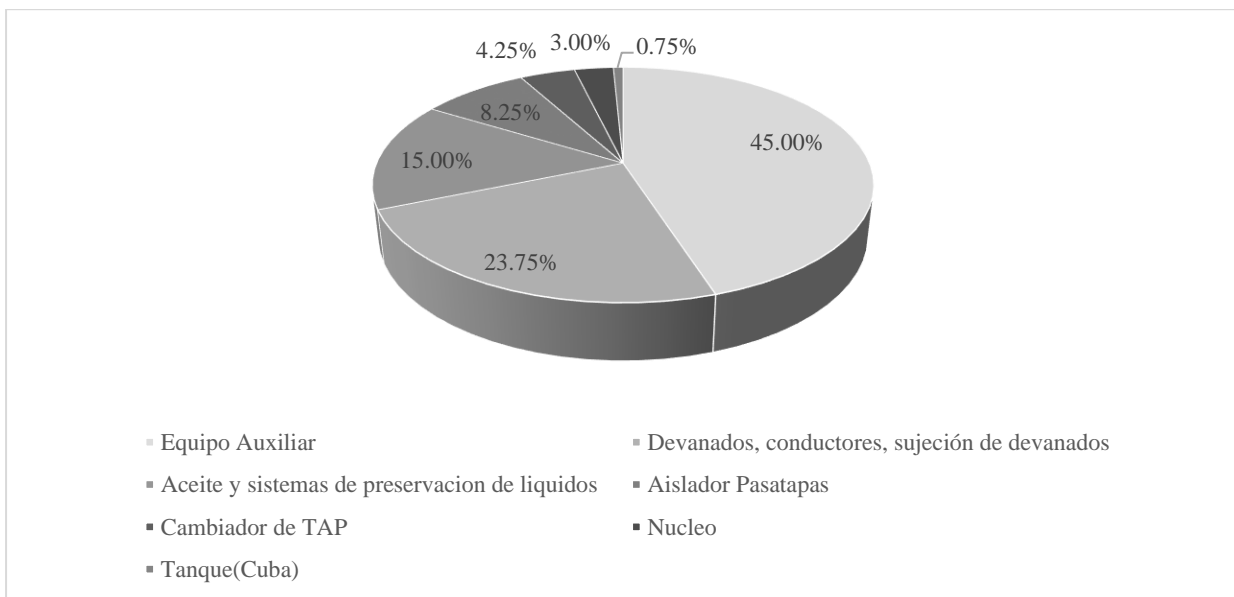


Figura 13 Estadísticas de falla en transformadores de potencia según (Diaz M., 2021).

Los datos mostrados anteriormente fueron obtenidos por estudiantes de La Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad De El Salvador mediante un muestreo de la población de transformadores pertenecientes a las empresas de distribución de energía eléctrica del país, por lo que podemos decir que son datos sumamente valiosos debido a que nos muestran el panorama de estos equipos en toda la red de distribución de energía del país. Esto nos ayudara a realizar un análisis focalizado de la información y podremos ver las diferencias que tenemos en nuestro país con la información de carácter global que se maneja por organismos internacionales, trataremos de comprender a que se debe este cambio y crear una guía de mantenimiento predictivo acorde a este análisis.

Como fue mencionado anteriormente, en estas estadísticas podemos observar que utilizan diferentes criterios para los elementos que fueron objeto de muestra, debido a esto pasaremos posteriormente a organizar estos datos de tal manera que podamos realizar un análisis de ellos, así como una comparación con datos focalizados a nuestro país y poder dar una respuesta al estado de nuestros transformadores tanto de forma global como nacional.

ELEMENTO	CIGRE 2012	Hossein, S., 2017	COMADEM'98	IEEE POTENTIALS, 2011	CIGRE 1983	IEEE ICSET 2010	EIE 2021
CAMBIADOR DE TAP	26.00%	42.00%	0.00%	40.00%	40.00%	41.00%	4.25%
BUSHING	17.00%	13.00%	21.00%	14.00%	14.00%	12.00%	8.25%
TANQUE PRINCIPAL	4.00%	17.00%	26.00%	11.00%	11.00%	16.00%	18.75%
EQUIPO AUXILIAR	8.00%	11.00%	20.00%	5.00%	5.00%	12.00%	45.00%
DEVANADOS	45.00%	17.00%	33.00%	30.00%	30.00%	19.00%	23.75%

Tabla 17. Comparativo de porcentaje de fallas en transformadores de potencia.

Al tener los datos organizados de esta manera podemos realizar un análisis de cuál es el estado de los transformadores en nuestro país. Rápidamente nos damos cuenta que los elementos con mayor tasa de fallas en los documentos publicados a nivel mundial discrepan a comparación de nuestro país. Es debido a esto es que son de suma importancia los datos aportados por la Universidad de El Salvador puesto que la estrategia de monitoreo y mantenimiento debe ser diferente, dándole énfasis a estos datos locales.

Según la información internacional tenemos como principales elementos con tasa de falla superior al cambiador de tap (Bajo carga), seguidos de los bobinados o devanados. Cabe mencionar que los elementos con una tasa menor son los equipos auxiliares, mientras que estos son el primer elemento en las estadísticas locales, seguido de los devanados y al final vemos al cambiador de tap con 4.25%.

Es importante conocer cuál es la razón de esta diferencia tan marcada, en la cual, los elementos con mayor número de fallas en ambos casos son todo lo contrario para el otro.

Esto podría deberse a que, en nuestro país, el mantenimiento realizado a los transformadores de potencia es focalizado a los elementos con un costo económico superior y es debido a esto que los elementos con un coste menor son los que se ven afectados, estos son los equipos auxiliares. También es importante mencionar que El Salvador, a diferencia de otros países, no opta por realizar maniobras en el cambiador de tap con carga, eso reduce drásticamente el desgaste del cambiador de tap. Podría tomarse como una buena estrategia de mantenimiento, pero debe evaluarse en cada caso particular, si la carga conectada a ese transformador tiene la robustez en su sistema que le permita realizar una transferencia de carga y lograr sacar de operación el transformador para poder realizar la maniobra en el cambiador de tap.

A raíz de estos datos obtenidos segmentaremos una guía con nuestra sugerencia en el proceso de monitoreo y mantenimiento de los transformadores de potencia basándonos en el análisis anterior.

### *2.2. Mantenimiento predictivo.*

De los resultados del análisis de los datos obtenidos en la sección anterior partimos hacia nuestro objetivo, que es el de crear una guía para lograr, de alguna manera, adelantarnos al inicio de un proceso destructivo de un transformador de potencia y evitar daños en él, los que nos dará prolongados tiempos de operación y reducirá las pérdidas económicas.

Mantendremos como base para el siguiente paso los resultados de datos de estadísticos de fallas en transformadores de potencia a nivel nacional por lo cual muestro a continuación un listado de los elementos de un transformador de potencia y la prioridad que se le dará a cada uno en esta guía.

*Tabla 18 Listado de elementos del transformador con orden descendente por criterio de frecuencia de falla en El Salvador.*

<b>Elementos con mayor tasa de fallas.</b>	
<b>1</b>	EQUIPO AUXILIAR
<b>2</b>	DEVANADOS
<b>3</b>	TANQUE PRINCIPAL
<b>4</b>	BUSHING
<b>5</b>	CAMBIADOR DE TAP

### *2.3. Pruebas en transformadores de potencia.*

Para conocer el estado de salud de un transformador es importante realizar pruebas periódicas que nos den un valor cuantificable del estado de este. Existe una enorme cantidad de pruebas, desde las más generales como una inspección visual, hasta un examen muy detallado como el de gases disueltos.

En este trabajo de investigación focalizaremos las pruebas hacia los elementos con mayor riesgo de falla según las estadísticas obtenidas anteriormente.

La realización de estas pruebas tiene un costo económico significativo, por lo que es necesario conocer qué pruebas son las más importantes y que nos den la información suficiente para conocer el estado general del transformador y no representen un gasto excesivo al usuario. Por ello, propondremos una serie de pruebas mínimas que nos darán la suficiente información para dar un informe de estado del transformador e iniciar un plan de respuesta para solucionar una posible falla destructiva antes de que ocurra.

#### *2.3.1. Pruebas de inspección de rutina.*

Las inspecciones de rutina son de rigor para el mantenimiento de una subestación eléctrica. Estas pruebas son:

- Inspecciones Visuales
- Inspecciones de medición básica.
- Inspecciones de situación de sensores de alarma.

Estas pruebas pueden realizarse desde 1 vez al mes hasta 2 veces al año. Es recomendable evaluar cada prueba por separado. Las inspecciones visuales pueden hacerse sin ningún esfuerzo o costo económico, de igual manera el área de monitoreo de alarmas es una tarea de sencilla realización. Por otro lado, tenemos pruebas como la de estudio termográfico que conlleva un impacto económico directo, por lo que es recomendable realizarse 2 veces al año, en caso de una sospecha de punto caliente podría tenerse la necesidad de solicitar una termografía de emergencia.

A continuación, colocaremos un listado de elementos a tomar en cuenta para una inspección visual y pruebas básicas en un transformador de potencia propuesto por el estándar C57-125 de IEEE ([IEEE std C57-125, 2015](#))

Inspecciones Visuales y mediciones básicas.

***Condiciones externas.***

- Informes de cortes de energía o servicio eléctrico
- Tormentas o relámpagos en el área
- Terreno movido (terremoto/deslizamiento de tierra, etc.)
- Sonidos inusuales, olores.
- Residuos expulsados del transformador o accesorios
- Animal(es) muerto(s) en el área alrededor del transformador y/o evidencia de contacto con animales
- Objetos extraños en el área
- Partes brillantes
- Visual
- Infrarrojo
- Sistema de diluvio del transformador



- Evidencia de vandalismo
- Entrevista de testigos u operadores de estación presentes cuando la unidad se disparó o falló
- Carga en el transformador (en el momento del evento)
- Perturbaciones del sistema (antes y durante el evento)
- Cambio de configuración en la estación en el momento del evento

***Sistema de enfriamiento.***

- Ventiladores o bombas funcionando
- Válvulas de radiador totalmente abiertas
- Radiador de flujo de aire o intercambiador de calor obstruido por escombros o corrosión

***Descargadores de sobretensiones***

- Funcionamiento del pararrayos
- Lectura del contador del pararrayos
- Condición física
- Condición eléctrica
- Conexión a tierra del pararrayos
- Bloques pararrayos (si están montados en el tanque del transformador)

***Tanque principal.***

- Abultado
- Agrietado
- Fugas
- Líquido aislante en el suelo o cubierta del alivio de presión
- Como posición encontrada de todas las válvulas

- Señales de sobrecalentamiento
- Nivel de líquido aislante en el conservador
- Juntas o sellos, fugas, presión de la botella de nitrógeno, presión del tanque principal, etc.
- Presión de gas en transformador sellado
- Problema del gabinete de control
- Nivel de sonido acústico antes y en el momento del evento (si se observa)
- Lectura en línea del monitor de gas disuelto en líquido aislante (si está equipado)

***Aisladores pasa tapas***

- Fugas
- Porcelana rota
- Agujeros en la tapa
- Seguimiento
- Daño por arco
- Nivel de líquido aislante

***Cambiador de tap.***

- Posición de LTC: tal como se encuentra
- Posición máxima y mínima
- Puesto de DETC
- El cambio de toma no se puede realizar usando la manija (atascada)
- Nivel de líquido aislante en el compartimento LTC
- Lectura del contador LTC
- Funcionamiento del dispositivo de alivio de presión LTC

Como siguiente punto, observaremos las alarmas que debemos monitorear para estar al día con el estado del transformador. Este tipo de inspección es realizada por medio de los sensores ubicados en todas las partes del transformador, ellos realizan la medición y envían los datos a un servidor normalmente ubicado en una oficina de monitoreo del transformador.

En la siguiente tabla podemos observar por cada elemento que conforma el transformador que tipo de sensor es el que se debe tomar en cuenta a la hora de realizar esta inspección.

*Tabla 19 Sistema de sensores por elemento para transformadores de potencia. (Gonçalves J., 2014)*

<b>Sistema</b>	<b>Sensor</b>	<b>Variable</b>
	Regulador de tension.	Regulación automática de la tensión. Calidad de energía
	Monitor de torque	Esfuerzo del mecanismo de accionamiento. Capacitancia Tangente delta
Bushings	Monitor de Bushings	Corrientes de fuga Tensiones fase-tierra y fase-fase
Parte activa	Monitor de temperatura	Tendencias de evolución Temperatura del aceite Temperatura de los devanados(hot spot)
	Monitor de gas	Temperatura ambiente Porcentajes de carga Hidrógeno en el aceite Tendencias de evolución Contenido de agua en el aceite(ppm)
	Monitor de humedad	Saturación relativa de agua en el aceite% Saturación relativa a la temperatura ambiente

Sistema	Sensor	Variable
Tanque y Aceite		Saturación relativa a la temperatura de referencia Tendencia de evolución del contenido de agua
	Relé de ruptura	Ruptura de la bolsa del tanque de expansión
Otros		Contactos de alarma: - Relé Buchholz, - Válvula de alivio de presión, - Nivel de aceite, etc.

Este punto de interés es aportado por el estándar de IEEE ([IEEE std C57-125, 2015](#)), donde podemos observar los sensores con su respectivo código dentro del sistema de coordinación de protecciones.

Tabla 20 Sistema de sensores para transformadores de potencia. (IEEE std C57-125, 2015).

Ar ea
<b>Protective relay targets</b>
Differential (87)
Overcurrent (50, 51, 67)
Phase current (50, 51, 67, 21, 32)
Ground fault (50N, 51N, 64)
Polarizing (36, 32)
Over-excitation (24)
<b>Meter indications (overloads, unbalances, open phases)</b>
Operation of fault pressure relay (63, 63FP, 63SP)
Operation of pressure relief device (63PR, 63P)
Temperature (as found and maximum)
Liquid (or top insulating liquid) (49, 26)
Winding (or hot spot) (49, 26)
<b>Insulating liquid level</b>
Main tank (71)
LTC (71)
Conservator (71)
<b>Operation of</b>
Gas detector relay (63GD)
Gas accumulator relay
Insulating liquid flow gauges (80, 74)
Targets on an alarm annunciator (30, 74)
Blown fuse
Data recorder sequence of events
Oscillograph sequence of events

Estas pruebas o inspecciones deben ser periódicas en los periodos mencionados anteriormente. Dichas pruebas nos brindan la información más importante en el caso de los equipos auxiliares que son todos aquellos elementos que son complementarios, pero no dejan de ser sumamente importantes para el desempeño y la vida útil del transformador de potencia, puesto que según el análisis estadístico nos dice que los elementos con mayor tasa de frecuencia de falla son los equipos auxiliares estamos tratando directamente uno de los mayores problemas a la hora del mantenimiento predictivo.

### 2.3.2. *Prueba de aislamiento, factor de potencia (ASTM D-924).*

El principal objetivo de la prueba de factor de potencia es conocer el estado operativo de los aislamientos. Permite identificar cambios en sus propiedades dieléctricas debidos a los efectos de contaminación o envejecimiento. Cuando se aplica un voltaje de CA a un aislamiento, además de una corriente de carga puramente capacitiva ( $I_c$ ), siempre lo atravesara una corriente que está en fase con la tensión aplicada ( $I_r$ ), a esta corriente se le denomina «Corriente de pérdidas dieléctricas».

Nos ayuda a identificar defectos en el aislamiento, tales como:

- Contaminación.
- Humedad.
- Envejecimiento.

Al obtener los resultados de la prueba de factor de potencia podemos realizar un análisis y determinar el estado del aislamiento y si es necesario intervenir.

Tabla 21 Análisis de prueba de factor de potencia. (IEEE 62-1995)

Prueba	Límites de prueba				
	Muy buena	Bueno	Regular	Pobre	Muy pobre
Factor de potencia	FP < 0.2	0.2 ≤ FP < 0.4	0.4 ≤ FP < 0.6	0.6 ≤ FP < 0.8	FP ≥ 0.8

2.3.3. Prueba de resistencia de aislamiento. (Aislamiento/Tanque principal).

Esta prueba sirve para dar únicamente una idea del estado en que se encuentran los aislamientos y decidir en qué momento dado, si se energiza o no un equipo. El obtener valores bajos no indica en forma decisiva que el aislamiento es malo ya que existen factores que afectan la prueba como lo son: la suciedad, humedad y temperatura.

Índice de polarización: es una medida de absorción dieléctrica, se expresa numéricamente como la relación de la resistencia de aislamiento a diez minutos entre el valor obtenido a un minuto.

$$\text{Índice de polarización}(IP) = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 10 minutos}}{\text{Resistencia de aislamiento a 1 minuto}}$$

Ecuación 1 Índice de polarización. (Antillón F., 2015)

El valor de I.P recomendado como mínimo aceptable es de 1.5. Cuando está por debajo del mínimo aceptable se recomienda limpiar perfectamente bien el equipo bajo prueba con solvente dieléctrico y someterlo a un tratamiento de secado para eliminar la humedad contenida en el aislante.

Al obtener los resultados del índice de polarización de la prueba de resistencia de aislamiento podemos realizar un análisis y determinar el estado del aislamiento y si es necesario intervenir.

Tabla 22 Análisis de prueba de resistencia de aislamiento. (IEEE.C57.12.00-2010)

Prueba	Límites de prueba				
	Muy buena	Bueno	Regular	Pobre	Muy pobre
Resistencia de aislamiento	$IP > 2$	$1.25 < IP < 2$	$1.1 \leq IP \leq 1.25$	$1 \leq IP < 1.1$	$IP < 1$

#### 2.3.4. Prueba de relación de transformación. (Bobinado).

La prueba de relación de transformación tiene como objetivo verificar la polaridad y la relación de transformación de los devanados de un transformador, para asegurar que no existen cortocircuitos entre espiras ni errores en las conexiones de boquillas y cambiadores de derivaciones. También se pueden detectar falsos contactos y circuitos abiertos. Respecto a la polaridad, permite verificar el diagrama de conexión de los transformadores o determinarlos cuando la placa se ha extraviado.

Al obtener los resultados de la prueba de relación de transformación (TTR) podemos realizar un análisis y determinar si existen daños o corto-circuito entre las espiras y si es necesario intervenir.

Tabla 23 Análisis de prueba de relación de transformación. (IEEE 62-1995).

Prueba	Límites de prueba				
	Muy buena	Bueno	Regular	Pobre	Muy pobre
Relación de transformación (%)	$TTR \leq 0.1$	$0.1 < TTR \leq 0.2$	$0.2 < TTR \leq 0.4$	$0.4 < TTR \leq 0.5$	$TTR > 0.5$

2.3.5. *Prueba de corriente de excitación (Bobinado y núcleo/Tanque principal).*

La corriente de excitación es una representación de la energía necesaria para crear y mantener la acción del transformador. Incluye la energía que se consume en pérdidas y la energía recuperable, es decir, eléctrica y magnética. Por lo tanto, la acción del transformador es un proceso continuo y no algo que suceda una sola vez. Una definición formal y concreta de la corriente de excitación es la corriente RMS que una fuente de energía suministra a un transformador con una frecuencia específica y que es necesaria para desarrollar una tensión determinada entre terminales determinados del transformador cuando no fluye corriente de carga hacia ningún devanado del transformador

La corriente de excitación se mide en fábrica, junto con las pérdidas del transformador en vacío. Esta prueba, 2 en 1, se denomina "prueba de pérdidas en vacío y de corriente de excitación" y se utiliza para comprobar el rendimiento garantizado por el fabricante. Si las pérdidas en vacío son mayores que los valores garantizados, las causas pueden ser errores o problemas de fabricación y esta prueba de fábrica proporciona a la vez una evaluación de diagnóstico concurrente.

Una prueba de corriente de excitación tiene muchas capacidades de diagnóstico, que en conjunto proporcionan información sobre el estado dieléctrico, magnético/térmico y mecánico del transformador.

Al obtener los resultados de la prueba de corriente de excitación podemos realizar un análisis y determinar el estado del sistema de transformación y si es necesario intervenir.



Tabla 24 Análisis de prueba de corriente de excitación. (IEEE.C57.12.00-2010)

Prueba	Límites de prueba				
	Muy buena	Bueno	Regular	Pobre	Muy pobre
Corriente de excitación (%)	$CE \leq \pm 1$	$\pm 1 < CE \leq \pm 2$	$\pm 2 < CE \leq \pm 4$	$\pm 4 < CE \leq \pm 5$	$CE > \pm 5$

### 2.3.6. Análisis de gases disueltos (Taqué principal).

La técnica de Análisis de Gases Disueltos, es un método que tiene como finalidad analizar los gases generados por fallas incipientes en transformadores sumergidos en aceite. A medida que el transformador se ve sometido a esfuerzos eléctricos y mecánicos, se van generando los gases que son resultado de la descomposición de los materiales aislantes, papel y aceite, ocasionando cambios inmediatos y observables que incluso pueden determinar fallas en proceso de evolución. (Zorrilla J., 2020)

El diagnóstico a través de DGA considera un nivel mínimo admisible para cada uno de estos gases y el cual está establecido en normas como la (IEEE C57.104).

Durante la operación normal del equipo, los materiales aislantes que se encuentran dentro del transformador (aislamiento líquido y sólido), se empiezan a descomponer con el tiempo y esto hace se vaya debilitando o perdiendo poco a poco sus propiedades dieléctricas (efecto de la degradación) para las que es utilizado dentro del transformador (como aislador).

La distribución de los gases que se generan en el interior del transformador, puede estar relacionadas con el tipo de falla del suministro eléctrico, y la tasa de generación (rapidez de crecimiento de los gases) está relacionada con el tiempo que dura la falla. La identificación de los gases que se generan en una unidad puede ser una información muy útil en cualquier programa de mantenimiento preventivo. Los gases, como se explicó anteriormente, son producidos gracias a la

descomposición del aislamiento junto con la oxidación, la vaporización y a acciones electrolyticas desarrolladas o generadas dentro del transformador.

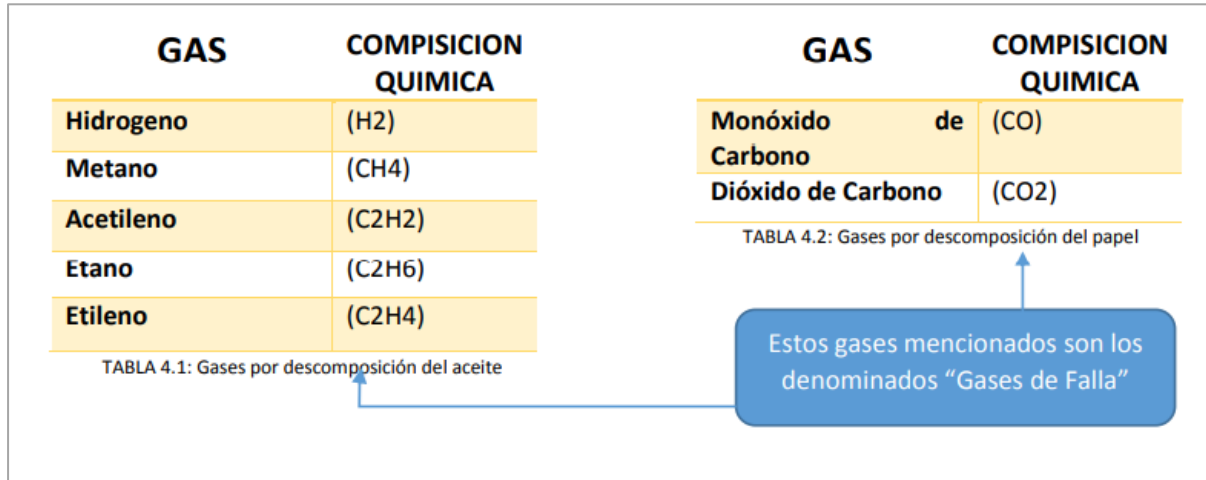


Figura 14 Gases de falla (Antillón F., 2015)

GAS	COMPISICION QUIMICA
Propano	(C3H8)
Propileno	(C3H6)
Oxigeno	(O2)
Nitrógeno	(N2)

Figura 15 Gases de falla (Antillón F., 2015)

La formación de estos gases depende de la presencia de cada hidrocarburo, de la distribución de energía, la temperatura y el tiempo durante el cual el aceite es utilizado térmica o eléctricamente. Los principales métodos de detección de gases combustibles (derivados del petróleo) que existían anteriormente, antes del método cromatográfico, suponían pruebas de combustibilidad directa o de un análisis químico de los gases en el volumen encima de la superficie del aceite. Sin embargo,

estos métodos no eran lo suficientemente sensibles para las normativas actuales, ni lo suficientemente precisos para acercarse a los valores reales. Por eso, en la actualidad, se utiliza “la cromatografía de gases”, que es el método más idóneo para identificar los gases, ya que da una perspectiva cualitativa y cuantitativa de los gases disueltos en el aceite del transformador. Los gases formados como resultado de la descomposición del aceite y la descomposición de la celulosa, tienden a disolverse en el aceite, y para ser analizados, se pueden realizar mediante la técnica de la cromatografía. El método de análisis de gases disueltos (AGD) en aceite dieléctrico se encuentra estandarizado bajo la norma ASTM D3612. Para realizar este análisis, primero se debe tomar una muestra de aceite apropiada del transformador a evaluar, siguiendo el método de toma de muestra de aceites para el análisis de gases disueltos estandarizado en la norma ASTM D-3613. Luego se debe realizar el proceso de la normativa ASTM D-3612, donde se presentan tres métodos diferentes para poder hacer la separación de los gases. ([Antillón F., 2015](#))

El método A.

Se le conoce como el método “Rack” y se puede decir que es el método original de esta normativa, este requiere que el aceite se someta a un alto vacío, en un sistema de vidrio sellado, esto es realizado para eliminar la mayor parte del gas del aceite.

El método B.

Se le conoce como el método “Stripper Column” los gases disueltos se extraen de una muestra de aceite por medio de burbujeo, donde un gas es el portador en una columna de destilación que contiene un grado de alta área superficial. Los gases se lavan a continuación de la columna de separación en un cromatógrafo de gases para analizarlos.

Análisis de resultados.

Para garantizar la coherencia de los resultados, deben seguirse varios métodos y procedimientos de análisis para evaluar y diagnosticar correctamente la falla que se encuentra activa o puede generarse a futuro. Para lograr esto existen diferentes técnicas que se pueden utilizar, las cuales se describen en la norma IEEE C57.104-91 y la IEC 60599-03. En estas normas se detallan procedimientos para análisis de gases disueltos en aceites dieléctricos, interpretando los resultados con la finalidad de proveer información positiva e importante en términos del servicio óptimo del transformador. Los métodos para análisis e interpretación de los resultados son los siguientes:

Tabla 25 Métodos de análisis de gases disueltos. (Antillón F., 2015)

NORMATIVA	METODO DE ANALISIS	DESCRIPCION
IEEE C57.104-91	ANALISIS 1	Evaluación de la condición del Transformador utilizando concentraciones individuales y concentraciones totales de gases disueltos (TDCG, siglas en ingles).
	ANALISIS 2	Determinación del procedimiento de operación e intervalo de muestreo utilizando los niveles y la velocidad de generación de TDCG en el aceite
	ANALISIS 3	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de los Gases Claves.
	ANALISIS 4	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de las relaciones de Dornenburg.
	ANALISIS 5	Evaluación del posible tipo de falla por el Método de las relaciones de Roges.
IEC 60599-03	ANALISIS 6	Análisis de gases disueltos mediante el método del triángulo de Duval

Análisis 1.

Este procedimiento es desarrollado en base un criterio de cuatro niveles para clasificar el riesgo en transformadores, para realizar la evaluación inicial de un transformador nuevo o reparado, cuando no existe análisis de gases disueltos previos, para equipos con historia previa (por lo que se debe determinar si la situación es estable o no).

Tabla 26 Concentraciones de gases disueltos extraída de (IEEE std C7.104-1991)

ESTADO	LIMITES DE CONCENTRACION DE REFERENCIA DE GASES DISUELTOS (PPM)							TD CG (Cantidad de gases disueltos)
	H2	CH4	C2 H2	C2H 4	C2 H6	CO	CO2	
1	100	120	35	5 0	65	350	2500	720
2	101- 700	121- 400	36-50	51- 100	66- 100	351- 570	2500- 4000	721-1920
3	701- 1800	401- 1000	51-80	101- 200	101- 150	571- 1400	4001- 10000	1921-4630
4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>140	>10000	>46 30

Análisis 2.

Este método se recomienda utilizar cuando existe un incremento repentino en el contenido de gases disueltos en el aceite que ha estado operando satisfactoriamente y se sospecha de una falla interna, para este caso se debe ayudar de la tabla 4.6, en la cual se presentan procedimientos e intervalos de muestreo.

Tabla 27 Clasificación de estado basado en TDCG extraída de (IEEE std C7.104-1991)

CONDICION DEL EQUIPO	NIVELES DE CTGCD (PPM)	VELOCIDAD DE GENERACION DETGCD (PPM/DIA)	INTERVALOS DE MUESTREO Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN SEGÚN LA VELOCIDAD DE FORMACION DE GASES	
			INTERVALO DE MUESTREO	PROCEDIMIENTO DEOPERACIÓN
ESTADO 1	<720	>30	Mensual	Tener precaución. Analizar cada gas individual. Determinar la dependencia de la carga
		10-30	Quincenal	Continuar con la operación normal
		<10	Anual	
ESTADO 2	721-1920	>30	Mensual	Tener precaución. Analizar cada gas individual. Determinar la dependencia de carga.
		10-30	Mensual	
		<10	Quincenal	
ESTADO 3	1921-5630	>30	Semanal	Tener extrema precaución. Analizar cada gas individual. Trazar un plan y avisar al fabricante.
		10-30	Semanal	
		<10	Mensual	
ESTADO 4	>463 0	>30	Diario	Considerar sacar fuera de servicio.
		10-30	Diario	
		<10	Semanal	Tener extrema precaución. Analizar cada gas individual. Trazar un plan y avisar al fabricante.

### Análisis 3.

La dependencia en la temperatura de la descomposición del aceite y de la celulosa en los diferentes gases de falla provee la base para la determinación cualitativa del tipo de falla, de acuerdo a los gases típicos o predominantes a varias temperaturas. A estos gases predominantes y las proporciones a las que se generan (cuatro tipos de fallas en general) se les denomina “Gases Claves” y se analizan utilizando esquemas gráficos para indicar los niveles anormales de cada uno de los gases.

Tabla 28 Gases claves, datos basados en la (IEEE std C7.104-1991)

FALLA	GAS MAS IMPORTANTE	CRITERIO	PORCENTAJE
Arco	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Gran cantidad de H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> y en menor cantidad C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ,CH <sub>4</sub> ,CO	H <sub>2</sub> : 60% C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : 30%
Corona	H <sub>2</sub>	Gran cantidad de H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> y en menor cantidad C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ,CO, CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> : 85% CH <sub>4</sub> : 13%
Sobrecalentamiento del aceite (térmica del aceite)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Gran cantidad de C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , y en menor cantidad C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , y algunas cantidades de CH <sub>4</sub> , H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> :63% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : 19% CH <sub>4</sub> : 16%
Sobrecalentamiento de la celulosa (térmica de la celulosa)	CO	Gran cantidad de CO <sub>2</sub> , CO y pueden existir algunos hidrocarburos	CO: 92%

Análisis 4.

Este método se basa en corroborar la existencia de algunas de los tres tipos de fallas que analiza (degradación térmica, corona y arco), y para relacionar estas fallas se utilizan los siguientes gases formados por la descomposición del aceite de acuerdo a su aparición que son:



El método trata de unificar dos tipos de diagnóstico, el primero basado en concentraciones independientes de cada gas en partes por millón y el segundo en la combinación de relaciones.

Tabla 29 Concentración de gas disuelto extraída de (IEEE std C7.104-1991)

GASES CLAVES	CONCENTRACIONES LIMITES (PPM)
Hidrogeno H <sub>2</sub>	100
Metano CH <sub>4</sub>	120
Monóxido de carbono CO	350
Acetileno C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	35
Etileno C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	50
Etano C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	65

El estado de un transformador se puede diagnosticar mediante una gráfica con escala logarítmica en ambos ejes, donde cada eje está asociado a la relación de dos gases.

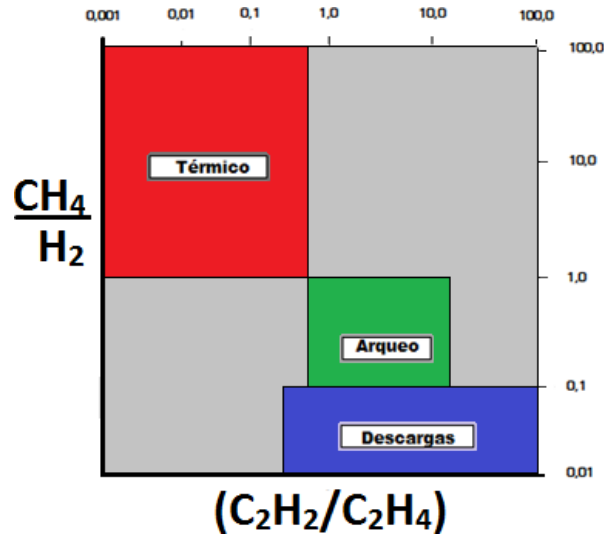


Figura 16 Grafica de relación de los gases. (Antillón F., 2015)

Dentro de la gráfica se puede observar que existen tres áreas bien definidas, las cuales corresponden a los tres tipos de fallas en el transformador.

#### Análisis 5.

El método de las relaciones de Rogers se basa solamente en tres de los cinco gases principal que se forman por la descomposición del aceite (presentados en el análisis 4). El método considera que



la concentración de etano proporciona información para diferenciar los problemas térmicos en varias categorías. Utilizando este gas Roger propuso las relaciones:

RELACION	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
ABREVIATURA	A1	A2	A3

Este método de análisis sugiere la existencia de ocho tipos de fallas generales y al igual que el método de Doernenburg, puede darse el caso de relaciones que no entran en los códigos de diagnósticos establecidos por Roger, las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultaneas o en periodos de evolución. De cualquier manera, se debe tomar el diagnostico que más coincidan con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones A2 y A3. Y se recomienda utilizar otros métodos para obtener un diagnóstico más confiable.

Tabla 30 Concentración de gas disuelto extraída de (IEEE std C7.104-1991)

RANGO DE RELACIONES		A1	A2	A3
	<0.1	0	1	0
	0.1 – 1	1	0	0
	1 – 3	1	2	1
	>3	2	2	2
CASO	DIAGNÓSTICO DE FALLA	CÓDIGO		
1	Equipo normal	0	0	0
2	Descarga parcial por baja densidad de energía	0	1	0
3	Descarga de alta energía (arco)	1	0	2
4	Falla térmica por temp. Inferiores a 150°C	0	0	1
5	Falla térmica por temp. Entre 150°C a 700°C	0	2	1
6	Falla térmica por temp. Superior a 700°C	0	2	2

Análisis 6.

El método del triángulo de Duval fue desarrollado en 1974 y su diseño fue con el propósito de tratar de corregir la desventaja que presenta el método Dornunurg ya que este en muchos casos no puede diagnosticar bien porque no hay suficiente gas disuelto o bien porque los ratitos que se obtienen de los análisis no encajan en ninguna fila. El método basa su diagnóstico con el empleo de las concentraciones de sólo tres gases de hidrocarburos: Metano, Etileno y Acetileno ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$  y  $\text{C}_2\text{H}_2$ ).

A continuación, se muestra el Triángulo de Duval donde cada lado representa una escala desde 0 a 100% de cada gas y en su interior se puede observar seis zonas establecidas (PD, D1, D2, T1, T2 y T3).

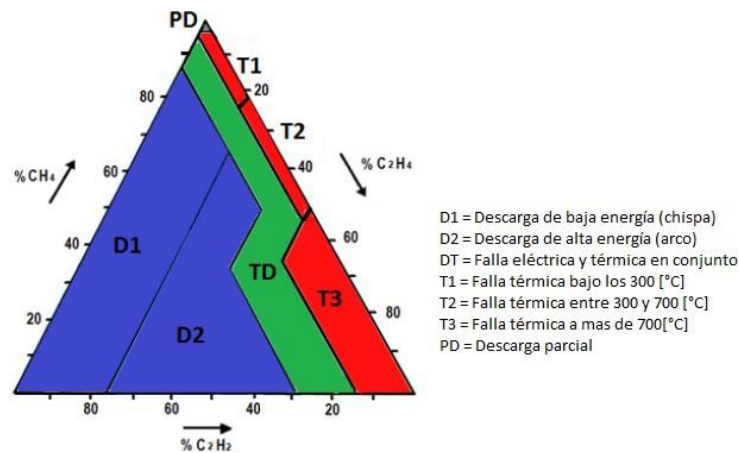


Figura 17 Triangulo de duval (Antillón F., 2015)

Este método propone los sistemas de coordenadas triangulares en porcentaje y esos porcentajes de partición para cada gas son calculados mediante las siguientes formulas:

Donde:

$x$  = Concentración de acetileno en ppm.

$y$  = Concentración de etileno en ppm.

z = Concentración de metano en ppm.

$$\%C_2H_4 = \frac{[100 * y]}{x + y + z}$$

$$\%C_2H_2 = \frac{[100 * x]}{x + y + z}$$

$$\%CH_4 = \frac{[100 * z]}{x + y + z}$$

Figura 18 Ecuaciones para encontrar las particiones de cada gas (Antillón F., 2015)

Algunos de los problemas que pueden producirse en un transformador junto con los gases característicos generados internamente son los siguientes.

Tabla 31 Resumen de algunos de los problemas que pueden producirse en un transformador junto con los gases característicos generados internamente. (Antillón F., 2015)

GASES CARATERÍSTICOS	FALLAS POSIBLES	POSIBLE SINTOMAS
H2, rastros de CH4 y C2H6. Posible presencia de CO	Descarga parcial(corona)	Debilitamiento de aislamiento debido al envejecimiento y a los esfuerzos eléctricos
H2, CH4 (algo de CO si el aislamiento de celulosa está involucrado). Posible presencia de rastro de C2H6	Descarga de baja energía (chisporroteo). (posible existencia de descargas eléctricas)	Pinchazos en la celulosa con restos de carbón. Posible existencia de partículas de carbón en el aceite. Posible mal aterrizamientos de los objetos metálicos.
Existencia de H2, CH4, C2H6, C2H4 y el gas característico del arco C2H2 tal vez en elevadas concentraciones. Si se está generado C2H2 el arco todavía está presente. El CO estará presente si el aislamiento de celulosa es sobrecalentado	Descarga de alta energía (arco)	Fusión de metal. Mal contacto en el cambiador de tap o en las conexiones internas. Debilitamiento del aislamiento y a los esfuerzos eléctricos. Aceite carbonizado. Destrucción del papel si esta es sobrecalentado o se encuentra en la trayectoria del arco eléctrico

<b>GASES CARACTERÍSTICOS</b>	<b>FALLAS POSIBLES</b>	<b>POSIBLE SINTOMAS</b>
H2, CO	Falla térmica con temperaturas menores a los 300°C cercanas al aislamiento de celulosa(el papel está siendo sobrecalentado)	Descolocación del papel. Sobrecarga y/o problemas con el sistema de ventilación. Mal contacto en el cambiador de tap o en las conexiones internas. Corrientes y/o fluidos magnéticos circulantes.
H2,CH4, C2H6, C2H4, CO	Falla térmica entre 300°C y 700°C	Aislamiento de celulosa destruido. Aceite sumamente carbonizado.
Todos los gases anteriores y el acetileno en elevadas concentraciones	Arco eléctrico coproduciendo temperaturas de 700°C y superiores	Lo mismo que lo anterior pero con descolocación del metal. El arco eléctrico pudo haber causado una falla térmica

*2.3.7. Análisis de Furanos y grado de polimerización. (Papel aislante/Tanque Principal).*

El aislamiento sólido del transformador está formado por papel, el cual, está compuesto por fibras de celulosa. Esta última es un polímero formado, a su vez, por moléculas de glucosa. La cadena promedio del polímero tiene una longitud de 1.000 a 1.200 moléculas de glucosa cuando el papel está nuevo, antes de su instalación en el transformador y su secado en fábrica; una vez realizado este proceso, el papel ya instalado en el transformador contiene entre 800 a 1.000 moléculas de glucosa.

La longitud promedio de la cadena de la celulosa se denomina grado de polimerización del papel (DP por sus siglas en inglés). A medida que este envejece se produce una descomposición gradual de estas cadenas y por ende la disminución de la rigidez mecánica del papel, esto puede causar fallas al interior del transformador. Además, durante dicho proceso la molécula de la glucosa

cambia formando anillos de furano, que suelen migrar hacia el aceite y a altas temperaturas forman diversos compuestos químicos asociados a fenómenos térmicos, eléctricos o mecánicos en el transformador. El cambio en el contenido furánico es el parámetro más importante para determinar si hay la posibilidad de una falla que amerite atención. (Zorrilla J., 2020)

Tabla 32 Análisis de resultado de datos obtenidos. (Zorrilla J., 2020))

Ítem	Compuesto Funárico	Interpretación
1	2 furaldehído	Sobrecalentamiento general de la celulosa o condición de falla en el pasado.
2	2 furil alcohol	Se forma en presencia de gran contenido de humedad o descomposición activa del papel.
3	2 Acetil furano	No es común. Representa averías por descargas eléctricas o un alto índice de esfuerzo eléctrico.
4	5 metilo 2 furaldehído	Sobrecalentamiento intenso y localizado, supone una falla ocasionada por un punto caliente a muy alta temperatura.
5	5 hidroximetilo 2 furaldehído	Oxidación del aislamiento sólido. Puede crear cortocircuito en los devanados, el núcleo, entre otros.

### 2.3.8. Factor de potencia en bushing. (Aisladores).

El principal objetivo de la prueba de factor de potencia es conocer el estado operativo de los aislamientos. Permite identificar cambios en sus propiedades dieléctricas debidos a los efectos de contaminación o envejecimiento.

Nos ayuda a identificar defectos en el aislamiento, tales como:

- Contaminación.
- Humedad.
- Envejecimiento.

Al obtener los resultados de la prueba de factor de potencia podemos realizar un análisis y determinar el estado del aislamiento y si es necesario intervenir.

Tabla 33 Análisis de prueba de factor de potencia de aisladores pasatapas. (IEEE 62-1995)

Prueba	Límites de prueba				
	Muy buena	Bueno	Regular	Pobre	Muy pobre
Factor de potencia en boquillas (%)	$FPB < 0.2$	$0.2 \leq FPB < 0.4$	$0.4 \leq FPB < 0.5$	$0.5 \leq FPB < 0.6$	$FPB \geq 0.6$

### 2.3.9. Determinación de color (ASTM D-1500).

Este ensayo consiste en clasificar el color del aceite de acuerdo a patrones estándar de colores definidos en la norma ASTM D 1500, la cual el color del aceite aislante es expresado por medio de un valor numérico, el valor del color se determina realizando una comparación del color de la muestra respecto a patrones de colores estándar contenidos en un colorímetro.

La importancia de esta prueba radica en la facilidad para realizarse; además, que el equipo utilizado es muy simple. Sin embargo, el color por sí solo no corresponde en todos los casos a un determinado nivel de degradación del aceite, se requiere tener la información de número de neutralización y tensión interfacial, para determinar un diagnóstico adecuado de la condición del aceite.

El patrón de colores normalizado por la norma ASTM d-1500 se muestra en la figura 18, donde se observa que el valor mínimo inicia en 0.5 el cual corresponde a un aceite nuevo y tiene como límite un valor de 8 el cual puede ser correspondiente a un aceite con una gran condición de sedimentos, los valores de escala avanzan en pasos de 0,5.

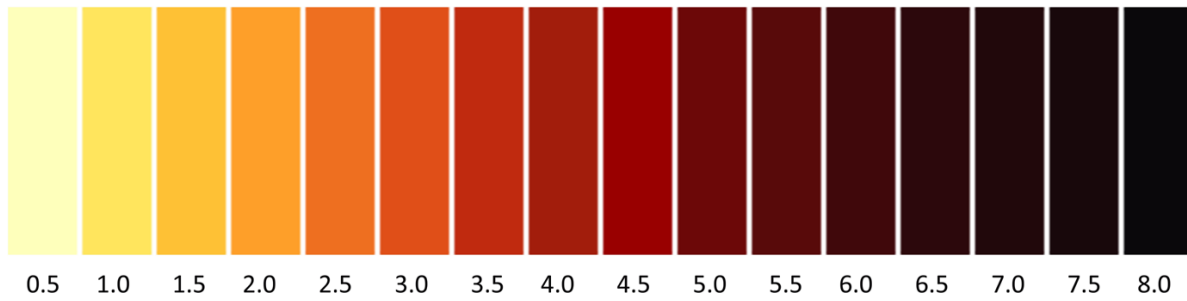


Figura 19 Clasificación del color del aceite partiendo de su descomposición (Antillón F., 2015)

Tabla 34 Condición del aceite partiendo del color que presenta. (Antillón F., 2015)

Color comparator Number ASTM	color	Condición del aceite
0.0—0.5	Limpio	Aceite nuevo
0.5—1.0	Amarillo pálido	Aceite bueno
1.0—2.5	Amarillo	Aceite en servicio envejecido
2.5—4.0	Amarillo oscuro	Condición marginal
4.0—5.5	Ámbar	Condición mala
5.5—7.0	Café	Condición severa
7.0—8.5	Café oscuro	Condición extrema

### 2.3.10. Prueba de resistencia óhmica del núcleo.

La prueba se realiza a transformadores que se preparan para su puesta en servicio, con el objeto de verificar la resistencia de aislamiento del núcleo y su correcto aterrizamiento en un solo punto, comprobando al mismo tiempo la adecuada geometría del núcleo y asegurando que no haya existido desplazamiento del mismo durante las maniobras de transporte. La prueba es aplicable también a transformadores en operación que presenten sobrecalentamiento sin llegar a su capacidad nominal.

*2.3.11. Recomendación de plan de pruebas.*

Como plan de mantenimiento predictivo mostramos las pruebas que deberían ser tomadas en cuenta tomando la base histórica de estadísticas de ocurrencia de fallas. Es importante que las pruebas sean efectuadas de manera periódica y que se vaya generando una bitácora de datos históricos para poder realizar proyecciones estadísticas lo que permitirá que los mantenimientos a futuro sean más efectivos y eficientes.

A continuación, presento una propuesta de frecuencia de realización de las pruebas propuestas:

*Tabla 35 Propuesta de plan de monitoreo de transformador.*

<b>Prueba</b>	<b>Frecuencia de realización propuesta</b>
Pruebas de inspección de rutina.	Mensual
Factor de Potencia.	1 veces al año
Resistencia de aislamiento.	1 veces al año
Relación de transformación.	1 veces al año
Corriente de excitación.	1 veces al año
Análisis de gases disueltos.	1 veces al año
Análisis de furanos y grado de polimerización.	1 veces al año
Factor de Potencia en aisladores.	1 veces al año
Determinación del color.	1 veces al año
Resistencia óhmica del núcleo	1 veces al año



### **3. Conclusiones**

La investigación de estadísticas de ocurrencia de fallas para transformadores de potencia muestra una diferencia significativa entre los datos proporcionados por entes internacionales en contraste con los datos obtenidos por estudiantes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador. Estos datos fueron proporcionados por empresas distribuidoras, lo cual, deja en claro la importancia de la elaboración de bitácoras de datos históricos en transformadores, debido a que estos datos pueden variar de manera drástica la estrategia de mantenimiento de acuerdo a la región donde nos encontramos.

La contrastante variación en el porcentaje de falla que sufre el cambiador de tap, dentro del país, brinda una idea de una buena gestión de mantenimiento. Cabe mencionar que, en el país, la mayor parte los transformadores son de operación sin carga o se realiza la maniobra de botar la carga antes de operarlas, lo cual reduce el riesgo de daño en este elemento.

Es importante focalizar la estrategia de mantenimiento para optimizar esfuerzos y recursos. Se realizó un análisis de resultados estadísticos entre los datos internacionales y los de la EIE.

Debido a que, los elementos con mayor tasa de fallas son los equipos auxiliares, debemos darle importancia al mantenimiento básico, inspecciones visuales y la revisión de sensores de alarma, puesto que estos serán nuestros indicadores de desgaste o daño en estos elementos.

A partir de este trabajo de investigación se generó una propuesta de pruebas a realizar a los transformadores de potencia y la importancia de esta con respecto al activo con el que está directamente relacionada.

Es necesario que se realicen las pruebas propuestas por este documento al menos 1 vez al año y en algunos casos como las inspecciones visuales y de alarmas de sensores mensualmente. Es importante el monitoreo constante de estos activos debido al impacto que generan en todo el proceso de transmisión y distribución.

## REFERENCIAS.

1. Antillón Hernández, F. A., & Magaña Canales, O. Y. (2015). *Propuesta de diseño para el laboratorio de pruebas para transformadores de distribución y potencia, para la Escuela de Ingeniería Eléctrica* [Engd, Universidad de El Salvador]. <https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/9011/>
2. Hernández Arévalo, J. E., & Guidos Espinoza, D. F. (2020). Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención [Other, Universidad de El Salvador]. <https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/21289/>
3. ASTM D5837-12-2012, “Standard test method for furanic compounds in electrical insulating liquids by high- performance liquid chromatography (HPLC)”
4. *Calculation of a Health Index for Oil-Immersed Transformers Rated Under 69 kV Using Fuzzy Logic* / *IEEE Journals & Magazine* / *IEEE Xplore*. (s. f.). Recuperado 5 de julio de 2022, de: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6255812?reload=true&arnumber=6255812>
5. Cerón, A. F., Orduña, I. F., Aponte, G., & Romero, A. A. (2015). Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia. *Información tecnológica*, 26(3), 99-110. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642015000300014>
6. Contreras Campos, C. E., & Díaz Hernández, M. R. (2021). Análisis estadístico de fallas en transformadores de potencia en redes de distribución [Other, Universidad de El Salvador]. <https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/25629/>
7. DoE, U. S. (2014). Office of Electricity delivery and energy reliability. *National Electric Transmission Congestion Study—Draft for Public Comment*.

8. IEEE.C57.12.00-2010, “IEEE Standard for general requirements for Liquid- immersed distribution, power and regulating transformers”.
9. IEEE C57.104-2008, “Guide for the interpretation of gas generated in oil immersed transformers”.
10. IEEE 62-1995, “Guide for Diagnostic field testing of Electric power apparatus”
11. Metwally, I. (2011). Failures, Monitoring and New Trends of Power Transformers. *Potentials, IEEE*, 30, 36-43. <https://doi.org/10.1109/MPOT.2011.940233>
12. *Multivariate analysis for correlations among different transformer oil parameters to determine transformer health index.* (s. f.). Recuperado 5 de julio de 2022, de <https://ieeexplore.ieee.org/document/6345231/>
13. Naderian, A., Cress, S., Piercy, R., Wang, F., & Service, J. (2008). An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers. *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 192-196. <https://doi.org/10.1109/ELINSL.2008.4570308>
14. Romero, A. A., Mombello, E. E., & Rattá, G. (2012). An overview on power transformer management: Individual Assets and Fleets. *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, 1-7. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2012.6319081>
15. Santana, R., Betancourt, M., Rejon-Garcia, L., Rafael, N., Sosol, C., & Fernández, R. (2013). *UNA PROPUESTA PARA ESTIMACIÓN DE LA CONDICIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.*

16. Soleymani, H. (2017). Presenting New Idea for Circumstance Monitoring of Transformers in Power Lines. *American Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 5(2), 64-68. <https://doi.org/10.12691/ajeee-5-2-5>
17. Tenbohlen, S., Jagers, J., Gebauer, J., Müller, P., Lapworth, J., Yukiyasu, S., Desai, B., McIntosh, A., Bastos, G., & Bo, L. (2012). Transformer reliability survey: Interim report. *Electra*, 46-49.
18. Zorrilla Henao, J. D., Céspedes Fernández, A., & García Gómez, D. F. (2020). Técnicas para el diagnóstico de transformadores de potencia: Una revisión crítica. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 28(2), 184-203. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052020000200184>
19. Navarro Diaz, Juan. (2004). Técnicas de Mantenimiento Industrial. [Other, Calpe Institute technology]. [https://dlscrib.com/queue/tecnicas-de-mantenimiento-industrial-juan-diaz-navarropdf\\_5ad89fb9e2b6f551568c2ec8\\_pdf?queue\\_id=5ad89fc7e2b6f503288c2e46](https://dlscrib.com/queue/tecnicas-de-mantenimiento-industrial-juan-diaz-navarropdf_5ad89fb9e2b6f551568c2ec8_pdf?queue_id=5ad89fc7e2b6f503288c2e46)
20. Stronconi P. Diego A. (2010). *Plan de Mantenimiento Correctivo - Preventivo de los Transformadores de Distribución En La Empresa Elebol C.A. Bolívar*. <http://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/225709>.